

**Universidade Federal da Paraíba
Centro de Energias Alternativas e Renováveis
Departamento de Engenharia Elétrica**

Rodrigo Campos de Oliveira

**Otimização de bancos de capacitores na rede da UFPB para
diversos perfis de carga**

**João Pessoa - PB
Junho 2018**

RODRIGO CAMPOS DE OLIVEIRA

**OTIMIZAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES NA REDE DA
UFPB PARA DIVERSOS PERFIS DE CARGA**

**Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica como
um dos pré-requisitos para a obtenção do título
em Bacharel em Engenharia Elétrica sob
orientação do Prof. Clivaldo Silva de Araújo.**

**João Pessoa - PB
Junho 2018**

Catalogação na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

O48o Oliveira, Rodrigo Campos de.
Otimização de Bancos de Capacitores na Rede da UFPB
para Diversos Perfis de Carga / Rodrigo Campos de
Oliveira. - João Pessoa, 2018.
77 f. : il.

Orientação: Clivaldo Silva de Araújo.
Monografia (Graduação) - UFPB/CEAR.

1. Alocação de banco de capacitores. 2. Fluxo de
potência. 3. Otimização. I. Araújo, Clivaldo Silva de.
II. Título.

UFPB/BC

Rodrigo Campos de Oliveira

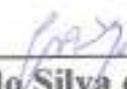
**Otimização de Banco de Capacitores na Rede da UFPB para
diversos Perfis de Carga**

**Trabalho de Conclusão de Curso Submetido ao Departamento de
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos necessários para à
obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.**

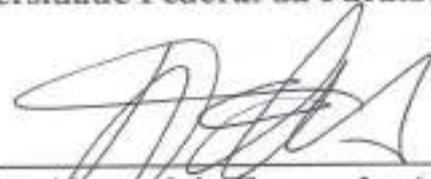
Data de Aprovação: 12/06/2018

Nota: 10,00

Aprovado por:



Prof. Dr. Clivaldo Silva de Araújo (Orientador)
Universidade Federal da Paraíba



Prof. Dr. Darlan Alexandria Fernandes (Avaliador)
Universidade Federal da Paraíba



Prof. Dr. Yuri Percy Molina Rodriguez (Avaliador)
Universidade Federal da Paraíba

**João Pessoa – PB
Junho 2018**

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradecer a Deus pela minha família, força, saúde e as oportunidades que foram abertas ao longo da minha vida.

Agradeço aos meus pais Edson Oliveira e Charlene Campos por todo o suporte, educação, incentivo e principalmente por todo o amor demonstrado ao longo dos todos esses anos.

Agradeço aos meus irmãos Danilo Campos e Luanna Campos por todo o companheirismo demonstrado durante essa jornada.

A meu sobrinho e afilhado Benício e minha companheira Minney por terem proporcionados a partir de suas ingenuidades, momentos de felicidade nas horas mais difíceis durante essa jornada.

Aos meus avós maternos Jabel e Laurivete e meus avós paternos Paulo e Ruth, por terem sido referências nessa jornada.

Ao que considero minha tia Rosilda por sempre estar disposta a me ajudar e proporcionar momentos de descontração.

A minha namorada Deborah por me ajudar e incentivar durante a maior parte dessa caminhada como também pelo o companheirismo em todos os momentos.

Agradeço ao professor Clivaldo pela disponibilidade em ajudar no que fosse possível para a realização desse estudo.

Por fim, gostaria de agradecer a todos meus amigos, incluindo meus amigos de curso Anderson, Bayron, Diogo, Victor e muitos outros que ajudaram em momentos difíceis e proporcionaram momentos de muitas risadas ao longo do curso.

RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso visa realizar um estudo de viabilidade técnica e econômica sobre a realocação dos Bancos de Capacitores (BC) existentes na rede de distribuição da Universidade Federal da Paraíba (UFPB), assim como alocação de novos BC levando em consideração diversos perfis de carga e as perdas na rede. Para simular a rede da UFPB será utilizado o *software DigSILENT PowerFactory*® para o cálculo de fluxo de potência como também para viabilizar as funções necessárias para otimização de realocação e alocação de BC tendo como critério minimizar as perdas na rede de distribuição através de uma dada função objetivo. Serão mostrados nesse estudo os elementos que compõe a rede, dados reais sobre o comportamento do consumo de energia na UFPB e detalhes que ajudarão a mostrar que tanto a realocação como uma alocação de BC, além de diminuir as perdas, podem melhorar o perfil de tensão e o fator de potência (FP) do sistema tendo como consequência um menor valor a ser pago na fatura de energia da UFPB e uma melhor qualidade na energia distribuída.

Palavras-Chaves: Alocação de banco de capacitores. Fluxo de Potência. Otimização.

ABSTRACT

This work aims to conduct a technical and economic feasibility study on the relocation of the existing capacitor banks (CB) in the distribution network of the Federal University of Paraíba (UFPB), as well as the allocation of new CB, taking into account several load profiles and network losses. In order to simulate the UFPB network, it will be used the *DigSILENT PowerFactory*® software for the calculation of power flow as well as to enable the necessary functions for optimization of the relocation and allocation of CB, having as a criterion to minimize losses in the distribution network through a given objective function. It will be shown in this study the elements that compose the network, real data on the energy consumption behavior in the UFPB and details that will help to show that both relocation and allocation of CB, besides reducing losses, can improve the voltage profile and the power factor (PF) of the system, resulting in a lower value to be paid in the energy bill of UFPB and a better quality in the distributed energy.

Keywords: Allocation of capacitors banks. Power Flow. Optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação da barra K com elementos conectados	17
Figura 2 - Triângulo de potências	22
Figura 3 - Triângulo de potências antes e após correção de FP	26
Figura 4 - CCK 4500	27
Figura 5 - CCK 6700	28
Figura 6 - Interface principal do CCK Automação	29
Figura 7 - Interface Gráfica do CCK Automação	29
Figura 8 - Conta de energia da UFPB	30
Figura 9 - Consumo de energia do mês de março da UFPB	31
Figura 10 - Maior demanda de potência ativa para o mês de março na UFPB	31
Figura 11 - Inicialização do programa.....	35
Figura 12 - Planta baixa da rede da UFPB	36
Figura 13 - Elementos que compõe a rede.	37
Figura 14 - Montando biblioteca tipo <i>TypGeo</i>	38
Figura 15 - Biblioteca para implementação dos dados dos condutores.....	39
Figura 16 - Biblioteca para as cargas	39
Figura 17 - Parâmetros dos condutores	40
Figura 18 - Rede da UFPB implementada no <i>DigSILENT PowerFactory</i> ®.....	41
Figura 19 - Acessando função OCP	42
Figura 20 - Acessando configurações da função OCP	42
Figura 21 - Inserindo bancos de capacitores na função OCP.....	43
Figura 22 - Curva de carga no dia de maior demanda de potência	46
Figura 23 - Dados no horário de maior demanda	47
Figura 24 - Dados da rede ilustrados no <i>software</i>	49
Figura 25 - Otimização dos custos via <i>software</i>	51
Figura 26 - Gráfico da demanda média de potência ativa para o mês de março.....	54
Figura 27 - Gráfico da demanda média de potência reativa para o mês de março.....	54
Figura 28 - Gráfico da demanda média de potência ativa para o mês de março.....	60
Figura 29 - Gráfico da demanda média de potência reativa para o mês de março.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Lista de transformadores ativos na UFPB.....	32
Tabela 2 - Lista de banco de capacitores na UFPB.....	33
Tabela 3 - Localização e potência dos bancos de capacitores.....	33
Tabela 4 - Potência demandada para cada transformador.....	47
Tabela 5 - Dados da rede para maior demanda.....	48
Tabela 6 - Novo FP após a retirada de banco de capacitores.....	50
Tabela 7 - Localização dos Bancos de Capacitores.....	50
Tabela 8 - Custos com as perdas na rede atual.....	52
Tabela 9 - Média de Potência ativa, reativa e FP para o mês de março.....	53
Tabela 10 - Dados da rede atual.....	54
Tabela 11 - Novo FP após a retirada de banco de capacitores.....	55
Tabela 12 - Resumo dos dados obtidos.....	55
Tabela 13 - Localização dos Bancos de Capacitores.....	56
Tabela 14 - Média da Demanda de potência ativa, reativa e FP.....	57
Tabela 15 - Dados da rede atual.....	57
Tabela 16 - Novo FP após a retirada de banco de capacitores.....	57
Tabela 17 - Resumo dos dados obtidos.....	58
Tabela 18 - Localização dos Bancos de Capacitores.....	59
Tabela 19 - Média da demanda de potência ativa, reativa e FP.....	60
Tabela 20 - Dados da rede atual.....	61
Tabela 21 - Novo FP após a retirada de banco de capacitores.....	62
Tabela 22 - Resumo dos dados obtidos.....	62
Tabela 23 - Localização dos bancos de capacitores.....	63
Tabela 24 - Localização dos bancos de capacitores para todos os perfis analisados.....	65
Tabela 25 - Economia com a realocação de bancos de capacitores.....	66
Tabela 26 - Potência e custo de aquisição de bancos de capacitores.....	67
Tabela 27 - Custo anual dos bancos de capacitores.....	68
Tabela 28 - Novos capacitores alocados.....	70
Tabela 29 - Comparação de dados entre os tipos de redes simuladas.....	70
Tabela 30 - Localização otimizada com novas aquisições.....	71
Tabela 31 - Resultados alcançados.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

UFPB	Universidade Federal da Paraíba
FP	Fator de potência
kV	Quilovolts
kW	Quilowatts
kWh	Quilowatt hora
kVAr	Quilovolt Ampère reativo
V	Volt
A	Ampère
BC	Bancos de Capacitores
PU	Prefeitura Universitária
OCP	Optimal Capacitor Placement

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Motivação.....	13
1.2 Objetivos	14
1.2.1 Geral.....	14
1.2.2 Específicos	14
1.3 Organização do trabalho.....	14
2 FLUXO DE POTÊNCIA	15
2.1 Resolução do Fluxo de potência.....	16
2.2 Método Newton-Rapshon	19
3 FATOR DE POTÊNCIA.....	22
3.1 Consequências de um Fator de Potência baixo	23
3.2 Faturamento de energia reativa excedente	24
3.3 Correção de Fator de potência.....	25
4 GERENCIAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	27
5 REDE UFPB.....	32
6 SOFTWARE <i>DIGSILENT POWER FACTORY</i> ®.....	35
6.1 Montando a rede da UFPB	36
6.1.1 Montando Bibliotecas e sistema de coordenadas	37
6.2 Função OCP	41
6.2.1 Função Objetivo OCP	43
7 SIMULAÇÃO	45
7.1 Análise de Perfil de carga.....	46
7.1.1 Maior demanda registrada no mês	46
7.1.2 Média do mês em horário ativo (8h00-17h00).....	53
7.1.3 Horário ponta (17h30-20h30).....	56
7.1.4 Noite (21h00-24h00).....	60

7.1.5 Resumo dos resultados	64
7.2 Alocação de novos Bancos de Capacitores	66
7.2.1 Resultados da alocação.....	69
7.3 Análise dos resultados.....	73
8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	75
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76

1 INTRODUÇÃO

Um sistema de potência é dividido em centrais geradoras, linhas de transmissão e os sistemas de distribuição. As linhas de transmissão são responsáveis por ligar as centrais geradoras aos sistemas de distribuição. Um sistema de distribuição de energia elétrica tem como função fornecer energia das subestações de subtransmissão a cada consumidor, transformando a tensão em valores apropriados para o consumo (GRAINGER; STEVENSON, 1994). É possível analisar e simular o funcionamento do circuito elétrico que representa a rede através do estudo de fluxo de potência que permite determinar o estado operativo do sistema elétrico e efetuar o controle sobre este. Através do fluxo de potência pode-se determinar as tensões complexas das barras, fluxo de potência pelas linhas, dentre outras grandezas de interesse (ROBBA et al. 1996).

Com a crescente demanda dos sistemas, o gerenciamento de potência reativa se torna necessário para evitar multas das concessionárias de energia. Também se torna importante esse gerenciamento para garantir bons níveis na qualidade de fornecimento de energia elétrica para o consumidor, visto que o aumento no número de cargas longes das centrais geradoras assim como as linhas de transmissão extensas prejudica a qualidade das tensões nas cargas.

Esse gerenciamento de potência reativa se dá através do controle do FP. Normalmente é através da alocação de BC que se faz a correção do FP. Esses quando alocados de maneira adequada diminuem as perdas elétricas assim como melhoram os perfis de tensão. Para que sua implementação seja otimizada é preciso um estudo sobre a quantidade, localização e potência (kVAr) dos BC a serem instalados na rede

1.1 Motivação

Tendo em vista o alto valor pago pelo o consumo de energia elétrica pela UFPB, um estudo sobre como melhorar esse fornecimento de energia as diversas unidades que a compõe, e como economizar no valor pago por esse serviço se torna atrativo, visto que com ações estruturadas pode-se utilizar dessa economia para investir em outros setores mais necessitados.

Através de dados disponibilizados pela Prefeitura Universitária (PU), responsável pela a parte elétrica da universidade, é possível fazer uma análise mais profunda de como está o funcionamento da rede elétrica e assim, fazer um estudo para que seja realizada ações que promovam essa economia dentro da realidade financeira da instituição e que a previna de possíveis custos maiores em um futuro próximo.

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Esse trabalho tem como objetivo principal a otimização da realocação dos BC existentes na UFPB visando minimizar as perdas da rede de distribuição para diversos perfis de carga.

1.2.2 Específicos

- Implementação da rede de distribuição no software *DigSILENT PowerFactory*®.
- Estudo do fluxo de potência para diversos perfis de carga visando observar níveis de tensão e fator de potência.
- Será analisado perfil de maior demanda, de horário de carga ativa, horário ponta e perfil de carga a noite.
- Alocação ótima de novos BC visando minimizar as perdas com consequente melhoras nos níveis de tensão.
- Estudo da fatura e redução do valor a ser pago de energia elétrica.

1.3 Organização do trabalho

O trabalho organiza-se em 8 capítulos, que são descritos conforme a ordem a seguir:

- O Capítulo 1 temos uma breve introdução.
- Do Capítulo 2 ao Capítulo 4 será apresentada a revisão bibliográfica. Serão apresentados o embasamento teórico necessário ao estudo desenvolvido neste trabalho.
- Os Capítulos 5 e 6 trata dos dados e ferramentas utilizadas para implementação e simulação da rede da UFPB.
- No Capítulo 7 são apresentadas as análises das simulações para diferentes perfis de carga, com o objetivo de mostrar a viabilidade de uma realocação e alocação de BC.
- Por último, no Capítulo 8 é apresentado as conclusões sobre os resultados do estudo realizado e sugestões para futuros trabalhos que visem ampliar as conclusões deste.

2 FLUXO DE POTÊNCIA

O fluxo de potência é de grande importância para análise e planejamento de um sistema de potência. O estudo dele permite conhecer as potências ativas e reativas que fluem pelas linhas de transmissão, assim como principalmente, conhecer as magnitudes e ângulos das tensões em cada barra do sistema. Para os cálculos utiliza-se diversos métodos que se diferenciam pelo número de iterações necessárias e precisão para se chegar ao resultado mais adequado. Portanto, o uso de programas computacionais se faz necessário devido à complexidade desses cálculos.

No cálculo do fluxo de potência se faz necessário as admitâncias próprias e mútuas de barra, que compõe a matriz de admitância Y_{bus} , ou as impedâncias de excitação e transferência, que compõe a matriz de impedâncias Z_{bus} . Será usado neste estudo os métodos que usam admitâncias. Portanto, são necessários os valores das impedâncias em série e em derivação das linhas de transmissão, para que possa determinar os elementos da matriz Y_{bus} . Nessa matriz os elementos nulos estão sempre entre as barras não conectadas. O fato de usar-se admitância ao invés de impedância se dá pelo fato de ser mais prático para uso computacional. Necessita-se ainda, da impedância dos transformadores e dos capacitores em paralelo.

Para o cálculo de fluxo de potência temos quatro variáveis necessárias para o estudo do problema. São elas: potência ativa líquida, potência reativa líquida, magnitude de tensão da barra e ângulo da tensão da barra. Deve-se determinar as potências ativa líquida de cada barra, exceto de uma que é conhecida como barra *Swing* onde nesta barra normalmente se tem um gerador conectado a mesma. Não dá para fixar um determinado valor de potência ativa nesta barra pois precisaria conhecer as perdas que ocorrem no sistema antes de rodar o fluxo de potência, contudo para esta barra tem-se o módulo e o ângulo da tensão especificadas previamente (STEVENSON, 1982).

Para as outras barras do sistema além da potência ativa líquida previamente determinada, determina-se a segunda variável entre: potência líquida reativa ou magnitude da tensão, ou seja, dentre as quatro variáveis do sistema, para cada barra, deve-se determinar duas variáveis, e as outras duas são determinadas após os cálculos de fluxo de potência (MONTICELLI, 1983). De acordo com o conjunto de variáveis conhecidas e desconhecidas, temos os seguintes tipos mais utilizados para cada barra do sistema e as variáveis que são pré-estabelecidas:

- Barra do tipo *Swing* ($V\theta$): É a barra onde é fornecida a soma entre a potência real das outras barras do sistema e a potência real que sai do sistema junto com as perdas. Nesse tipo de barra as variáveis conhecidas antes de rodar o fluxo de carga é o

módulo e o ângulo da tensão (V e θ). Esse ângulo serve de referência para todas as outras barras do sistema

- Barra do tipo PV : Conhecida também por barra de tensão controlada ou geração, nesse tipo de barra temos os dados iniciais da magnitude da tensão e a potência ativa líquida (P e V) e desejamos a potência reativa e o ângulo da tensão
- Barra tipo PQ : Conhecida por barra de carga, nesse tipo as potências ativas e reativas (P e Q) são dadas como fixas e desejamos o módulo e ângulo da tensão.

Existem alguns métodos para resolução do fluxo de potência, os mais conhecidos são:

- Gauss;
- Gauss-Seidel;
- Desacoplado;
- Desacoplado rápido;
- Newton-Raphson;

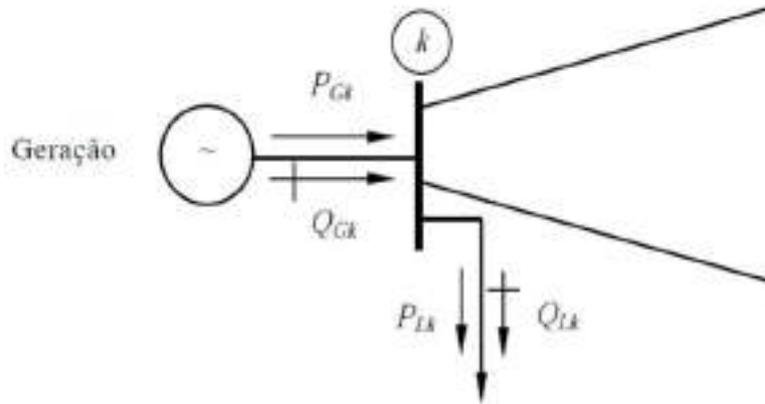
O foco será no método Newton-Raphson, que é o método utilizado pelo software *DigSILENT PowerFactory*®, responsável por calcular o fluxo de potência desse estudo.

Uma das vantagens do método Newton-Raphson é o fato de se utilizar de poucas iterações para convergir independentemente do tamanho do sistema.

2.1 Resolução do Fluxo de potência

Considere uma situação que se tem uma barra K de um sistema de potência com N barras representada pela Figura 1.

Figura 1 – Representação da barra K com elementos conectados



Fonte: (ELGERD, 1971)

Onde:

- k - Barra do sistema
- P_{Gk} - Potência ativa que flui do gerador para a barra
- Q_{Gk} - Potência reativa que flui do gerador para a barra
- P_{Lk} - Potência ativa que flui da barra para a carga
- Q_{Lk} - Potência reativa que flui da barra para a carga

Sendo assim para cada barra do sistema calculamos:

$$P_k = P_{Gk} - P_{Lk} \quad (1)$$

$$Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} \quad (2)$$

$$S_k = P_k + jQ_k = \dot{V}_k \times \dot{I}_k^* \quad (3)$$

Das equações nodais temos:

$$\dot{I}_k = \sum_{m=1}^N Y_{km} \times \dot{V}_m = \sum_{m=1}^N (G_{km} + jB_{km}) \times \dot{V}_m \quad (4)$$

Onde:

- Y_{km} é a admitância entre as barras k e m
- G_{km} é a condutância entre as barras k e m
- B_{km} é a susceptância entre as barras k e m

Chegando assim a conclusão de que

$$\dot{S}_k = \dot{V}_k \times \left(\sum_{m=1}^N Y_{km}^* \times \dot{V}_m^* \right) \quad (5)$$

Sabendo que P_k é a parte real e Q_k a parte imaginária de \dot{S}_k tem-se que:

$$P_k = Re \left\{ \dot{V}_k \times \left(\sum_{m=1}^N Y_{km}^* \times \dot{V}_m^* \right) \right\} \quad (6)$$

$$Q_k = Im \left\{ \dot{V}_k \times \left(\sum_{m=1}^N Y_{km}^* \times \dot{V}_m^* \right) \right\} \quad (7)$$

E sabendo que: $\dot{V}_k = V_k \angle \delta_k$ e $\dot{V}_m = V_m \angle \delta_m$ temos:

$$P_k = Re \left\{ \sum_{m=1}^N G_{km} \times (V_m \times V_k) \angle \delta_{km} - j(V_k \times V_m) \angle \delta_{km} \times B_{km} \right\} \quad (8)$$

$$Q_k = Im \left\{ \sum_{m=1}^N G_{km} \times (V_m \times V_k) \angle \delta_{km} - j(V_k \times V_m) \angle \delta_{km} \times B_{km} \right\} \quad (9)$$

Onde: $\delta_{km} = \delta_k - \delta_m$

Extraindo a parte real e imaginária das Equações 8 e 9, obtém-se:

$$P_k = \sum_{m=1}^N \{V_k \times V_m \times G_{km} \times \cos \delta_{km} + V_k \times V_m \times B_{km} \times \cos(\delta_{km} - 90^\circ)\} \quad (10)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^N \{V_k \times V_m \times G_{km} \times \sin \delta_{km} + V_k \times V_m \times B_{km} \times \sin(\delta_{km} - 90^\circ)\} \quad (11)$$

Utilizando a identidade $\cos(\delta - 90^\circ) = \sin(\delta)$ irá se obter:

$$P_k(V, \delta) = V_k \sum_{m=1}^N (G_{km} \cos(\delta_{km}) + B_{km} \sin(\delta_{km})) \times V_m \quad (12)$$

E utilizando a identidade $-\cos(\delta) = \sin(\delta - 90^\circ)$ terá:

$$Q_k(V, \delta) = V_k \sum_{m=1}^N (G_{km} \sin(\delta_{km}) - B_{km} \cos(\delta_{km})) \times V_m \quad (13)$$

2.2 Método Newton-Rapshon

Considerando V_k^i como sendo a tensão complexa na barra k na i – ésima iteração, obtém-se a potência aparente incremental dada por k (SALGADO, 2010) :

$$\Delta S_k = S_k^{esp} - V_k^i I_k^{i*} = \Delta P_k + j\Delta Q_k \quad (14)$$

Onde

- S_k^{esp} - Potência aparente especificada na barra k

Sendo assim, poderá estabelecer que:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(V, \delta), k \in \{PQ, PV\}; \quad (15)$$

Expandindo a equação:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^N (G_{km} \cos \delta_{km} + B_{km} \sin \delta_{km}) V_m \quad (16)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^N (G_{km} \sin \delta_{km} - B_{km} \cos \delta_{km}) V_m \quad (17)$$

Onde

- P_k^{esp} - Potência ativa especificada na barra k
- Q_k^{esp} - Potência reativa especificada na barra k

A continuação da resolução se dá a partir da matriz Jacobiana aplicada para solução do fluxo de potência apresentada na Equação 18:

$$J = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (18)$$

Em que:

$$H_{(n-1) \times (n-1)} = \frac{\partial P}{\partial \delta} \quad (19)$$

$$M_{1 \times (n-1)} = \frac{\partial Q}{\partial \delta} \quad (20)$$

$$N_{(n-1) \times 1} = \frac{\partial P}{\partial V} \quad (21)$$

$$L_{1 \times 1} = \frac{\partial Q}{\partial V} \quad (22)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(i)} \times \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (23)$$

A partir desses conhecimentos, o algoritmo para solucionar o fluxo de potência a partir desse método segue os seguintes passos:

- 1º) Passo: Montar a Y_{bus} do sistema
- 2º) Passo: Define espontaneamente as condições iniciais de (V, δ) , com $i = 0$
- 3º) Passo: Calcular ΔP_k e ΔQ_k inicial. Feito isso, analisar se o resultado convergiu. Para averiguar a convergência precisa verificar se $\text{Max}(\Delta P_k) \leq \text{erro}_P$ e $\text{Max}(\Delta Q_k) \leq \text{erro}_Q$.
- 4º) Passo: Fazer $i = i + 1$ e montar a jacobiana $J^{(i)}$
- 5º) Passo: Resolver o sistema da Equação 24

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(i)} \times \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (24)$$

- 6º) Passo: Atualizar a solução utilizando a Equação 25

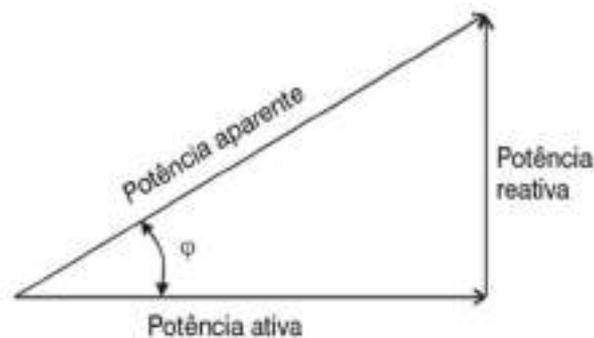
$$\begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (25)$$

- 7º) Passo: Voltar ao 3º) Passo.

3 FATOR DE POTÊNCIA

Normalmente, BC são aplicados para corrigir o FP, que determina a relação entre a potência ativa e a potência aparente. A potência aparente é a potência total absorvida do sistema, cujo o volt ampère (VA) é sua unidade de medida e é composta da potência ativa e reativa. Para representar a relação entre essas três potências usa-se o triângulo de potências, que na prática é um triângulo retângulo em que as potências ativas e reativa são representadas pelo os catetos e a potência aparente é representada pela hipotenusa (EDMINISTER, 1978). A defasagem entre tensão e corrente é dado pelo ângulo formado entre a potência aparente e a potência ativa como pode ser visto na Figura 2.

Figura 2 – Triângulo de potências



Fonte: (SILVEIRA, Morici, e Silva, [s.d.]

O FP é um número adimensional, variando de 0 a 1, que pode ser definido como a relação entre a potência ativa e a potência aparente. Matematicamente falando o FP é dado por:

$$FP = \frac{P_{at}}{P_{ap}} \quad (26)$$

- FP - Fator de potência da carga
- P_{at} - Potência ativa (W)
- P_{ap} - Potência aparente (VA)

Logo, temos que:

$$FP = \cos(\varphi) \quad (27)$$

- φ - Ângulo formado entre potência ativa e potência aparente

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de acordo com a resolução normativa nº414, regulamenta que o valor de 0,92 indutivo ou capacitivo, corresponde ao valor mínimo de FP que uma unidade consumidora em níveis de tensão inferior a 69 kV possa operar sem estar sujeito a penalizações. Essa avaliação é feita durante 24 horas em que, para efeito de cobrança de energia reativa excedente é considerado 6 horas consecutivas a critério da concessionária no período de 23h30 às 6h30 para FP abaixo de 0,92 capacitivo, e para as horas restantes do dia é valido para FP abaixo de 0,92 indutivo. Isso se dá pelo fato do período da madrugada, ser um período de cargas leves, em que um consumo alto de energia reativa capacitiva nesse período pode proporcionar problemas como elevação das tensões do sistema, também pelo fato de que durante o horário de 6h00 às 24h00 as cargas estão mais pesadas, ocasionando um alto consumo de energia reativa indutiva, provocando assim sobrecargas no sistema gerador. (MAMEDE, 2005)

De acordo com os medidores instalados nas unidades consumidoras, a avaliação sobre o FP pode ser horária ou mensal. Para a avaliação horária, os valores de energia ativa e reativa são medidos a cada 1 hora. Para a avaliação mensal, os valores são medidos através da média mensal de energia ativa e reativa do mês. (“RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414 - ANEEL”, 2010a)

3.1 Consequências de um Fator de Potência baixo

Um FP baixo faz com que a corrente que circula nas redes de transmissão e distribuição apresente um aumento considerável, elevando as perdas no sistema, instabilidades e provocando quedas e flutuações de tensão.

Outra consequência se dá pelo fato de que quando se instala um transformador em uma rede, sua capacidade é dimensionada de acordo com a demanda de potência aparente, fazendo com que se aumente os custos com a aquisição de transformadores superdimensionados.

Outra questão é a secção dos condutores que podem aumentar, pois para se transportar determinada potência ativa com FP baixo necessita-se de condutores com secção maior do que se comparado a transportar a mesma potência ativa com um FP alto.

Algumas outras causas do baixo FP acontecem pelo o uso de reatores de baixo FP no sistema de iluminação, motores superdimensionados, transformadores trabalhando em vazio. (“WEG Indústrias S.A Centro de Treinamento de Clientes”, 2012)

Tudo isso envolve custos a mais que poderiam ser evitados apenas corrigindo o FP.

3.2 Faturamento de energia reativa excedente

O faturamento de energia reativa excedente pode ser calculado tanto para unidade consumidora que possui equipamento apropriado para esse tipo de medição como para a que não possui. Para a unidade consumidora que possui equipamento apropriado, o valor correspondente à energia elétrica reativa excedente é dado por (“RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 414 - ANEEL”, 2010a):

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE} \quad (28)$$

Onde:

- E_{RE} - Energia elétrica reativa excedente em Reais (R\$)
- $EEAM_T$ - Energia elétrica ativa medida em (MWh) para cada intervalo “T” de 1(uma) hora
- f_R - Fator de potência de referência. É utilizado o valor de 0,92
- f_T - Fator de potência da unidade consumidora para cada intervalo “T” de 1(uma) hora
- VR_{ERE} - Valor de referência de tarifa de energia (R\$/MWh)

Já para as unidades consumidora que não possuem o equipamento de medição adequado, esse valor de energia elétrica reativa excedente é determinada de forma semelhante através da equação fixada abaixo:

$$E_{RE} = EEAM \times \left(\frac{f_R}{f_M} - 1 \right) \times VR_{ERE} \quad (29)$$

Onde:

- E_{RE} - Energia elétrica reativa excedente em Reais (R\$)
- $EEAM$ - Energia elétrica ativa medida em (MWh) no período de faturamento
- f_R - Fator de potência de referência. É utilizado o valor de 0,92

- f_T - Fator de potência médio da unidade consumidora no período de faturamento
- VR_{ERE} - Valor de referência de tarifa de energia (R\$/MWh)

3.3 Correção de Fator de potência

Os BC's são a solução mais empregada para a correção do FP e podem ser automáticos, semiautomáticos e fixos. Os automáticos e semiautomáticos são mais recomendados pois são BC que realizam um chaveamento de acordo com a necessidade de cada tipo de carga, fazendo assim com que funcione em períodos que se necessite de geração de energia reativa, e que se desligue em períodos que esse tipo de energia não seja suficiente para exigir geração extra (MAMEDE, 2005). Contudo nesse estudo trabalharemos com os capacitores fixos, pois são os utilizados na rede da UFPB e possuem um custo menor em termos de aquisição em relação aos outros tipos.

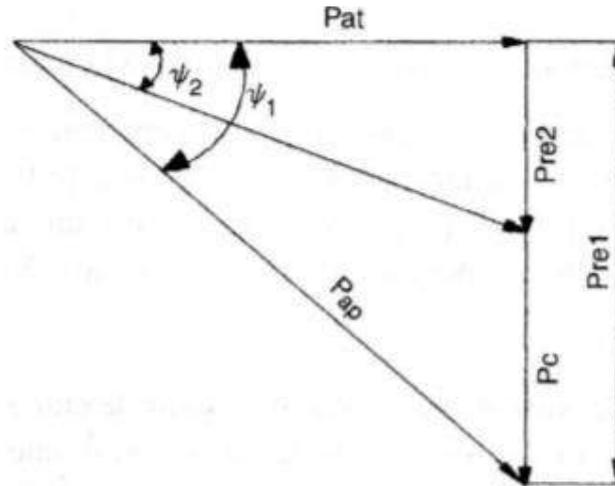
Para determinar a potência necessária do banco de capacitores para corrigir o FP de determinada carga é usado a seguinte equação:

$$P_c = P_{at} \times (\tan \psi_1 - \tan \psi_2) \quad (30)$$

- P_c - Potência do banco de capacitores, em kVAr;
- P_{at} - Potência ativa da carga, em kW;
- ψ_1 - Ângulo do fator de potência atual;
- ψ_2 - Ângulo do fator de potência pretendido;

A Figura 3 mostra a composição do triângulo de potências antes e após a correção do FP indutivo de uma carga.

Figura 3 – Triângulo de potências antes e após correção de FP



Fonte: (MAMEDE, 2005)

Onde:

- P_{ap} - Potência aparente
- P_{re1} - Potência reativa antes da correção de FP
- P_{re2} - Potência reativa depois da correção de FP

Ao observar a Figura 3, nota-se que após a correção do FP a carga consegue ser suprida pelo valor de potência ativa demandada por ela, porém com a necessidade de menores valores de potência aparente e reativa para isso.

Para a correção do FP capacitivo de uma carga, usa-se a mesma Equação 30, contudo P_c será a potência do BC a ser retirado.

4 GERENCIAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A UFPB possui um sistema de gerenciamento e monitoramento de energia elétrica denominado *SISTEMA CCK DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA E UTILIDADES*, pertencente a empresa *CCK AUTOMAÇÃO*. Esse *software* tem como objetivo a eficiência energética que se baseia no acompanhamento do consumo de energia assim como outros fatores determinantes para a sua qualidade. Ele permite acompanhamento em tempo real, relatórios sobre os dados coletados, gráficos de performance, com o objetivo de melhorar a eficiência do sistema, sendo possível através desses dados fazer uma programação sobre as ações necessária para melhorar o rendimento do sistema.

Esses medidores para os consumidores do grupo A (alta tensão), grupo composto por unidades consumidoras que recebem energia em tensão igual ou superior a 2,3 kV (“RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 414 - ANEEL”, 2010a) e grupo pelo qual a UFPB está inserido, dispõem de uma saída chamada de saída do usuário. Nesta saída é informada o consumo de energia ativa e reativa dentro de um intervalo de 15 minutos de integração.

A UFPB dispõe de dois desses tipos de monitoramento, que são os *CCK 4500* e o *CCK 6700* como segue nas Figuras 4 e 5 abaixo.

Figura 4 – CCK 4500



Fonte: do autor.

Figura 5 – CCK 6700



Fonte: Do autor.

O *CCK 4500* tem como objetivo realizar medições setoriais, capaz de calcular parâmetros de um sistema trifásico. Na UFPB ele foi implementado nos transformadores com a finalidade de se analisar características como a tensão, corrente, fator de potência, demanda de potência. Porém devido ao custo do equipamento, além de não ter sido possível instalá-los em todos os transformadores da rede, sua coleta de dados só foi realizada do ano de 2007 até o ano de 2015, fazendo com que hoje não se tenha a situação real de funcionamento desses transformadores.

O *CCK 6700* é responsável por realizar a medição de uma forma mais geral do conjunto de parâmetros da rede, entre outras funções, tem-se um controle do fator de potência e da demanda de potência.

O *software CCK GERENCIAMENTO DE ENERGIA* tem uma interface principal que é mostrada na Figura 6, onde é possível ter acesso aos dados coletados de todos os modelos de monitoramento existentes em determinada rede.

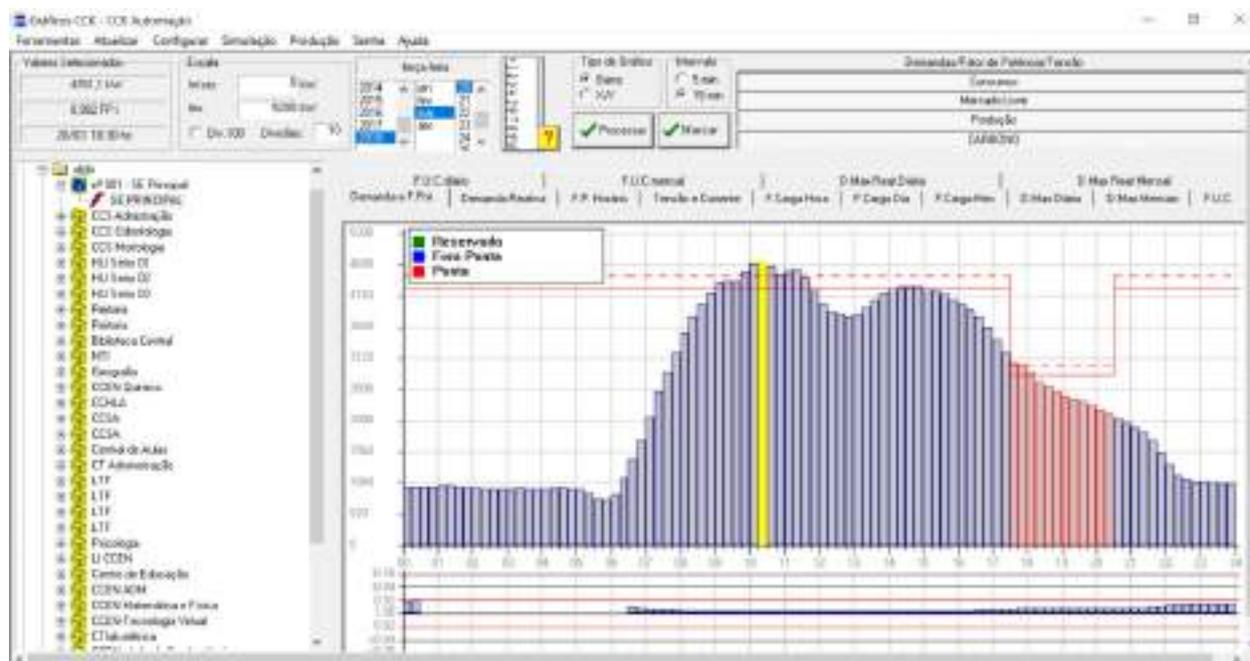
Figura 6 – Interface principal do CCK Automação



Fonte: Do autor.

Na aba *Gerenciamento* é possível ter acesso as medições em tempo instantâneo assim como a um banco de dados sobre essas medições conforme mostrado na Figura 7.

Figura 7 – Interface Gráfica do CCK Automação



Fonte: Do autor.

Nessa interface gráfica é dado a curva de carga durante um dia selecionado pelo usuário. Nela pode-se observar vários parâmetros para um intervalo de integralização escolhido de 15

minutos ou 5 minutos. Esses parâmetros são: demanda de potência ativa, demanda de potência reativa, fator de potência, fator de carga, tensão, corrente, entre outros. A faixa de medição que está em amarelo representa os valores selecionados para visualização.

Como o único tipo de monitoramento que coleta dados atualmente na rede da UFPB é o *CCK 6700*, alguns dados como tensão e corrente não são coletados, ficando mais restrito aos dados de demanda de potência ativa, potência reativa e FP, com base no consumo geral e não de modo setorial na rede.

O programa possui alta confiabilidade nas suas medições, uma prova disso é uma comparação feita entre os dados coletados pelo *CCK 6700* na rede da UFPB e os apresentados na conta de energia disponibilizada pela concessionária de energia Energisa. Na Figura 8 mostra-se uma conta onde é apresentado o consumo total no período de março e a maior demanda registrada para esse período.

Figura 8 – Conta de energia da UFPB

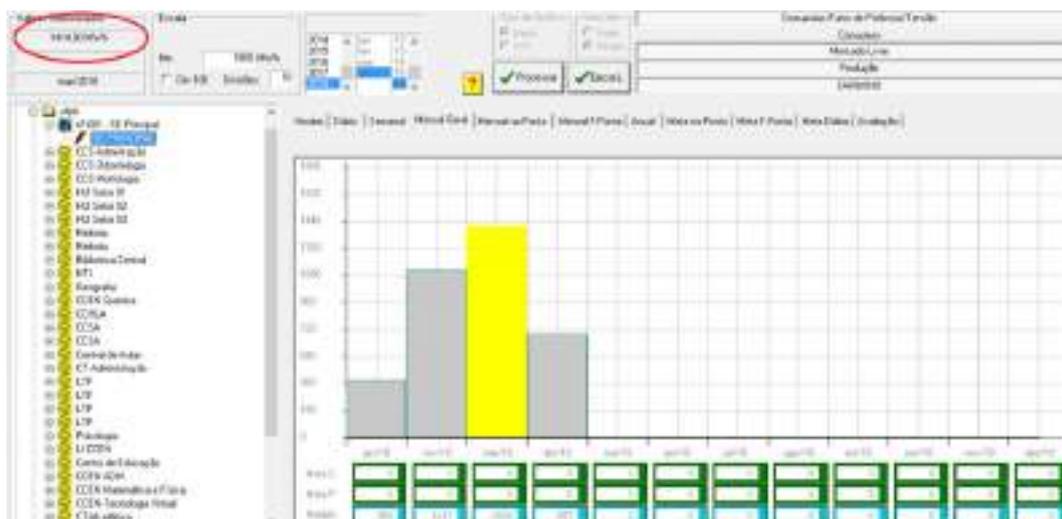
SEGUNDA VIA		Emissão: 02/04/2018		Identificador para Débito Automático: 000998035-1						
CONTA REFERENTE A		APRESENTAÇÃO		DATA PREVISTA DA PROXIMA LEITURA		LIC - UNIDADE CONSUMIDORA				
Março/2018		05/04/2018		30/04/2018		5/9998035-1				
DEMONSTRATIVO										
CCI Descrição	Quantidade	Tarifa a/ Tributos	Tarifa c/ Tributos	Valor Total (R\$)	Base Calc. ICMS(R\$)	Alíq. ICMS	ICMS (R\$)	Base Calc. PIS/COFINS (R\$)	PIS (R\$) (0,6777%)	COFINS(R\$) (3,1214%)
0801 Consumo em kWh - Ponta	145.600,000	0,366670	0,519130	74.888,31	74.888,31	28	19.714,59	74.888,31	507,31	2.336,64
0801 Consumo em kWh - Fora Ponta	1.271.200,000	0,348550	0,549070	443.753,08	443.753,08	28	110.938,47	443.753,08	3.007,50	13.681,35
0801 Energia Reativa Exced em kWh - Ponta	3.800,000	0,228530	0,322580	902,63	902,63	28	225,08	902,63	6,12	26,17
0802 Demanda de Potência Medida - Ponta	5.220,000	53,260000	74,802420	240.863,60	240.863,60	28	60.216,95	240.863,60	1.632,55	7.518,32
0802 Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	4.984,000	17,790000	24,988930	124.828,62	124.828,62	28	31.132,92	124.828,62	843,63	3.687,03
0802 Demanda Potência Ativa - Ultrap - Ponta	357,000	100,520000	148,804850	54.904,08	54.904,08	28	13.726,24	54.904,08	372,08	1.713,60
0802 Demanda Potência Ativa - Ultrap - F Ponta	694,000	30,580000	48,971270	34.890,08	34.890,08	28	8.870,01	34.890,08	235,03	1.082,60
LANÇAMENTOS E SERVIÇOS										
0807 CONTRIB SERVILUM PUBLICA				11.170,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
0903 IMPOSTO RENDA (-) 03/2018				-38.073,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
0903 CONTRIBUIÇÃO SOCIAL (-) 03/2018				-9.744,92	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
0903 COFINS (-) 03/2018				-29.234,76	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
0903 PIS/PASEP (-) 03/2018				-6.334,19	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Do autor.

Observa-se que o consumo total, incluído período ponta e fora ponta, na rede para o mês de março foi de $1.271.200 \text{ kWh} + 145.600 \text{ kWh} = 1.416.800 \text{ kWh}$ e a maior demanda registrada foi de 4.984 kW .

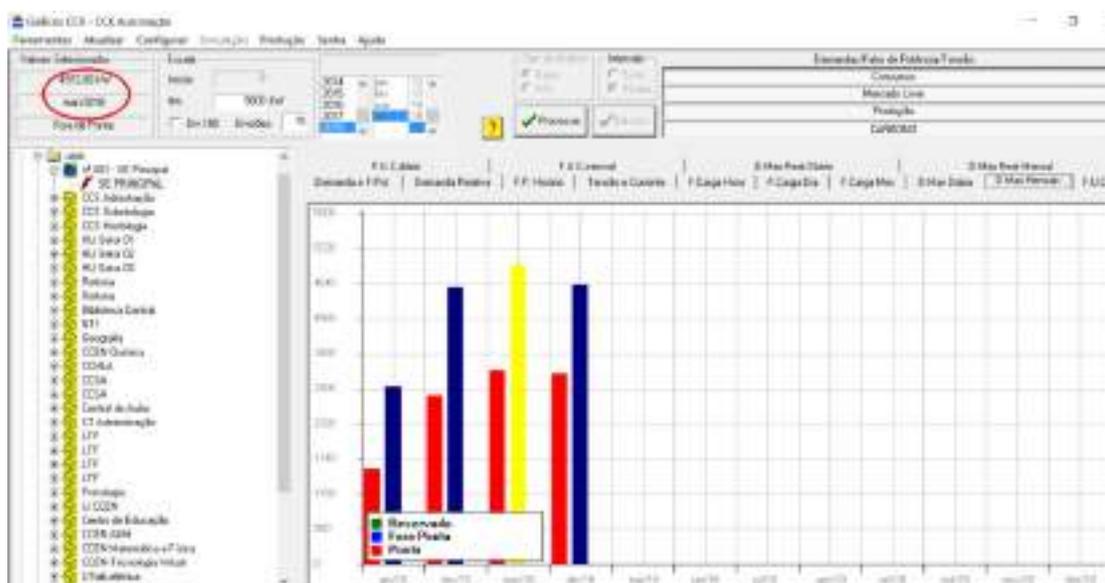
No programa *CCK GERENCIAMENTO DE ENERGIA*, Figuras 9 e 10, foram obtidos os registros de $1.414.930 \text{ kWh}$ e $4.972,80 \text{ kW}$ para consumo e demanda, respectivamente, para o mesmo período.

Figura 9 – Consumo de energia do mês de março da UFPB



Fonte: Do autor.

Figura 10 – Maior demanda de potência ativa para o mês de março na UFPB



Fonte: Do autor.

Ao comparar com a medição feita pela concessionária, o programa apresentou um erro de 0,13% com relação ao consumo. Enquanto que para a demanda o erro foi de 0,22 %, comprovando assim a confiabilidade nas medições realizadas pelo o *software CCK GERENCIAMENTO DE ENERGIA*.

5 REDE UFPB

A rede da UFPB é composta por 81 transformadores, dos quais 79 estão ativos. Os que não estão ativos é o transformador TF30 (sigla utilizada pelo os engenheiros da UFPB para mapear os transformadores) de 225 kVA, e o TF36 de 45 kVA. O TF30 é um transformador reserva localizado no setor CBIOTEC/LTF da instituição, enquanto o TF36 é localizado no CCEN, que não se encontra conectado à rede. A Tabela 1 mostra a distribuição desses transformadores assim como suas respectivas potências nominais.

Tabela 1 – Lista de transformadores ativos na UFPB

Potência (kVA)	Quantidade
30	3
45	6
75	20
112,5	12
150	25
225	10
300	3
Potência total	Total
10.110	79

Além dos 79 transformadores ativos, na rede encontra-se um total de 253 postes e linhas de transmissão compactas com espaçadores em forma de losango de 15 kV. A tensão fornecida à rede de distribuição primária da UFPB é de 13,8 kV.

A UFPB conta com BC distribuídos pela sua rede perfazendo um total de 16 BC que foram instalados com o intuito de melhorar o FP do sistema. A Tabela 2 detalha esses BC de acordo com suas potências e a Tabela 3 mostra suas localizações.

Tabela 2 – Lista de banco de capacitores na UFPB

Potência (kVAr)	Quantidade
20	12
30	4
Potência total	Total
360	16

Tabela 3 – Localização e potência dos bancos de capacitores

Localização Capacitores (Barras)	Potência (kVAr)
118	30
119	20
156	30
158	20
161	20
165	20
166	20
186	20
191	20
202	20
204	30
207	20
221	30
273	20
296	20
307	20

Há diferentes tipos de aplicação das tarifas de energia elétrica para os consumidores. Esses são classificados por classes e subclasses a depender da sua modalidade tarifária. As modalidades tarifárias reúnem as tarifas que serão aplicadas aos consumidores a depender de suas demandas de potência ativa. (“RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414 - ANEEL”, 2010a)

A UFPB pertence ao GRUPO A: “*grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia*” (“RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414 - ANEEL”, 2010b) e subgrupo A4, cuja tensão de fornecimento é de 2,3 kV a 25 kV.

Tarifa Binômia: “*Conjunto de tarifas de fornecimento, constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW). Esta modalidade é aplicada aos consumidores do Grupo A.*” (“Manual de Tarifação da Energia Elétrica”, 2011).

No Brasil, as tarifas são constituídas em três modalidades para as unidades consumidoras pertencentes ao GRUPO A: Estrutura tarifária Convencional; Estrutura tarifária horo-sazonal Verde; Estrutura tarifária horo-sazonal Azul.

A UFPB pertence a estrutura tarifária horo-sazonal azul. Essa modalidade permite que a unidade consumidora tenha um contrato com a concessionária de energia, em que se determina o valor da demanda pretendida pela unidade consumidora no horário de ponta (17h30 às 20h30) e qual o valor pretendido nas horas fora de ponta (Intervalo de tempo do dia que não contém as três horas consecutivas do horário de ponta).

Um consumo maior que a demanda contratada pode acarretar multas aplicada pela concessionária. Quando a demanda de potência ativa medida for maior que 5% do valor contratado, é acionada ao faturamento regular uma cobrança por essa ultrapassagem.

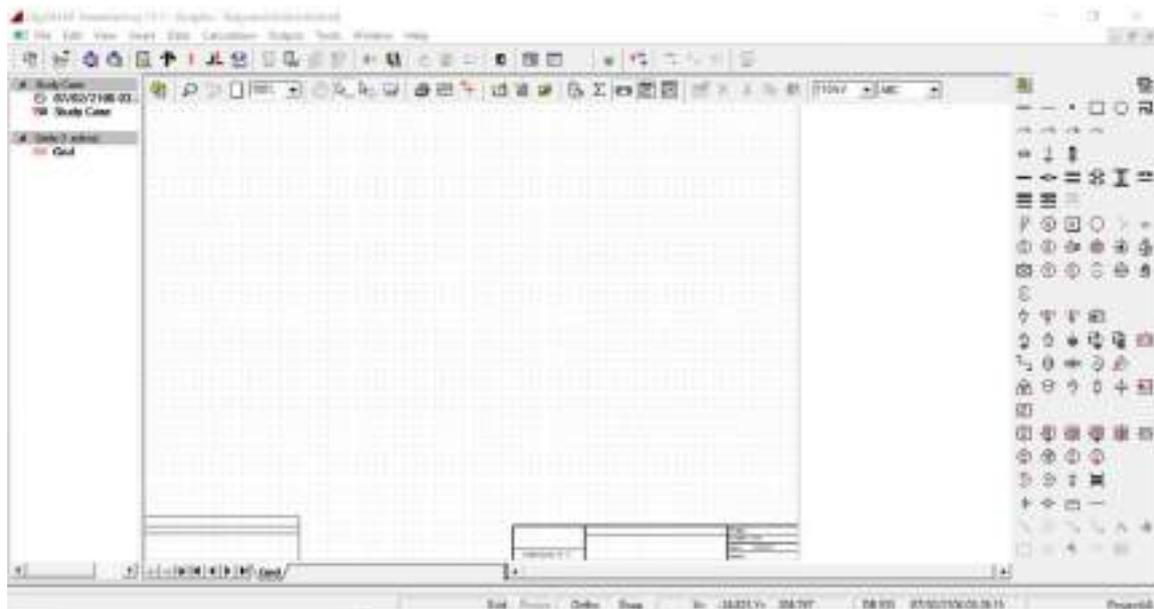
Nos dias atuais, a UFPB possui uma demanda contratada Ponta de 2.853 kW e uma demanda contratada fora ponta de 4.290 kW

6 SOFTWARE *DIGSILENT POWER FACTORY*®

O *PowerFactory*® é um software pertencente a empresa *DIGSILENT*, que significa **DIG**ital **Simu**Lation of **Ele**ctrical **NeT**works. É uma empresa de *software* alemã que presta serviços de engenharia na área de sistema de energia elétrica assim como também consultorias. O *software PowerFactory*® é responsável por simulações e análises de sistemas de geração, transmissão, distribuição e industriais. Dentro de suas principais funções estão: Cálculo do fluxo de potência, alocação de BC, análise de curto-circuito, simulação dinâmica, análise de harmônicos e análise de sistemas de proteção.

Ao inicializar, tem a opção de criar um projeto, carregar um projeto ou utilizar exemplos prontos que o programa disponibiliza. A Figura 11 mostra a tela de inicialização.

Figura 11 – Inicialização do programa



Fonte: Do autor

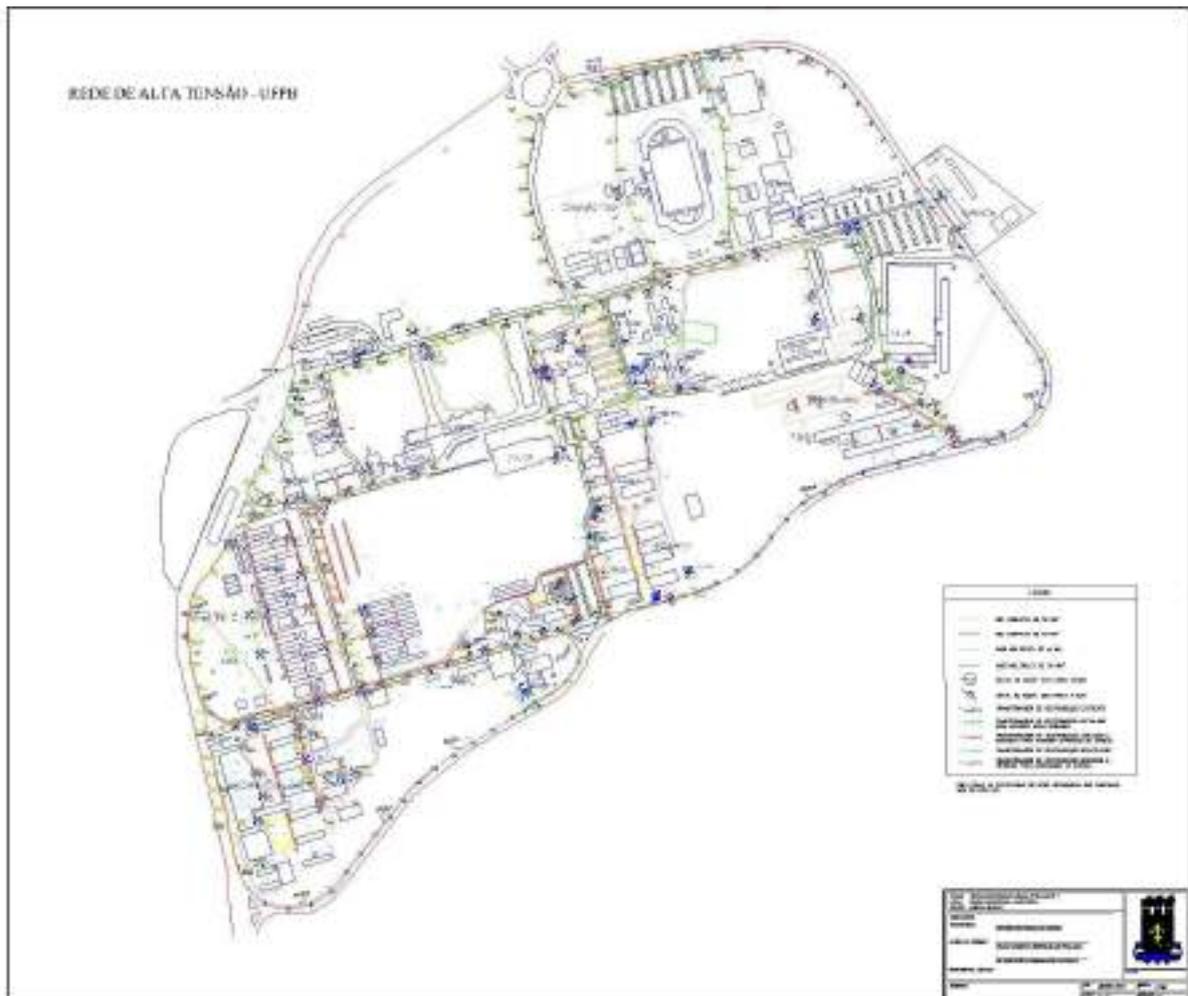
Do lado direito estão as ferramentas para criar um sistema, como por exemplo: nós, barras, geradores, fontes, capacitores, entre outros. Na parte superior é onde se faz as análises e realiza suas principais funções.

Como é um programa amplo, com diversas funções, o foco será nas funções que foram utilizadas nesse estudo assim como na implementação da rede da UFPB

6.1 Montando a rede da UFPB

Para realizar esse estudo foi preciso simular e implementar a rede da UFPB. Primeiramente, foi disponibilizada pela PU da UFPB a planta baixa da rede elétrica da instituição via *software AutoCAD*, Figura 12. Nessa planta está a indicação de todos os transformadores, postes, ponto de entrega de energia pela concessionária e os caminhos das linhas de distribuição, assim como as respectivas distâncias em escala.

Figura 12 – Planta baixa da rede da UFPB



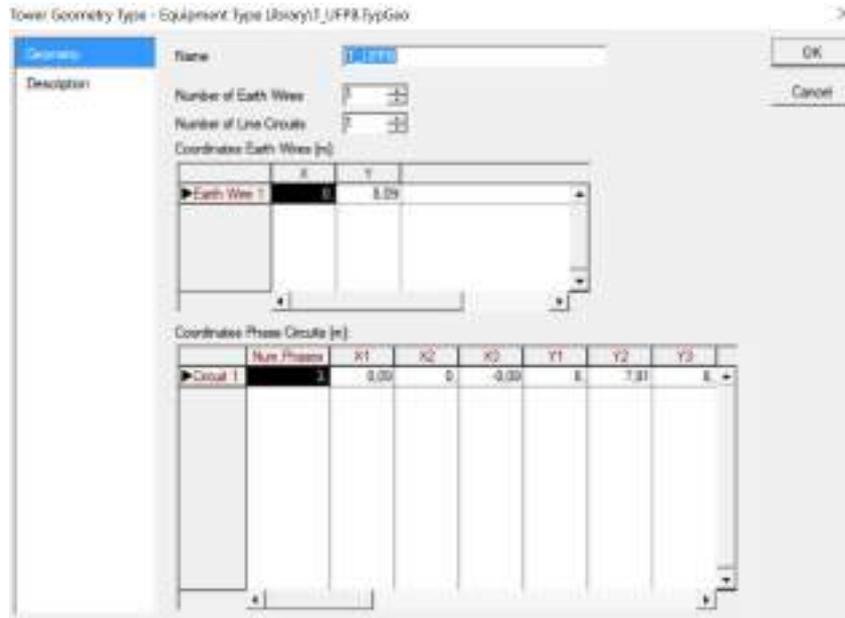
Fonte: Do autor

As ferramentas que foram utilizadas na implementação da rede para simulação foram:

- *External Grid*: Representa o barramento infinito. Para efeito de simulação é a rede da concessionária de energia Energisa. É a barra *swing* do sistema em que V e δ são previamente definidos. Logo, foi definido $V = 1$ p.u e $\delta = 0^\circ$

as distâncias entre os quatro condutores das linhas de distribuição (três fase e um mensageiro), e as distancias destes em relação ao solo, conforme a Figura 14. Os dados entre as distâncias dos condutores foram disponibilizados pela PU.

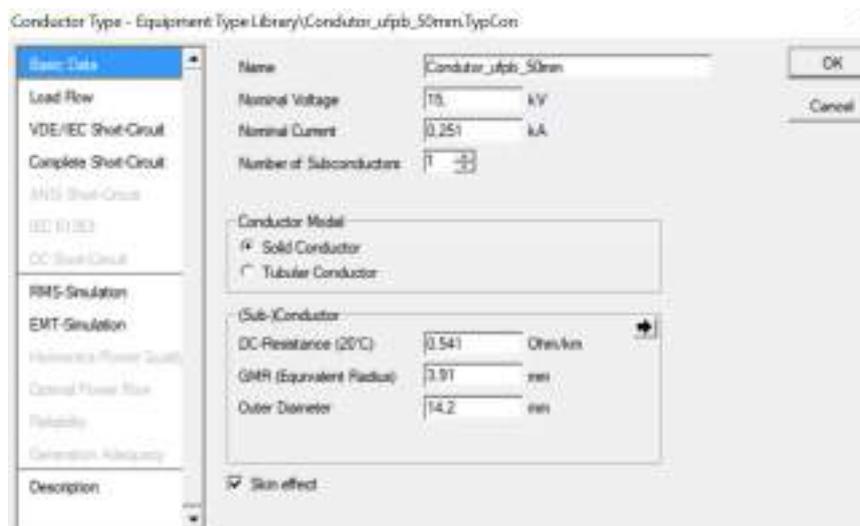
Figura 14 – Montando biblioteca tipo *TypGeo*



Fonte: Do autor

A UFPB possui condutores com seção transversais de: 95 mm² e 50 mm². A partir dessas informações foi possível criar uma biblioteca do tipo *Type of Phase Conductors*, Figura 15, onde foi possível colocar os parâmetros dos condutores. Esses parâmetros foram obtidos a partir do catálogo da fabricante Nexans.

Figura 15 – Biblioteca para implementação dos dados dos condutores



Fonte: Do autor

Para as cargas foi criada uma biblioteca do tipo *TypLod*, Figura 16, onde foi determinado as cargas como trifásicas conectadas em delta.

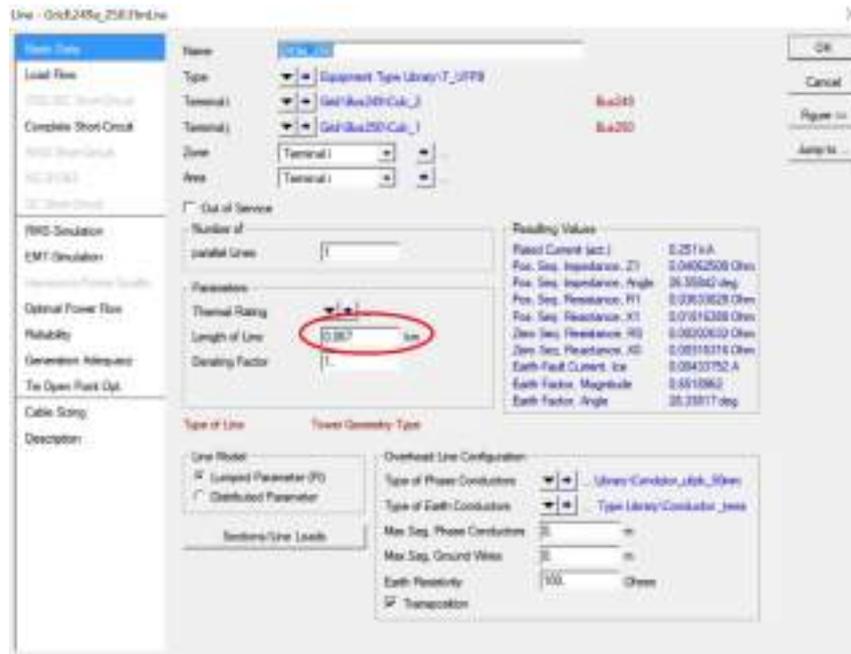
Figura 16 – Biblioteca para as cargas



Fonte: Do autor

Feito isso, foi implementando os elementos no software seguindo a planta baixa disponibilizada pela PU. O que determina a distância entre os elementos são os comprimentos que foram colocadas nos parâmetros das linhas de distribuição. É a partir dos parâmetros impostos nas bibliotecas criadas que são calculados a impedâncias no sistema, Figura 17.

Figura 17 – Parâmetros dos condutores

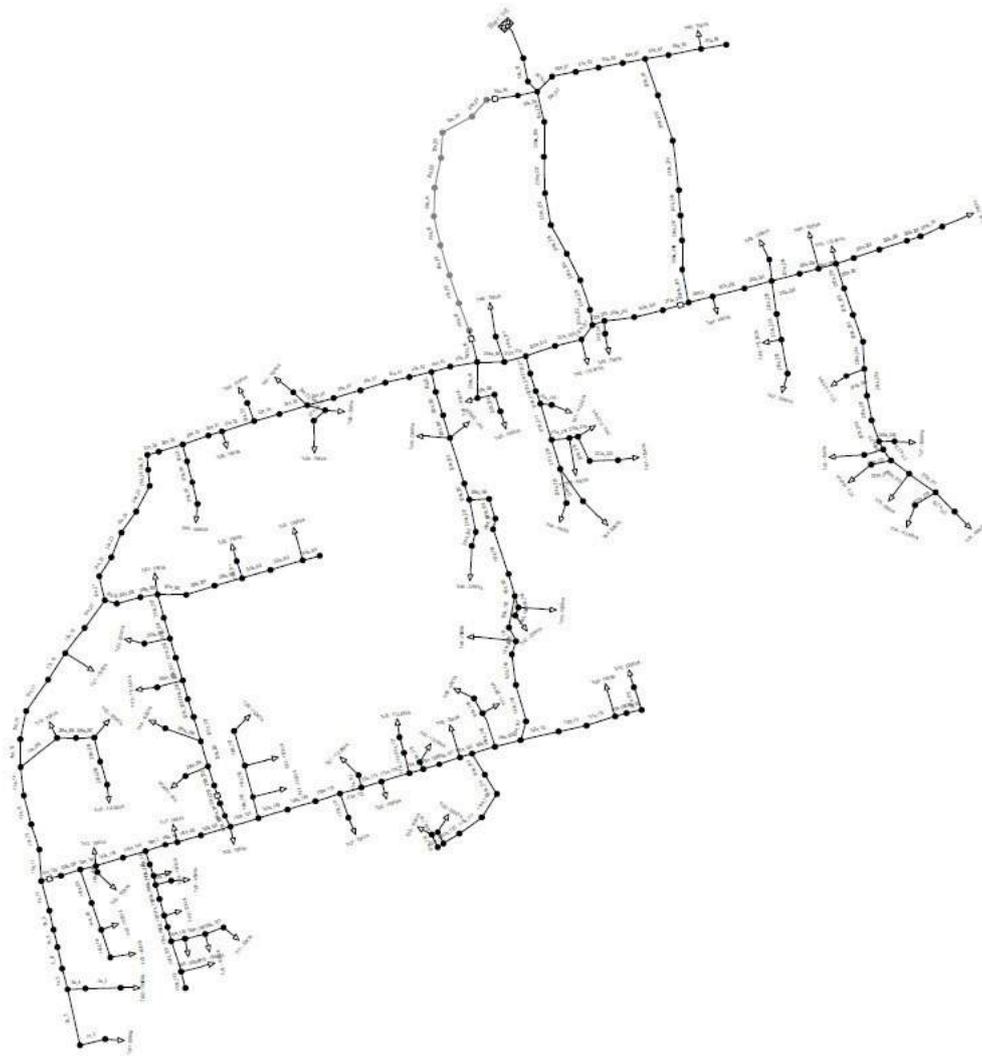


Fonte: Do autor

As linhas foram descritas com base nas barras que ela interliga. Por exemplo: a linha que liga a barra 249 a barra 250 é a determinada como: 249a_250.

Na Figura 18 é mostrado como ficou a rede completa da UFPB implementada via *software*.

Figura 18 – Rede da UFPB implementada no *DigSILENT PowerFactory*®



Fonte: Do autor

No Apêndice A, é mostrado a rede implementada com a identificação e localização dos BC atuais.

6.2 Função OCP

A função OCP vem de “*Optimal Capacitor Placement*”, que vai ser responsável por alocar na rede, de forma otimizada, os capacitores disponibilizados pelo usuário com o objetivo de diminuir os custos com a perdas que ocorrem na rede implementada.

Para acessar a ferramenta OCP, seleciona opção *Optimal Capacitor Placement* na janela de seleção, conforme mostra a Figura 19.

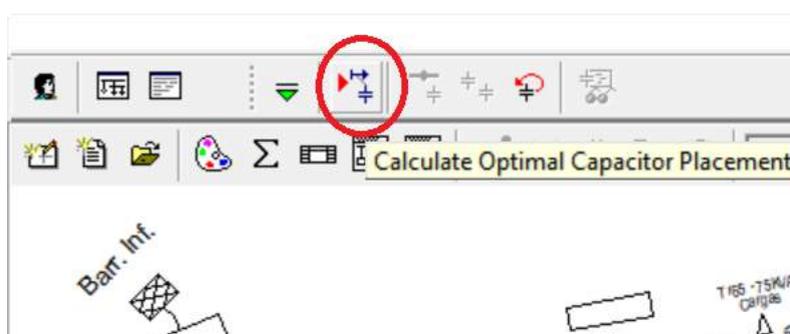
Figura 19 – Acessando função OCP



Fonte: Do autor

O próximo passo deve ser acessar a opção *Calculate Optimal Capacitor Placement* conforme Figura 20.

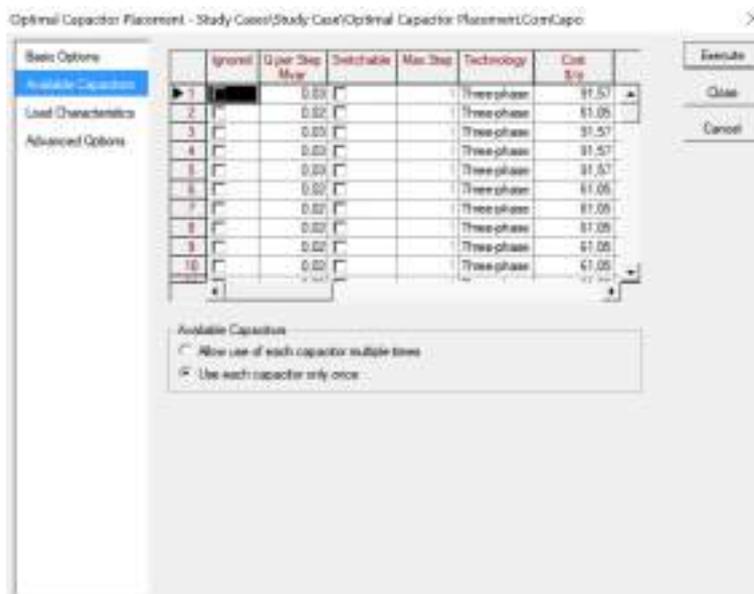
Figura 20 – Acessando configurações da função OCP



Fonte: Do autor

Ao clicar nessa opção abrirá uma janela de configuração em que serão colocados vários parâmetros necessários como tarifa de energia, limites de tensão, barra de alimentação, número de iterações, entre outros. Após os ajustes dessas configurações, será necessário colocar os capacitores com os quais se quer realizar a simulação conforme a Figura 21.

Figura 21 – Inserindo bancos de capacitores na função OCP



Fonte: Do autor

Nessa aba de configuração coloca-se quantos capacitores se pretende utilizar, a potência de cada um, assim como escolher se deseja que o programa faça a simulação usando cada capacitor fornecido uma única vez ou permitir que um mesmo capacitor possa ser utilizado várias vezes. Outras opções são se o capacitor é comutável ou não, se é trifásico ou monofásico e seu custo anual. Tendo preenchido todas as configurações corretamente, o programa está pronto para executar utilizando um algoritmo de otimização OCP com sua função objetivo.

6.2.1 Função Objetivo OCP

O algoritmo de otimização OCP é construído de forma a minimizar o custo anual da rede. Essa minimização de custos, dada pela Equação 31, leva em consideração as perdas da rede, os custos dos capacitores a serem instalados e opcionalmente o custo com possíveis penalidades de violação de tensão

$$TotalCosts = C_{Losses} + \sum_{i=1}^m (CCap_i) + \sum_{i=1}^n CVoltViol_i \quad (31)$$

Onde:

- $CLosses$ é o custo anual com as perdas na rede, considerando toda a rede. Basicamente, considera-se as perdas por $(I^2 \cdot R)$ de todo o sistema
- $CCap_i$ é o custo anual de um capacitor (investimento, manutenção, seguro) inserido pelo usuário. m é o número total de capacitores instalados.
- $CVoltViol_i$ é o custo utilizado para penalizar uma violação de tensão em algum barramento (terminal). n é o número total de barramentos com violações de tensão.
- $TotalCosts$ é a soma de todos esses custos

O parâmetro $CVoltViol_i$ não foi habilitado por ser um custo atribuído a concessionária de energia e não ao consumidor. Com isso seu valor na Equação 31 é nulo.

Vale notar que a partir das informações divulgadas pelo usuário, se não for encontrado um ponto ótimo que minimize os custos, a função OCP irá mostrar um aviso de erro comunicando ao usuário que os custos não puderam ser reduzidos com os capacitores fornecidos.

7 SIMULAÇÃO

O software *DigSILENT PowerFactory*® foi responsável por realizar as simulações da rede da UFPB. Como citado anteriormente, as cargas do sistema serão representadas pela potência demandada de cada transformador. Devido aos transformadores da rede não possuírem dispositivos ativos que realizem medições sobre eles em específico, pelo fato de realizar medições em cada um dos transformadores ser algo inviável, pelo o tempo que isso levaria, pela a disponibilidade dos equipamentos que teriam que ser disponíveis, entre outros problemas, foi usado um método em que se estima, a partir da potência demandada pela rede e a partir das potências nominais de cada transformador, como está a potência por cada transformador.

$$P_{demandada} = \frac{D}{S} \times P_{nominal} \quad (32)$$

Onde:

- $P_{demandada}$ - Potência demandada de determinado transformador (kVA)
- D - Demanda da rede (kVA)
- S - Soma da potência nominal dos todos os transformadores (kVA)
- $P_{nominal}$ - Potência nominal de determinado transformador (kVA)

Essa potência demandada é dada em kVA. Para colocá-la na unidade de kW, basta multiplicá-la pelo FP atribuído ao transformador em questão.

$$P_{consumido}(kW) = \frac{D}{S} \times P_{nominal} \times FP \quad (33)$$

Para cada perfil de carga, o valor de S será igual para todos os transformadores, visto que a soma de potência nominal dos 79 transformadores ativos se manterá constante e terão o mesmo FP devido a impossibilidade das medições individuais e a intenção de manter o FP real ao analisar a rede como um conjunto.

7.1 Análise de Perfil de carga

A análise do perfil de carga, foi feita utilizando os dados coletados em março/2018, uma vez que historicamente, os meses de março apresentam normalmente maior consumo de energia em relação aos outros meses, devido as atividades acadêmicas e o verão. Janeiro e fevereiro se encontram nessa estação, porém em janeiro foi o mês de férias acadêmicas e fevereiro o início do período letivo em que a curva de carga ainda não está na sua forma mais estável nos primeiros dias desse mês.

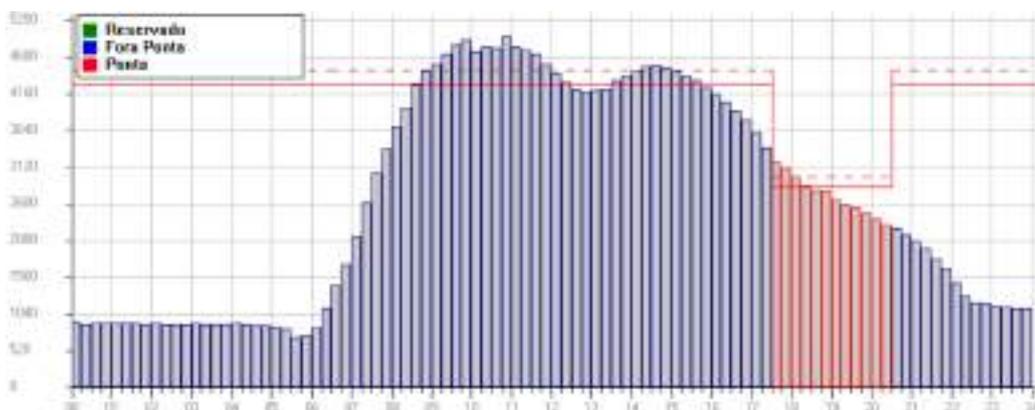
Essa carga pesada durante o período do verão se dá pela temperatura alta que ocorre nesse período, fazendo assim com que o uso de cargas do tipo Ar-Condicionado, e outros equipamentos de refrigeração sejam usadas com maiores frequências. Esses tipos de cargas são as responsáveis por uma grande parte do consumo da instituição. Segundo informações da Concessionária Energisa há um aumento de 4,5% no consumo de energia elétrica no estado da Paraíba em época de verão (TORQUATO, 2017).

Foram analisados perfis de carga cujos resultados são apresentados a seguir.

7.1.1 Maior demanda registrada no mês

Foi feita uma análise para a maior demanda registrada, o que implicaria maiores custos com perdas. A maior demanda foi registrada no dia 12 de março as 11h00, com uma demanda de 4972,8 kW e um FP para esse caso de 0,978 indutivo, conforme Figuras 22 e 23.

Figura 22 – Curva de carga no dia de maior demanda de potência.



Fonte: Do autor

Figura 23 – Dados no horário de maior demanda



Fonte: Do autor

Com a demanda de potência $P(kW)$ e o FP sendo fornecidos, foi possível calcular a demanda de potência aparente da rede em kVA usando a Equação 34.

$$D(kVA) = \frac{P}{FP} \quad (34)$$

Logo:

$$D(kVA) = \frac{4.972,8}{0,978} = 5.084,66 \quad (35)$$

Aplicando esse valor na Equação 33, tem-se a potência consumida em kW para cada transformador da rede dada por:

$$P_{consumido}(kW) = \frac{5.084,66}{10.110} \times P_{nominal} \times 0,978 \quad (36)$$

A tabela 4 mostra os valores de potência ativa e reativa demandada de cada transformador da rede com o FP = 0,978 usando a Equação 36.

Tabela 4 - Potência demandada para cada transformador

Potência nominal (kVA)	Potência Ativa Consumida (kW)	Potência Reativa Consumida (kVAr)
30	14,76	5,13
45	22,13	7,69
75	36,89	12,82
112,5	55,34	19,23
150	73,78	25,65

225	110,67	38,47
300	147,56	51,29

Esses valores foram os inseridos nas barras de cargas da rede e em seguida foi calculado o fluxo de potência da rede da UFPB.

Após simular o fluxo de potência da rede da UFPB, alguns dados relevantes foram levantados sendo resumidos em:

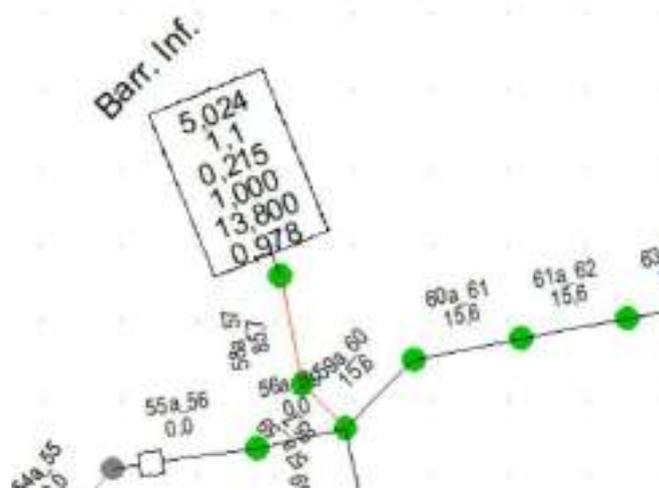
- Potência de entrada (kW): Aqui observa-se o valor de potência de entrada, ou seja, a potência na barra *swing* do sistema. Um dos objetivos do cálculo do fluxo de carga é determinar a potência que precisa ser fornecida a rede para alimentar as cargas acrescidas das perdas;
- Carregamento da linha (%): É possível analisar como estão os carregamentos das linhas em relação ao valor da corrente nominal. Neste quesito torna-se necessário analisar especificamente o carregamento entre as Barras 58 e 57 da rede, Figura 24. Isso acontece pois é a linha que sai do Barramento Infinito, logo todo o fluxo passa por ela obrigatoriamente, diferentemente das outras linhas em que só uma parte do fluxo é transmitida;
- Faixa de Tensão (P.U): Verifica-se como estão as tensões nas barras do sistema. Como são muitas barras, a análise aqui será feita mostrando a faixa entre o maior e o menor valor de tensão encontrados nas barras do sistema;
- Corrente (A): É verificado a corrente fornecida pela barra *swing* necessária para alimentar as cargas da rede;
- Fator de potência: Após rodar o fluxo de potência é verificado o FP da rede;
- Custos (R\$): É mostrado os custos com as perdas ocorridas na rede.

Logo, para esse perfil de carga verifica-se os dados apresentados na Tabela 5.

Tabela 5- Dados da rede para maior demanda

Potência de Entrada (kW)	5024
Carregamento da Linha (%)	85,6
Faixa de tensão (P.U)	0,998 – 0,985
Corrente (A)	215
FP	0,978
Custos (R\$)	157.596,83

Figura 24 – Dados da rede ilustrados no *software*



Fonte: Do autor

Esses são os dados considerando a rede atual com os capacitores alocados. Para fazer a análise com a posição ótima dos capacitores, é preciso calcular o fluxo de potência simulando a retirada desses capacitores.

Através da Equação 37, temos o cálculo do novo ângulo do FP das barras após a retirada de BC.

$$\theta_1 = \tan^{-1} \left(\frac{Q_b + P_{at} \times \tan \theta_2}{P_{at}} \right) \quad (37)$$

Em que:

- θ_1 - Ângulo do FP após retirada do banco de capacitores
- Q_b - Potência reativa do banco a ser retirado
- P_{at} - Potência ativa da carga
- θ_2 - Ângulo de FP antes da retirada do banco de capacitores

A Tabela 6 apresenta o novo FP após a retirada de BC para as barras que possuem BC instalados na rede atual. Esse novo FP é dado de acordo com a potência consumida e potência dos BC conectados a ela.

Tabela 6 – Novo FP após a retirada de banco de capacitores

Transformador (kVA)	Potência Consumida (kW)	Potência do Banco de Capacitores a ser retirado (kVAr)	Novo FP
45	22,13	20	0,667
75	36,89	20	0,798
150	73,78	20	0,899
150	73,78	30	0,849
225	110,67	20	0,930
225	110,67	30	0,899

Com esses novos valores, foi calculado o fluxo de potência do sistema e utilizada a função objetivo OCP para realocar os 16 BC que foram retirados anteriormente, visando apenas os custos com as perdas na rede, pois por se tratar de uma realocação de BC os custos devido a aquisição de novos bancos não foram levados em consideração.

A tabela 7 mostra um comparativo entre a localização dos BC atualmente e a localização dos bancos de capacitores após otimização.

Tabela 7 - Localização dos Bancos de Capacitores

Localização Atual		Localização Otimizada	
Barra	Potência (kVAr)	Barra	Potência(kVAr)
118	30	2	20
119	20	118	20
156	30	119	20
158	20	141	30
161	20	144	20
165	20	148	20
166	20	149	30
186	20	156	30
191	20	157	30
202	20	158	20
204	30	161	20

207	20	164	20
221	30	165	20
273	20	166	20
296	20	167	20
307	20	170	20

Observa-se que as barras 119, 156, 158, 161, 165 e 166 mantiveram os BC, enquanto a barra 118 se manteve com BC após a otimização, contudo com uma potência inferior à registrada atualmente, passando de 30 kVAr para 20 kVAr.

Feita a realocação dos BC, os custos anuais da rede devido as perdas com essa nova configuração são apresentadas na Figura 25.

Figura 25 – Otimização dos custos via *software*

Costs	
Before Optimization	
Power Losses	163129,49 \$
Voltage Violations	0,00 \$
Total	163129,49 \$
After Optimization	
Power Losses	155883,91 \$
Voltage Violations	0,00 \$
Costs of new capacitors	0,00 \$
Total	155883,91 \$
Saved Costs	
Power Losses	7245,58 \$
Voltage Violations	0,00 \$
Total	7245,58 \$

Fonte: Do autor

Os custos de R\$ 163.129,49 são as perdas na rede sem os BC enquanto que os custos de R\$ 155.883,91 se referem as perdas na rede com os BC alocados de maneira otimizada. O valor mostrado de R\$ 7.245,58 se refere a subtração desses valores, ou seja, a economia anual entre a rede com BC alocados de maneira otimizadas em relação a rede sem BC.

Com os custos da rede otimizada, é possível comparar com os custos da rede atual e ver o quanto poderia se economizar só com a realocação de banco de capacitores para esse perfil de carga.

$$Economia\ anual\ (R\$) = Custos\ Atuais - Custos\ Otimizados \quad (38)$$

$$Economia\ anual\ (R\$) = 157.596,83 - 155.883,91 \quad (39)$$

O resultado foi uma economia de R\$ 1.712,92 anuais apenas com a realocação dos bancos de capacitores existentes na rede da UFPB. A Tabela 8 mostra um comparativo entre a rede atual, a rede otimizada e a rede sem capacitores.

Tabela 8 – Custos com as perdas na rede atual

	Rede atual	Rede otimizada (Capacitores realocados)	Rede sem Capacitores
Potência de Entrada (kW)	5.024	5.024	5.026
Carregamento da linha (%)	85,6	85,6	87,1
Faixa de Tensão (P.U)	0,998 – 0,985	0,998-0,985	0,998-0,983
Corrente (A)	215	215	219
FP	0,978	0,979	0,961
Custos (R\$)	157.596,83	155.883,91	163.129,49

Observa-se que em todos os itens, a rede com capacitores mostra melhor desempenho do que a rede sem esses capacitores, além dos custos financeiros, as tensões estão mais próximas de 1 p.u nas barras, assim como a corrente necessária para alimentar as cargas serem menores o que consequentemente irá trazer menores perdas assim como a potência necessária a ser injetada na rede.

Ao se comparar somente a realocação, nota-se que as melhoras são menos significativas, em alguns aspectos pouco perceptível, porém temos uma economia anual de R\$ 1.712,92, enquanto que, quando se compara em relação a rede sem os BC, a economia é de R\$ 7.245,58

Seguindo essa mesma linha de raciocínio, foi feita simulações para outros perfis de carga

7.1.2 Média do mês em horário ativo (8h00-17h00)

Essa simulação utiliza um perfil de carga a partir da média de consumo do mês de março na faixa horária em que a curva de carga tende a se manter alta com pequenas variações entre os horários. Com os dados disponíveis do programa *CCK GERENCIAMENTO DE ENERGIA*, foram levantados dados de todos os dias do mês de março, exceto feriados e finais de semana, para o horário entre 8h00 e 17h00.

Depois de coletados os dados da rede, foi levantado a curva para a média do mês de março para o período de 8h00 às 17h00. A tabela 9 mostra como ficou a média das potências ativa, reativa e o FP para esse perfil e as Figuras 26 e 27 apresentam os gráficos de barra.

Tabela 9 – Média de potência ativa, reativa e FP para o mês de março

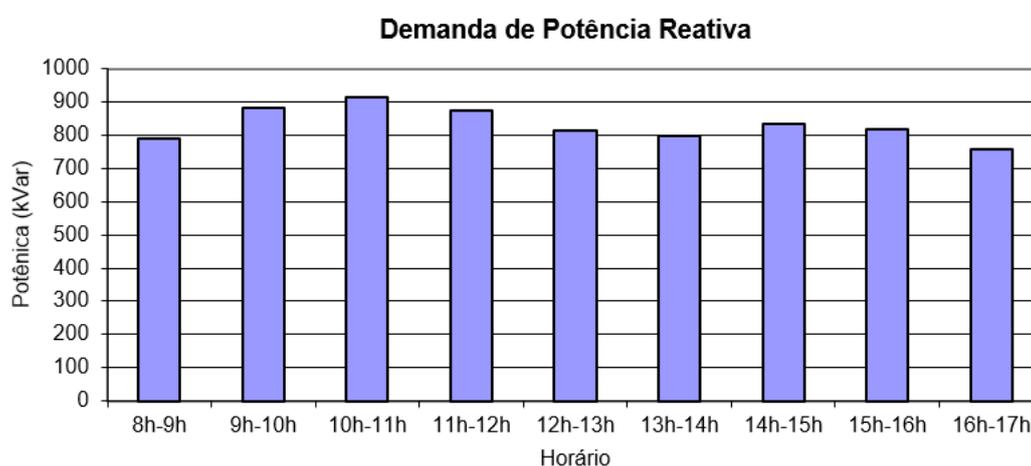
Horário	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)	FP
8h00-9h00	3839,20	788,35	0,979
9h00-10h00	4407,05	882,00	0,980
10h00-11h00	4585,55	916,45	0,981
11h00-12h00	4362,95	872,75	0,980
12h00-13h00	3977,40	812,70	0,979
13h00-14h00	3996,70	798,40	0,980
14h00-15h00	4213,90	835,35	0,980
15h00-16h00	4060,55	817,35	0,981
16h00-17h00	3057,20	722,00	0,972

Figura 26 – Gráfico da demanda média de potência ativa para o mês de março



Fonte: Do autor

Figura 27 – Gráfico da demanda média de potência reativa para o mês de março



Fonte: Do autor

Observando as Figuras, foi escolhido o perfil de carga que apresentou a maior demanda de potência ativa nesse intervalo de dados, no caso entre os horários de 10h00-11h00. Para esse perfil a demanda de potência ativa é $P = 4.585,55 \text{ kW}$ e $FP = 0,981$ indutivo. Os dados relevantes são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Dados da rede atual

Potência de Entrada (kW)	4.629
Carregamento da Linha (%)	78,7
Faixa de tensão (P.U)	0,998-0,986
Corrente (A)	198
FP	0.981
Custos (R\$)	133.179,94

O próximo passo foi a obtenção dos novos FP após a retirada dos BC, Tabela 11.

Tabela 11 - Novo FP após a retirada de banco de capacitores

Transformador (kVA)	Potência Consumida (kW)	Potência do Banco de capacitores a ser retirado (kVAr)	Novo FP
45	20,41	20	0,645
75	34,02	20	0,784
150	68,03	20	0,895
150	68,03	30	0,84
225	102,05	20	0,928
225	102,05	30	0,895

Após a execução da função OCP os dados obtidos se resumem aos apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Resumo dos dados obtidos

	Rede atual	Rede otimizada (Capacitores realocados)	Rede sem Capacitores
Potência de Entrada (kW)	4629	4629	4631
Carregamento da linha (%)	78,7	78,7	80,2
Faixa de Tensão (P.U)	0,998-0,986	0,998-0,986	0,998-0,985
Corrente (A)	198	198	201
FP	0,981	0,982	0,963
Custos (R\$)	133.179,94	131.718,50	138.167,35

Verifica-se que só a realocação de BC promoveu uma economia de R\$ 1.461,44. A importância da instalação de BC, para diminuição dos custos com as perdas na rede é notada quando se compara a economia da rede com banco de capacitores posicionados de maneira otimizada em relação a rede sem esses bancos. A economia é de R\$ 6.448,85.

A nova localização dos bancos de capacitores é apresentada na Tabela 13.

Tabela 13 - Localização dos Bancos de Capacitores

Localização Atual		Localização Otimizada	
Barra	Potência (kVAr)	Barra	Potência(kVAr)
118	30	1	20
119	20	118	20
156	30	119	20
158	20	121	20
161	20	141	30
165	20	148	20
166	20	156	30
186	20	157	30
191	20	158	30
202	20	160	20
204	30	161	20
207	20	164	20
221	30	165	20
273	20	166	20
296	20	167	20
307	20	296	20

Observa-se que nas barras 118, 119, 156, 161, 165, 166 e 296 se mantiveram com os mesmos BC. A barra 158 se manteve com BC após a otimização, porém com uma potência superior à registrada atualmente, passando de 20 kVAr para 30 kVAr.

7.1.3 Horário ponta (17h30-20h30)

Para esse perfil a análise foi realizada no horário ponta considerado pela concessionária de energia Energisa-Paraíba. A tarifa cobrada para essa faixa horária no mês de março foi no valor de R\$ 0,5141 para cada kWh consumido. Foi levantada a média da demanda de potência ativa e reativa conforme Tabela 14.

Tabela 14 - Média da Demanda de potência ativa, reativa e FP

Horário	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)	FP
17h30-20h30	2.459,09	697,97	0,962

Com esses dados foi executado o fluxo de potência apresentando os resultados mostrados na Tabela 15.

Tabela 15 – Dados da rede atual

Potência de Entrada (kW)	2.459,18
Carregamento da Linha (%)	42,6
Faixa de tensão (P.U)	0,999-0,992
Corrente (A)	107
FP	0.962
Custos (R\$)	57.897,27

Como é um horário em que a curva de carga começa a diminuir, a potência de entrada já não é tão grande em relação a potência na faixa horária de 8h00 às 17h00 fazendo com que a corrente injetada na rede seja menor. O FP começa a apresentar um decréscimo, aumentando assim as perdas em relação ao um suposto FP maior.

A Tabela 16 apresenta os novos FP após a retirada dos bancos de capacitores da rede.

Tabela 16 - Novo FP após a retirada de banco de capacitores

Transformador (kVA)	Potência Consumida (kW)	Potência do Banco de capacitores a ser retirado (kVAr)	Novo FP
45	10,95	20	0,428
75	18,24	20	0,586
150	36,49	20	0,768
150	36,49	30	0,670
225	54,73	20	0,838
225	54,73	30	0,769

A Tabela 17 apresenta os dados obtidos após a execução da função OCP.

Tabela 17 – Resumo dos dados obtidos

	Rede atual	Rede otimizada (Capacitores realocados)	Rede sem Capacitores
Potência de Entrada (kW)	2459,18	2459,17	2459,19
Carregamento da linha (%)	42,6	42,6	44,5
Faixa de Tensão (P.U)	0,999-0,992	0,999-0,992	0,999-0,991
Corrente (A)	107	107	112
FP	0.962	0,962	0,92
Custos (R\$)	57.897,27	56.872,17	64.206,27

Em quase todos os parâmetros, a rede otimizada se manteve igual a rede atual. Isso se deve ao número de casas decimais que o *software* adota ao exibir os resultados da rede. Contudo a economia de R\$ 1.025,1 nos custos com as perdas da rede otimizada em relação a rede atual comprova que os outros parâmetros não estão exatamente iguais, pois custos menores são resultados de correntes menores, que são resultados de FP maiores. Mais uma vez é notório como a rede com banco de capacitores melhora os parâmetros da rede em todos os sentidos quando se é comparado com a rede sem banco de capacitores.

Na Tabela 18 é apresentado a localização dos bancos de capacitores após a otimização.

Tabela 18 - Localização dos Bancos de Capacitores

Localização Atual		Localização Otimizada	
Barra	Potência (kVAr)	Barra	Potência(kVAr)
118	30	1	20
119	20	118	20
156	30	119	20
158	20	121	20
161	20	141	30
165	20	156	30
166	20	157	30
186	20	158	30
191	20	161	20
202	20	163	20
204	30	165	20
207	20	166	20
221	30	167	20
273	20	170	20
296	20	294	20
307	20	296	20

Observa-se que nas barras 119, 156, 161, 165, 166 e 296 se mantiveram com os mesmos BC. As barras 118 e 158 se mantiveram com BC após a otimização, porém a barra 118 que possuía um banco de capacitores com 30 kVAr passou para 20 kVAr e a barra 158 passou de 20 kVAr para 30 kVAr após a realocação.

7.1.4 Noite (21h00-24h00)

Outro perfil de carga analisado foi a média do período do mês de março entre os horários de 21h00 e 24h00. A escolha desse perfil se deu pelo fato desse horário apresentar uma curva decrescente de consumo, acompanhado do decréscimo do FP.

Na Tabela 19 encontram-se os valores médios de potência ativa, reativa e fator de potência e as Figuras 28 e 29 apresentam em forma de gráfico para melhor visualização.

Tabela 19 - Média da demanda de potência ativa, reativa e FP

Horário	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)	FP
21h00-22h00	2158,4	640,5	0,951
22h00-23h00	1798,85	578,35	0,928
23h00-24h00	1212,15	483,8	0,919

Figura 28 – Gráfico da demanda média de potência ativa para o mês de março

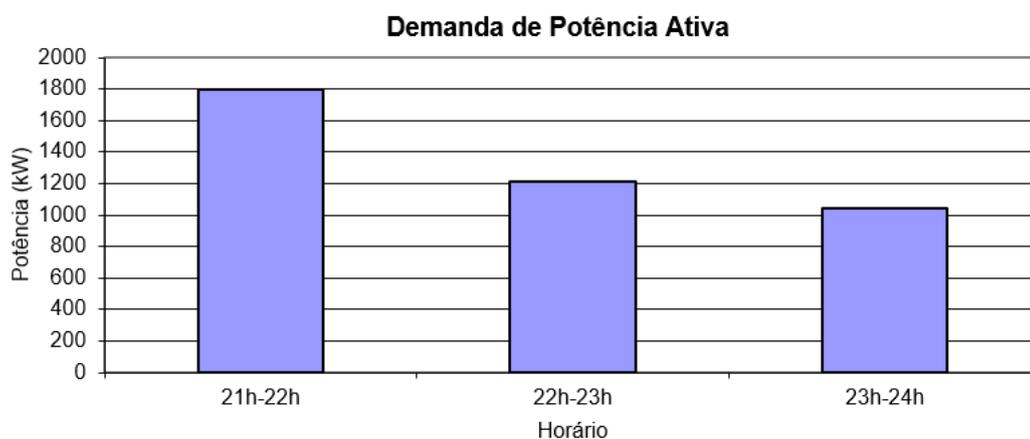
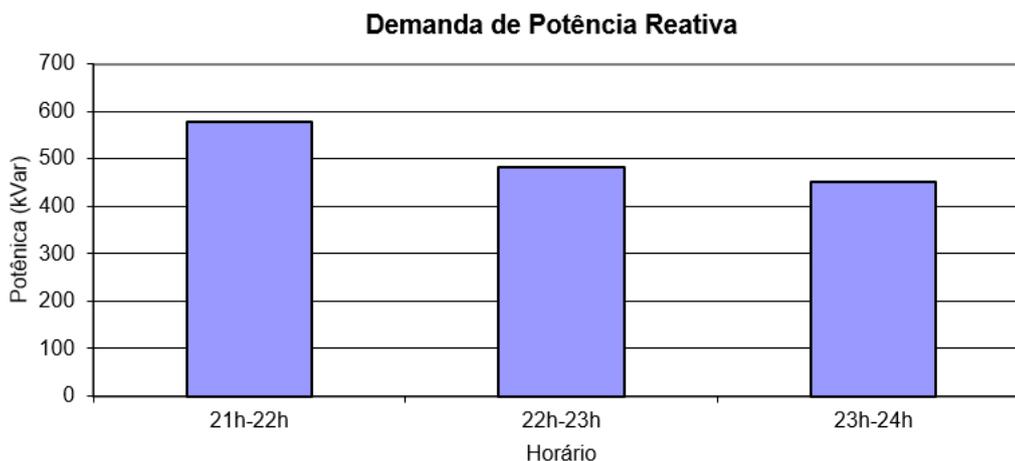


Figura 29 – Gráfico da demanda média de potência reativa para o mês de março



Utilizando o menor valor para o período analisado, obteve-se demanda de potência ativa média de 1.212,15 kW e FP de 0,919. Rodando o fluxo de carga obteve-se o resultado apresentado na Tabela 20.

Tabela 20 – Dados da rede atual

Potência de Entrada (kW)	1212,2
Carregamento da linha (%)	21,7
Faixa de Tensão (P.U)	1-0,996
Corrente (A)	54
FP	0.919
Custos (R\$)	10090,98

A rede atual em um perfil de cargas operando a noite, apresenta para todos os parâmetros analisados, com exceção da Faixa de Tensão, valores menores do que os perfis analisados anteriormente. Dos dados obtidos acima, o que mais chama atenção é o valor baixo de FP. Esse valor está bem próximo de 0,92, o que causa preocupação já que valores de FP menores de 0,92 podem acarretar em cobrança de energia reativa excedente. Isso se dá principalmente por ser um período em que as cargas de iluminação que normalmente possuem baixo FP, serem umas das principais consumidoras de energia durante esse período

Os novos FP após a retirada dos BC são apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 - Novo FP após a retirada de banco de capacitores

Transformador (kVA)	Potência Consumida (kW)	Potência do Banco de capacitores a ser retirado (kVAr)	Novo FP
45	5,4	20	0,236
75	8,99	20	0,355
150	17,98	20	0,551
150	17,98	30	0,435
225	26,98	20	0,658
225	26,98	30	0,551

Executando a função OCP temos os dados apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 – Resumo dos dados obtidos

	Rede atual	Rede otimizada (Capacitores realocados)	Rede sem Capacitores
Potência de Entrada (kW)	1.212,2	1.212,2	1.212,2
Carregamento da linha (%)	21,7	21,7	21,7
Faixa de Tensão (P.U)	1-0,996	1-0,996	1-0,996
Corrente (A)	54	54	54
FP	0,919	0,92	0,917
Custos (R\$)	10090,98	9817,89	13538,57

A economia de uma possível realocação de banco de capacitores para esse perfil de carga analisado seria de R\$ 273,09. Um valor baixo quando se comparado a outros perfis analisados. Comparando com uma suposta rede sem capacitores essa economia seria de R\$ 3.720,68 o que já demonstra uma economia considerável. Por ser um período de baixo consumo as perdas são poucas, o que acarreta em uma baixa economia também.

Na Tabela 23 é apresentado a localização dos bancos de capacitores após a otimização.

Tabela 23 - Localização dos bancos de capacitores

Localização Atual		Localização Otimizada	
Barra	Potência (kVAr)	Barra	Potência(kVAr)
118	30	5	20
119	20	118	20
156	30	119	20
158	20	120	20
161	20	141	30
165	20	152	30
166	20	156	30
186	20	158	30
191	20	165	20
202	20	166	20
204	30	167	20
207	20	170	20
221	30	175	20
273	20	186	20
296	20	295	20
307	20	296	20

Observa-se que nas barras 118, 119, 156, 165, 166, 186 e 296 se mantiveram com os mesmos BC. A barra 158 se manteve com banco de capacitores após a otimização, porém com uma potência superior à registrada atualmente passando de 20 kVAr para 30 kVAr.

7.1.5 Resumo dos resultados

As melhorias nos parâmetros analisados da rede foram observadas para todos os perfis de carga após a realocação dos BC. Em alguns casos, se tornam imperceptíveis essas melhoras devido ao número de casas decimais que o programa utiliza.

A melhora no nível de tensão se deve a redução da corrente nas linhas que faz com que ocorra uma redução da queda de tensão nos trechos do sistema de distribuição, enquanto que a redução da corrente que alimenta a rede UFPB se deve ao fato das cargas exigirem menos potência reativa da rede devido aos bancos de capacitores instalados, tendo como consequência a melhoria do FP.

É importante salientar que em casos específicos, como as melhorias nos níveis de tensão, são consequências naturais das instalações de BC, que são usados para corrigir mais especificamente o FP da rede em estudo. A utilização desses bancos visando somente as melhorias nos níveis de tensão, não são viáveis economicamente para a rede UFPB, uma vez que, em todos os casos os níveis de tensão estavam dentro dos limites permitidos.

A tabela 24 a seguir mostra um comparativo das localizações dos bancos de capacitores na rede antes e após a realocação de acordo com os perfis de carga analisados.

Tabela 24 – Localização dos bancos de capacitores para todos os perfis analisados

Atualmente	Maior demanda	Média do mês em horário ativo	Horário ponta	Noite
118*	2	1	1	5
119	118	118*	118	118
156*	119	119	119	119
158	141*	121	121	120
161	144	141*	141*	141*
165	148	148	156*	152*
166	149*	156*	157*	156*
186	156*	157*	158*	158*
191	157*	158	161	165
202	158	160	163	166
204*	161	161	165	167
207	164	164	166	170
221*	165	165	167	175
273	166	166	170	186
296	167	167	294	295
307	170	296	296	296

*Capacitores de 30 kVAr

Foi observado que para todos os perfis de carga analisados, a realocação de BC se mostrou eficiente ao analisar os aspectos da rede. As barras 118, 119, 156, 158, 165 e 166 foram as únicas barras que possuem BC na rede atual e nas análises de realocação para outros perfis de carga se mantiveram com BC instalados, mudando apenas a potência desses BC de acordo com o perfil estudado. As barras 119, 156, 165 e 166 se mantiveram com os mesmos BC de 20 kVAr.

As barras 167 e 141 não possuem BC instalados atualmente na rede da UFPB, porém para todos os perfis analisados, após executado a realocação, mostrou-se necessário a alocação de banco de capacitores nessas barras. Nos pontos onde se existe o maior consumo, segundo a relação de

consumo estabelecida para esse estudo, são os pontos onde se localizam os transformadores de 300 kVA e em nenhum caso foi previsto a instalação de bancos de capacitores nesses pontos.

A tabela 25 mostra o resultado da economia que a realocação de banco de capacitores irá gerar em relação a rede atual. Esses valores são para cada perfil de carga analisado.

Tabela 25 – Economia com a realocação de bancos de capacitores

Economia (R\$)			
Maior demanda	Média mensal horário ativo	Horário ponta	Noite
1.712,92	1.461,44	1.025,1	273,09

Percebe-se que os perfis que apresentaram maiores consumos, obtiveram maiores economias. Isso se deve ao fato dos maiores consumos exigirem correntes maiores e as perdas serem calculadas através de $I^2 \times R$.

7.2 Alocação de novos Bancos de Capacitores

Além da realocação, foi feita uma análise supondo alocação de novos BC. Nesse estudo é levado em consideração os custos com as supostas novas aquisições. Os BC considerados para esse estudo são os bancos do tipo fixo, visto que é o tipo de banco comumente utilizado pela UFPB.

Os escolhidos foram da fabricante *WEG*, empresa reconhecida no mercado, e com o seguinte modelo: Bancos de capacitores Trifásico 380V-BCW-WEG, que são modelos semelhantes aos instalados na UFPB.

A Tabela 26 mostra as opções disponíveis para esse modelo, e seus respectivos custos de aquisição.

Tabela 26 – Potência e custo de aquisição de bancos de capacitores

Potência Reativa (kVAr)	Custo (R\$)
17,5	625,45
20	606,15
22,5	773,30
25	852,45
27,5	868,00
30	824,55
35	1113,00
40	1054,55
45	1342,10
50	1418,40
60	1502,80
75	1618,50

Para simular a rede com as novas aquisições, é preciso determinar o custo anual de cada um dos capacitores. Segundo o catálogo da *WEG*, a vida útil desses bancos é de 100.000 horas. Sabendo que um ano possui 8760 horas, o custo anual de cada banco de capacitor é dado pela Equação 40.

$$CustoAnual(R\$) = \frac{Custo (R\$)}{\left(\frac{100.000 \text{ horas}}{8760 \text{ horas}}\right)} \quad (40)$$

Logo, o custo anual de cada um desses bancos é dado na Tabela 27:

Tabela 27 – Custo anual dos bancos de capacitores

Potência Reativa (kVAr)	Custo Anual (R\$)
17,5	54,79
20	53,10
22,5	67,74
25	74,67
27,5	76,04
30	72,23
35	97,50
40	92,38
45	117,57
50	124,25
60	131,65
75	141,78

Com isso, esses bancos com suas respectivas potências e custos, foram disponibilizados na configuração da função OCP do *PowerFactory*®. Além disso, foi selecionado a função para que o programa possa utilizar quantas vezes achar necessário cada banco de capacitores com o objetivo de chegar no melhor ponto de otimização.

O perfil de carga escolhido para se analisar a alocação de novos BC foi o perfil adotado no tópico 7.1.2 desse estudo. A escolha deste se dá por ser o perfil que em a curva de carga tende a se estabilizar em valores alto de consumo assim como por ser um perfil que abrange uma faixa horária de consumo considerável (8h00-17h00).

Para períodos em que o consumo é pouco, como por exemplo no período da manhã, a demanda de potência reativa da rede é suprida pelo os próprios bancos de capacitores que estão conectados à rede. Isso faz com que em muitas situações seja observado um $FP = 1$. Devido a esse fato, a simulação de alocação de novos bancos de capacitores, será feita com certa limitação na energia reativa que será injetada na rede, pois um excesso dessa energia poderia acarretar em um FP menor que 0,92 capacitivo, que posteriormente faria com que muitas fossem cobradas.

Na análise do comportamento da curva de carga para a média dos dias do mês de março, verificou-se que no período de 23h00 às 24h00, o sistema se comporta em média com FP indutivo

abaixo de 0,92. No dia 28 de março no período entre 23h45 e 24h00 verificou-se uma potência de 944,2 kW e um FP de 0,896 indutivo, sendo este o FP mais baixo encontrado no mês.

Isso mostra a necessidade de se adicionar banco de capacitores, para além de diminuir os custos com as perdas evitar a cobrança de energia reativa excedente. Também se verifica que no período da manhã, entre 1h00 e 6h00, o FP médio é 1.

Com isso foi colocado um limite que evite que a injeção de potência reativa faça com que a rede apresente FP capacitivo menor do que 0,92. Para descobrir essa potência limitante foi usada a Equação 41.

$$FP = \frac{P_{at}}{\sqrt{P_{at}^2 + P_{re}^2}} \quad (41)$$

Onde:

- P_{at} - Potência ativa
- P_{re} - Potência reativa

Para o período da manhã, no horário entre 5h00 e 6h00, a rede da UFPB apresentou uma demanda mínima de 825,7 kW e FP = 1. Logo,

$$0,92 = \frac{825,7}{\sqrt{825,7^2 + P_{re}^2}} \Rightarrow P_{re} = 351.75 \text{ kVAr} \quad (42)$$

Isso significa que as cargas do período da manhã que apresentam FP = 1 não terão FP capacitivo abaixo de 0,92 após a alocação dos bancos de capacitores, fazendo assim com que não seja cobrado o consumo de energia reativa excedente. Além disso, irá melhorar o perfil das cargas indutivas em que o FP está próximo ou abaixo de 0,92 indutivo.

7.2.1 Resultados da alocação

A tabela 28 a seguir mostra como ficou a alocação dos novos BC utilizando a função OCP.

Tabela 28 – Novos capacitores alocados

Potência (kVAr)	Barra
50	294
75	141
75	156
75	167
75	2
Total	-
350	-

Ao avaliar as barras em que esses novos BC foram instalados, observa-se que na barra 156 já existe banco de capacitores instalados na rede atual. A comparação dos dados da rede com e sem a aquisição dos novos bancos de capacitores é mostrado na Tabela 29, levando em consideração os custos desses novos 5 bancos de capacitores:

Tabela 29 – Comparação de dados entre os tipos de redes simuladas

	Rede atual	Rede otimizada (Capacitores realocados)	Rede atual com aquisição de novos Capacitores
Potência de Entrada (kW)	4.629	4.629	4.627
Carregamento da linha (%)	78,7	78,7	77,8
Faixa de Tensão (P.U)	0,998-0,986	0,998-0,986	0,999-0,987
Corrente (A)	198	198	195
FP	0,981	0,981	0,992
Custos (R\$)	133.179,94	131.718,50	130.133,21

Observa-se que a rede com a aquisição de novos capacitores mostrou melhoras em todos os aspectos analisados.

Também foi realizado a realocação dos BC, só que agora serão de 21 BC, cujos resultados são apresentados na Tabela 30.

Tabela 30 - Localização otimizada com novas aquisições

Barra	Potência (kVAr)
2	50
108	20
118	30
119	30
120	30
141	75
156	75
158	75
167	75
177	20
184	20
185	20
186	20
191	20
289	20
294	20
296	30
303	20
304	20
307	20
312	20

A Tabela 31 mostra os resultados obtidos com rede de 21 BC alocados através da função OCP em comparação com a rede atual, rede otimizada (capacitores realocados) e rede atual com aquisição de novos capacitores.

Tabela 31 – Resultados alcançados

	Rede atual	Rede otimizada (Capacitores realocados)	Rede atual com aquisição de novos Capacitores	Rede atual com aquisição de novos Capacitores e realocados
Potência de Entrada (kW)	4629	4629	4627	4627
Carregamento da linha (%)	78,7	78,7	77,8	77,8
Faixa de Tensão (P.U)	0,998-0,986	0,998-0,986	0,999-0,987	0,999-0,987
Corrente (A)	198	198	195	195
FP	0,981	0,981	0,992	0,992
Custos (R\$)	133179,94	131.718,50	130.133,21	129.852,36
Economia (R\$)	-	1.461,44	3.046,73	3.327,58

A rede com a realocação dos BC após aquisição de novos BC mostrou-se o melhor perfil de rede dentre os analisados. Em relação à economia, esse perfil apresentou uma economia de R\$ 3.327,58 em relação a rede atual, já considerando os custos com as novas aquisições.

Pelo método que foi alocado esses novos capacitores, os custos com a cobrança por energia reativa excedente não existiriam mais, pois se estabeleceu um limite de potência reativa a ser injetada na rede com o intuito de evitar que exista FP abaixo de 0,92 seja ele capacitivo ou indutivo.

Para o pior caso de FP encontrado no período analisado, temos um FP de 0,896 indutivo e demanda de potência ativa de 944,2 kW. Para calcular o novo FP após a injeção de 350 kVAr na rede, usaremos a Equação 30.

Sabendo que:

$$\cos^{-1}(0,896) = 26,36^\circ \quad (43)$$

Aplicando os dados na Equação 30, temos:

$$350 = 944,2 \times (\tan 26,36^\circ - \tan \psi_2) \quad (44)$$

Resolvendo a equação acima em função de ψ_2 :

$$\psi_2 = 7,11^\circ \quad (45)$$

Logo, o FP para esse período será:

$$FP = \cos(7,11^\circ) = 0,992 \text{ (indutivo)} \quad (46)$$

Isso mostra que para o período em que se encontrou o menor FP, a injeção de 350 kVAr pelos os novos BC alocados fizeram com que o FP elevasse para o valor de 0,992. Isso confirma que não terá períodos em que o FP ficará abaixo de 0,92.

No mês em que foi analisado esse perfil, o custo da energia reativa excedente foi de R\$ 902,63 que refletiria um custo anual de R\$ 10.831,56. Ou seja, a economia anual com a rede a partir da aquisição desses novos 5 BC e realocação desses BC será de:

$$\text{Economia (R\$)} = 10.831,56 + 3.327,58 = 14.159,14$$

7.3 Análise dos resultados

Foram traçados vários perfis de carga, e para cada perfil possibilidades diferentes de reorganizar os capacitores existentes na rede. A alocação de BC com limitação de injeção de potência reativa acrescida de uma posterior realocação, mostrou os melhores resultados para atender a rede da UFPB, tanto na questão dos parâmetros da rede como em relação aos custos anuais, em que para isso seria necessário a aquisição de novos 5 BC de potências já mencionadas.

Caso não seja possível a aquisição de novos BC, poderia se utilizar da realocação dos BC, e ainda assim, tantos os parâmetros elétricos como os custos seriam melhorados. Com os resultados da realocação feita para cada perfil de carga, poderia escolher o que mais se adequa a cada situação.

A realocação feita para o perfil de carga baseado na maior demanda do mês é a que geralmente é analisada, pois é baseada na demanda contratada, mas não leva em consideração os diversos horários de funcionamento da instituição durante o dia, acarretando na possibilidade de cobrança de multa por parte da concessionária em virtude do baixo FP.

A realocação feita baseado no perfil de 8h00-17h00, é a mais adequada a se utilizar visando melhoras na rede nos dias de hoje, pois ela representa um grande intervalo de horas durante um dia, assim como horários em que o consumo é mais alto. Dos 16 BC existentes na rede, após a realocação destes, metade permaneceria onde estão e a outra metade seria realocada, mostrando assim que 8 dos BC da rede da UFPB já estão alocados de maneira correta.

A realocação baseada no horário ponta é importante pois apesar de não ser o horário em que há o maior consumo na rede, a tarifa cobrada pelo consumo nesse horário é maior e poderia acarretar em altos custos. Mesmo com a tarifa mais alta, os custos com as perdas são menores do que no horário em que a carga tende a se manter alta (8h00 – 17h00), e ainda sim houve uma semelhança quanto a indicação da localização dos BC, 11 dos 16 bancos de capacitores realocados baseado no horário ponta foram localizados de maneira semelhante aos bancos realocados baseado no horário de 8h00-17h00.

A realocação feita baseada no comportamento da carga no horário da noite, onde normalmente se encontra os menores registros de FP baixos, foi importante para mostrar que para esse perfil a realocação de banco de capacitores se diferencia em termos de localização em 8 BC da realocação para o horário de (8h00 – 17h00), o que mostra que apesar de serem perfis com diferenças significativas em termos de consumo e fator de potência, a otimização em 8 BC ainda permanece igual para ambos. Por esse perfil apresentar um baixo consumo em relação aos outros estudados, a economia com seus custos foi a que apresentou menor valor.

Após todas as realocações realizadas, pode-se adotar qualquer uma já mostrada visando a melhora nos custos e nos parâmetros da rede da UFPB. As realocações traçadas para os diversos perfis mostraram semelhança em muitos pontos, e que a determinação de qual será escolhida se baseia no objetivo do responsável por realizar as realocações e nos valores a ser investido.

Vale salientar que em todas as realocações realizadas, incluindo a que se supõe aquisição de novos BC, as barras 118, 119, 141, 156, 158 e 167 tiveram BC instalados, demonstrando a necessidade de injeção de potência reativa nessas barras, com atenção para as barras 141 e 156, que em todos os casos, a otimização alocou nessas barras maiores valores de potência reativa disponibilizados.

8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi realizado um estudo sobre como realocar e alocar de maneira ótima bancos de capacitores na rede da UFPB, levando em consideração os já existentes como também a possibilidade de aquisição de novos bancos de capacitores.

Através de um *software* de gerenciamento de energia conectada a rede da UFPB foi possível levantar dados recentes do comportamento da rede em relação as demandas de potências, para que assim fosse realizada simulações para vários perfis de carga

As simulações foram realizadas via *software DigSILENT PowerFactory®*, onde foi preciso implementar a rede estudada baseadas em plantas disponibilizadas pela prefeitura universitária, para obtenção de dados a serem utilizados pelo *software*. Foram calculados os fluxos de potência para cada perfil de carga analisado para que, a partir desses resultados, fosse executada a função OCP, responsável por realocar e alocar os bancos de capacitores com o objetivo de conseguir a otimização em relação aos custos com as perdas na rede.

As melhoras nos parâmetros analisados após a realocação e alocação de banco de capacitores foram além da economia com custos, mostrou-se que tensões, correntes e outros parâmetros obtiveram melhores resultados após as otimizações, o que confirma que esses novos posicionamentos podem trazer benefícios não só na parte econômica mas também na qualidade da energia entregue aos consumidores, em que isso é mostrado para todos os perfis de cargas analisados.

A utilização correta de bancos de capacitores pode trazer muitos benefícios para o comportamento da rede da UFPB, isso pode ser feito através da escolha da melhor configuração dentre as mostradas nesse estudo e que atenda às necessidades dessa rede.

Como possibilidades para trabalhos futuros a partir das ferramentas utilizadas neste, pode-se propor utilizar algoritmos genéticos a fim de prever melhor as cargas de modo setorial, e realizar modificações no algoritmo das funções disponibilizadas no *DigSILENT PowerFactory®* e assim obter análises dinâmicas e com banco de capacitores automatizados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A. MONTICELLI, *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. Edgard Blücher, 1983.

ANEEL, RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 414, 2010a.

ANEEL, RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 414. Capítulo I das definições, Art. 2º, Inciso XXXVII, 2010b.

E. ROBBA, N. KAGAN, H. SCHMIDT, e C. OLIVEIRA, *Introdução a sistemas elétricos*. Edgard Blücher, 1996.

J. EDMINISTER, *Circuitos elétricos - Coleção Schaum*. McGraw-Hill, 1978.

J. GRAINGER e W. STEVENSON, *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.

J. MAMEDE, *Manual de equipamentos elétricos*, 3º ed. LTC, 2005.

J. SILVEIRA, H. Morici, e D. Silva, *Avaliação dos Custos de Energia Elétrica para a Indústria*.

Manual de Tarifação da Energia Elétrica. Ministério das Minas e Energia, 2011.

O. ELGERD, *Electric Energy System Theory: An Introduction*. McGraw-Hill, 1971.

R. SALGADO, *Fluxo de Potência - Método de Newton*, 2010

S. TORQUATO, “Verão eleva consumo de energia em 4,5% na Paraíba”, *Jornal da Paraíba*, 2017

WEG Indústrias S.A Centro de Treinamento de Clientes, 2012

W. STEVENSON, *Elements of power system analysis*, 4º ed. McGraw-Hill, 1982.

**APÊNDICE A – Rede da UFPB e localização dos bancos de capacitores
atuais**