RICARDO AUGUSTO BORBA

INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DE CARGA NO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO

Curitiba

2018

RICARDO AUGUSTO BORBA

INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DE CARGA NO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Área de Concentração Eletrotécnica, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Universidade Federal do Paraná

Departamendo de Engenharia Elétrica

Programa de Graduação

Orientador: Prof Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes

Curitiba

2018

RICARDO AUGUSTO BORBA

INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DE CARGA NO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO/ RICARDO AUGUSTO BORBA. – Curitiba, 2018-

105 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Paraná
Departamendo de Engenharia Elétrica
Programa de Graduação, 2018.

1. Fluxo de potência ótimo trifásico. 2. Modelagem de carga. 3. Operação de bancos de capacitores. 4. Fluxo de potência paramétrico. I. Prof Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes. II. Universidade Federal do Paraná. III. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Influência da Representação de Carga no Fluxo de Potência Ótimo Trifásico

TERMO DE APROVAÇÃO

RICARDO AUGUSTO BORBA

INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DE CARGA NO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Área de Concentração Eletrotécnica, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

.

Prof Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes
Orientador

Prof. Dra. Elizete Maria Lourenço
Departamento de Engenharia Elétrica – UFPR

Prof. Dr. Rafael Martins
Departamento de Engenharia Elétrica – UFPR

Curitiba
2018

Diese Arbeit widme ich meinen Eltern Edvald und Sebastiana,
meinem Brüder Eduardo
und meiner Freundin Thamiris

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela vida e força durante todo esse trabalho

Aos meus pais Edvald e Sebastiana por terem me proporcionado educação, ensino, carinho e amor, que me guiaram até aqui.

Ao meu irmão Eduardo pelo companheirismo e ajuda.

À minha namorada Thamiris Karoline pelo verdadeiro amor, amizade, confiança, companheirismo, dedicação e apoio sempre.

Ao meu padrasto Prof. Djalma Lopes de Medeiros (*in memoriam*) por ter sido uma verdadeira inspiração e amigo.

À Prof$^{\underline{a}}$. Dr$^{\underline{a}}$. Thelma pela amizade, orientação, dedicação, confiança, ajuda e conhecimento transmitido.

Aos membros da banca examinadora, Prof$^{\underline{a}}$. Dr$^{\underline{a}}$. Elizete e Prof. Dr. Rafael pela dedicação na revisão desse trabalho.

Aos meus familiares por sempre apoiar e estarem presentes.

À família da minha namorada pelo acolhimento, amizade, confiança e ajuda.

Ao meu amigo Helder pela longa e verdadeira amizade.

"A verdadeira motivação vem de realização,
desenvolvimento pessoal,
satisfação no trabalho e reconhecimento."
(Frederick Herzberg)

Resumo

Com o aumento da conexão de Geração Distribuída e aprimoramento das redes de distribuição vem se requerendo uma coordenação maior dos vários tipos de energia distribuída, sendo necessário a implantação de novos avanços tecnológicos, modelos matemáticos e computacionais de análise. Com isso, há uma tendência de não se utilizar mais a representação monofásica equilibrada, devido a complexidade das redes de distribuição, mas sim a trifásica que é mais condizente com a realidade destas redes em 13,8 e 34,5 kV. Dentre os métodos computacionais usuais para análise de redes, cita–se o fluxo de potência ótimo trifásico (FPOT), tal como o proposto por Baran e Fernandes (2016) que utiliza a representação trifásica, considerando os acoplamentos mútuos entre as fases. O objetivo deste trabalho consiste em aprimorar o FPOT, implementando modelagem de carga de corrente e impedância constante, exponencial, além da parametrização de cargas trifásicas típicas ao longo de um dia, para se planejar a operação e ajuste de banco de capacitores automáticos. Para tanto, foi estendida a parametrização de carga e operação de BCs modelada para redes monofásicas, tal como proposto em Dahlke et al. (2012), mas para redes trifásicas. A fim diferenciar as técnicas de operação de BC na modelagem trifásica, foram utilizados os sistemas trifásicos de 5 barras de Stevenson e Grainger (1994) e *IEEE* 37, considerando acoplamento mútuo e desequilíbrio de carga. Os resultados, obtidos através de simulações com o FPOT com diferentes modelagens de carga e adaptado para operar BCs automáticos, impactam nos níveis de perdas nas linhas e perfil de tensão. Além disso, os diferentes modelos de cargas afetaram a operação dos bancos de capacitores automáticos. Assim, concluiu–se que a modelagem de carga é importante para se operar a rede de maneira eficiente e com maior precisão.

Palavras-chave: Fluxo de potência ótimo trifásico. Modelagem de carga. Operação de bancos de capacitores. Fluxo de potência paramétrico.

Abstract

Considering the increase of the connection of Distributed Generation and improvement of the distribution networks, a greater coordination of the various types of distributed energy is required, being necessary the implantation of new technological advances, mathematical and computational models of analysis. Based on this fact, there is a tendency to no longer use balanced monophasic representation, due to the complexity of the distribution networks, but the three-phase that is more consistent with the reality of these networks in 13,8 and 34,5 kV. Among the usual computational methods for network analysis, there is the three-phase optimal power flow (TOPF), which optimizes the state of the network, such as that proposed by (BARAN; FERNANDES, 2016) that uses the three - phase representation, considering the mutual couplings between the phases . The purpose of this study consists in improving the FPOT, implementing constant current and impedance, polinomial and exponential loads, besides theparameterization of typical three-phase loads over a day, to plan the operation and adjustment of bank automatic capacitors. The parameterization of load and BCs operation modeled for single-phase networks was applied in this study, as proposed in (DAHLKE et al., 2012), but for three-phase networks. In order to differentiate BC operation techniques in three-phase modeling, the 5 bus system of Stevenson e Grainger (1994) an *IEEE* 37 bus, considering mutual coupling and unbalanced loads. The results, obtained through simulations with the FPOT considering load modeling and automatic BCs operation, affect the levels of line losses and voltage profile. Moreover, the load models affected significantly the operation of automatic capacitor banks. It can be concluded that load modeling is important to operate the network accurately and efficiently.

Keywords: Three–phase optimal power flow. Load modeling. Capacitors banks operation. Parametric optimal load flow.

Lista de ilustrações

Lista de tabelas

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco de Capacitor
FP	Fluxo de Potência
FPT	Fluxo de Potência Trifásico
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPOT	Fluxo de Potência Ótimo Trifásico
GD	Geração Distribuída
LT	Linha de Transmissão

Lista de símbolos

α	constante entre 0 e 2π
β	constante – função penalidade
γ_t	ângulo da corrente
ε	variação de carga – parametrização
ζ	expoente da carga reativa – modelo exponencial
Θ_t	ângulo do fator de potência
θ_t	ângulo da tensão
ρ	peso de carga PQ – modelo ZIP
σ	peso de carga I – modelo ZIP
ξ	peso de carga Z – modelo ZIP
τ	expoente da carga ativa – modelo exponencial
ω_b	peso da Penalidade
ωp	peso que relaciona as perdas elétricas
$\Re$	Parte real
$\Im$	Parte imaginária
b_i	valor do banco de capacitor na barra i
b_{max_i}	valor máximo do banco de capacitor na barra i
$\mathbf{B}_t$	é o valor da susceptância
$\mathbf{c}^{a,b,c}$	vetor com os bancos de capacitores para as fases A, B e C, com dimensão $(nb \times 1)$
nc	número de Capacitores
$\dot{\mathbf{I}}_{carga}$	vetor da corrente nominal da carga com dimensão $(3nb \times 1)$
I_L	corrente nominal da carga
k	constante – função sigmoidal

P_0	potência ativa nominal das cargas
P_{L_I}	potência ativa da carga de corrente constante
P_{L_Z}	potência ativa da carga de impedância constante
nb	número de barras
$\mathbf{P_g}^{a,b,c}$	vetor com geração de potência ativa para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$
$\mathbf{P_d}^{a,b,c}$	vetor de demanda de potência ativa para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$
Q_0	potência reativa nominal das cargas
Q_{L_I}	potência reativa da carga de corrente constante
Q_{L_Z}	potência reativa da carga de impedância constante
$\mathbf{Q_g}^{a,b,c}$	vetor com geração de potência reativa para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$
$\mathbf{Q_d}^{a,b,c}$	vetor de demanda de potência reativa para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$
$\mathbf{Q}_{BC_t}$	potência em *kvar* do capacitor
$\dot{S}_t$	Potência aparente de uma carga conectada a fase
$\dot{S}_{t_I}$	Potência aparente de uma carga de corrente constante
$\dot{S}_{t_Z}$	Potência aparente de uma carga de impedância constante
$\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}$	vetor com tensão fasorial para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$
Valor BC	Dimensão do banco de capacitor já instalado
t	sub–índice que representa a referência das grandezas de tensão, susceptância e potência; $t \in \{an,\ bn,\ cn,\ ab,\ bc,\ ca\}$
$\dot{\mathbf{V}}_t$	tensão aplicada sobre o capacitor
$\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c}$	matriz de admitância de barra para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 3nb)$
$\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c}_{carga}$	vetor de admitância nominal da carga com dimensão $(3nb \times 1)$
$\left[\dot{\mathbf{Y}}^{abc}_{km}\right]$	é a matriz de admitâncias *shunt* entre as barras k e m

$\dot{Z}_{km}^{aa}$	impedância própria da fase a entre as barras k e m
$\dot{Z}_{km}^{bb}$	impedância própria da fase b entre as barras k e m
$\dot{Z}_{km}^{cc}$	impedância própria da fase c entre as barras k e m
$\dot{Z}_{km}^{ab}$ Z_{km}^{ba}	impedâncias mútuas entre as fases a e b entre as barras k e m
$\dot{Z}_{km}^{bc}$ Z_{km}^{cb}	impedâncias mútuas entre as fases b e c entre as barras k e m
$\dot{Z}_{km}^{ac}$ Z_{km}^{ca}	impedâncias mútuas entre as fases a e c entre as barras k e m
$\left[\dot{\mathbf{Z}}_{km}^{abc}\right]$	matriz de impedâncias trifásica entre as barras k e m
$\dot{Z}_t$	Impedância da carga conectada de acordo com o sub-índice t

Sumário

Introdução

Recentemente, o aumento da conexão de Geração Distribuída vem requerendo uma coordenação da operação mais apurada devido aos vários tipos de energia distribuída, bem como seu transporte e uso final. Isto requer a implantação de avanços tecnológicos a fim de se disponibilizar energia com maior confiabilidade, maior eficiência, menor custo e menor impacto ambiental.

Assim, uma das importante ferramentas de análise de um sistema de distribuição, que é o Fluxo de Potência, tradicionalmente modelado para redes radiais e direção unidirecional de de fluxo da subestação para as cargas, deve coexistir agora com contrafluxos e alterações no perfil de tensão, requerendo-se adequados ajustes, pois o esquema original de regulação de tensão pode não atender mais às exigências da rede de distribuição depois do acesso da GD.

Além disto, é crescente o desbalanceamento e desequilíbrio das redes, devido a vários fatores, tais como: radialidade da maioria dos circuitos, alta relação entre a resistência e reatância das linhas, assimetria das linhas, presença de circuitos monofásicos e bifásicos, entre outros fatores (PEREIRA; COSTA, 2007).

O desequilíbrio das cargas implica em desequilíbrios de tensão entre as fases, cujo desequilíbrio máximo, definido pela resolução normativa 424 da ANEEL, deve ser no máximo 2% para tensões acima de 1 kV.

E, ainda, o aumento das perdas elétricas e o comprometimento do perfil de tensão podem ser oriundos também de uma falta de controle do fluxo de energia reativa que circula pelas redes de distribuição, cuja solicitação é variável ao longo do dia, o que torna importante operar dispositivos reguladores de tensão instalados ao longo de alimentadores de distribuição de forma adequada.

Dada a complexidade das redes de distribuição, existe uma tendência atual em não mais se utilizar a representação monofásica simplificada do sistema (ou seja, errônea consideração de que a rede é simétrica e balanceada), mas utilizar a representação trifásica, que é mais condizente com a realidade das redes de distribuição de 13,8 kV e 34,5 kV (PEREIRA; FERNANDES; AOKI, 2018).

Existem já muitos métodos propostos para solução de fluxos de potência trifásicos, tais como podem (SHIRMOHAMMADI et al., 1988) e (BROADWATER et al., 1988). E, existem também os que otimizam a rede trifásica como os propostos por Cheng e Shirmohammadi (1995), Araujo e Penido (2013), e Baran e Fernandes (2016).

Uma ferramenta computacional atualmente muito usada no setor para resolver o fluxo de carga associado a cada configuração operativa de uma rede trifásica é o programa livre e de código aberto *Open Distribution System Simulator* (DUGAN, 2016). Essa ferramenta é voltada para a modelagem de redes de distribuição e considera a modelagem trifásica de sistemas desbalanceados, fornece o comportamento de banco de capacitores e reguladores de tensão sob curva de carga.

Para realização destas análises trifásicas, a representação trifásica da rede leva em conta o acoplamento mútuo das linhas e desbalanceamento de cargas.

Além de considerar o desequilíbrio das cargas trifásicas, deve–se levar em consideração a modelagem da carga. Na maioria dos FP, apenas cargas do tipo potência constante são convencionalmente modeladas (SINGH; MISRA; SINGH, 2007). Mas, nos sistemas reais de distribuição existem diferentes combinações de topologias. Em média, são de 50% de cargas com potência constante e 50% impedância constante (USIDA, 2007). Isso pode variar dependendo das regiões ou países e estação do ano, conforme a Tabela 1.

Esses diferentes tipos de cargas podem provocar diversos comportamentos nas linhas. No caso de potência constante, um afundamento de tensão, provoca um aumento nas correntes, provocando maiores perdas nas linhas. Do contrário, uma carga com a impedância constante tem uma relação entre tensão e corrente diretamente proporcional. Logo, com a queda de tensão, a corrente e, consequentemente, as perdas também irão diminuir.

Portanto, a correta modelagem da carga é importante para ter resultados confiáveis e precisos no planejamento e operação do sistema elétrico, devido a influência direta nas corrente circulantes nas linhas, perdas e perfil de tensão do sistema em si. Para realização destas análises trifásicas, a representação trifásica da rede leva em conta o acoplamento mútuo das linhas, desbalanceamento e modelagem das cargas.

Tabela 1 – Porcentagem média de distribuição de cargas

Característica do Alimentador	Potência Constante [%]	Impedância Constante [%]
Residencial e comercial (Verão)	67	33
Residencial e comercial (Inverno)	40	60
Urbano	60	40
Industrial	100	0
País em Desenvolvimento	25	75

Fonte: (USIDA, 2007)

Na prática, as cargas das redes de distribuição são modeladas como uma mistura de elementos, que dependem da característica do ambiente onde estão instaladas (SINGH; MISRA; SINGH, 2007).

Um modelo bastante convencional é o polinomial ou ZIP, onde se faz a combinação de potência, corrente e impedância constante numa só barra. Além desse modelo, existem modelos onde a potência depende exponencialmente da tensão na barra. Os modelos de cargas convencionais são casos particulares do exponencial, como mostrado na Tabela 2, além de outros tipos de arranjo onde o modelo não pode ser bem definido.

As cargas exponenciais são uma forma mais generalizada do modelo ZIP, e se tornaram mais comuns (MILANOVIĆ, 1999).

Tabela 2 – Modelagem exponencial

Tipo de carga	Expoente ativo	Expoente Reativo
PQ Constante	0	0
I Constante	1,00	1,00
Z constante	2,00	2,00
Industrial	0,18	6,00
Residencial	0,92	4,04
Comercial	1,51	3,40

Fonte: Adaptado de (SINGH; MISRA; SINGH, 2007)

Outro fator importante na análise trifásica destas redes é o compromisso de manter níveis de perdas e perfil de tensão adequados, sendo necessário controlar o fluxo de potência reativa circulante nas linhas, que varia ao longo do dia. Sendo assim é importante planejar e operar de dispositivos reguladores, como bancos de capacitores (BCs), que são instalados ao longo de alimentadores, considerando também, o desequilíbrio das redes.

Além disso, é interessante evitar ligamentos e desligamentos desnecessários, pois durante a energização de um banco de capacitor surgem distúrbios transitórios que resultam em sobretensões e sobrecorrentes. Outrossim, chaves que operam os BCs possuem uma vida útil limitada.

Na operação de BCs automáticos, há diversas técnicas matemáticas clássicas que visam otimizar as susceptâncias capacitivas contínuas e que através de diferentes heurísticas discretizam estes valores. Como exemplo para solução deste problema, pode–se citar:

- (LIU; TSO; CHENG, 2002) que propôs uma função penalidade a fim discretizar os valores contínuos resultantes do FPO para valores dos *taps* de transformadores e de BCs;
- (LIN; HO; LIN, 2004) que através da Série de Taylor truncada até a primeira ordem da função objetivo e das restrições de desigualdade de um FPO acopla relação de

sensibilidade no processo iterativo que busca a solução ótima;

- (WANG et al., 2006) que propõe um método desacoplado para minimizar chaveamento de banco de capacitores e *taps* de transformadores;
- (CAPITANESCU; WEHENKEL, 2009) que realiza busca exaustiva, simulando todas as combinações possíveis de chaveamento dos BCs;
- (DAHLKE et al., 2012) que apresentou heurísticas com o objetivo de se decidir os instantes de chaveamento de BCs ao longo de um dia, utilizando-se de um FPO Parametrizado via Método dos Pontos Interiores;
- (OLIVEIRA et al., 2010) modelou, através da função sigmoidal em um FPO que minimiza perdas, chaves para abertura de linhas e acionamento de capacitores;
- (SOLER; ASADA; COSTA, 2012) que penaliza a função objetivo, quando variáveis discretas assumem valores contínuos.
- (BARAN; BORBA; FERNANDES, 2017) que utiliza heurísticas para se decidir os instantes de chaveamento de BCs ao longo de um dia, utilizando-se de um FPO Parametrizado via Método dos Pontos Interiores, como o de Dahlke et al. (2012), mas agora, utilizando a representação trifásica.

Assim, tendo em vista as questões levantadas, tais como a importância da representação trifásica, da representação dos modelos de carga das redes de distribuição e operação de bancos de capacitores ao longo da operação diária, esse trabalho pretende incorporar na formulação matemática de um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico (FPOT) proposto por Baran e Fernandes (2016), as seguintes contribuições:

- Modelar as representações de modelo de carga tipo Z e I constante e exponencial, pois o problema de otimização original (BARAN; FERNANDES, 2016) apenas utiliza cargas pelo modelo PQ constate;
- Modelar um FPOT parametrizado a fim de operar banco de capacitores ao longo de um dia típico, utilizando as técnicas de Dahlke et al. (2012), Oliveira et al. (2010) e Soler, Asada e Costa (2012), que as aplicaram em redes monofásicas e que agora o serão em redes trifásicas.

Objetivos

Objetivo geral

Nesse trabalho, deseja–se controlar o perfil de tensão e perdas de uma rede elétrica, então será analisada a questão de utilizar diferentes modelagens de cargas e operar banco de capacitores (BCs) numa rede de distribuição utilizando-se representação trifásica, considerando desequilíbrio de acoplamento mútuo das linhas.

Para tanto, pretende-se aprimorar um algoritmo de análise de redes trifásicas, validado anteriormente a projeto de pesquisa vinculado à iniciação científica do Autor, que é o Fluxo de Potência Ótimo Trifásico (BARAN; FERNANDES, 2016), resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual.

Objetivos específicos

Um dos objetivo específicos desse trabalho de conclusão de curso é implementar diferentes tipos de modelagens de cargas no fluxo de potência ótimo trifásico de (BARAN; FERNANDES, 2016), sendo estas:

- I constante;
- Z constante;
- Exponencial.

Além da modelagem de carga, implementar a parametrização deste fluxo de potência ótimo trifásico e a operação de bancos automáticos de capacitores, como proposto em Baran, Borba e Fernandes (2017), onde foram propostos 3 métodos:

- Online (DAHLKE et al., 2012);
- Função Sigmoidal (OLIVEIRA et al., 2010);
- Função Penalidade (SOLER; ASADA; COSTA, 2012).

Com isso, deseja–se realizar simulações utilizando um sistema de 5 barras e *IEEE* 37 barras. Como resultado, será comparado perfil de tensão, perda nas linhas utilizando os diferentes modelos de carga e modos de operação de banco de capacitores.

Organização do trabalho de conclusão de curso

Este documento está divido em 4 capítulos. O primeiro faz abordagem da representação e modelagem trifásica dos elementos das redes de distribuição. Já o capítulo 2 consiste na modelagem matemática do fluxo de potência ótimo trifásico, nele são abordados os diferentes tipos de modelagem de cargas aplicadas ao FPOT, além da parametrização e operação de bancos automáticos de capacitores. Já o terceiro capítulo apresenta os resultados e comparações dos diferentes métodos aqui propostos. O último capítulo apresenta as conclusões do trabalho desenvolvido.

Parte I

Embasamento teórico

1 Representação Trifásica

Quando se pressupõe que um sistema trifásico é simétrico e equilibrado, é possível utilizar a representação monofásica do circuito. No entanto, este tipo de representação não condiz com a realidade das linhas de distribuição, pelo fato de não se poder representar acoplamento mútuo entre fases e desbalanceamento de cargas.

Em um sistema real, além das cargas trifásicas, que podem estar também desequilibradas, há cargas bifásicas e monofásicas, que geram desbalanço entre as fases.

Por este motivo, este trabalho utiliza representação trifásica tal como modelada em Baran e Fernandes (2016), que apesar de mais complexa, calcula fluxos de potência pelas linhas, tensões e perdas para cada fase da rede.

1.1 Modelagem dos Elementos Trifásicos

A seguir, será apresentado o modelo de linhas, transformadores, cargas e capacitores usualmente utilizados em redes trifásicas de distribuição. Os modelos dos elementos trifásicos a serem apresentados, são os mais simples, ou seja, não consideram o condutor neutro, pois no modelo brasileiro de distribuição usualmente utilizam-se em redes de média tensão a três fios.

1.1.1 Modelagem das Linhas

As linhas trifásicas são representadas por um circuito π a parâmetros concentrados, representado conforme Figura 1 (PEREIRA, 2006).

$$\left[\dot{\mathbf{Z}}_{km}^{abc}\right] = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{km}^{aa} & \dot{Z}_{km}^{ab} & \dot{Z}_{km}^{ac} \\ \dot{Z}_{km}^{ba} & \dot{Z}_{km}^{bb} & \dot{Z}_{km}^{bc} \\ \dot{Z}_{km}^{ca} & \dot{Z}_{km}^{cb} & \dot{Z}_{km}^{cc} \end{bmatrix} \tag{1.1}$$

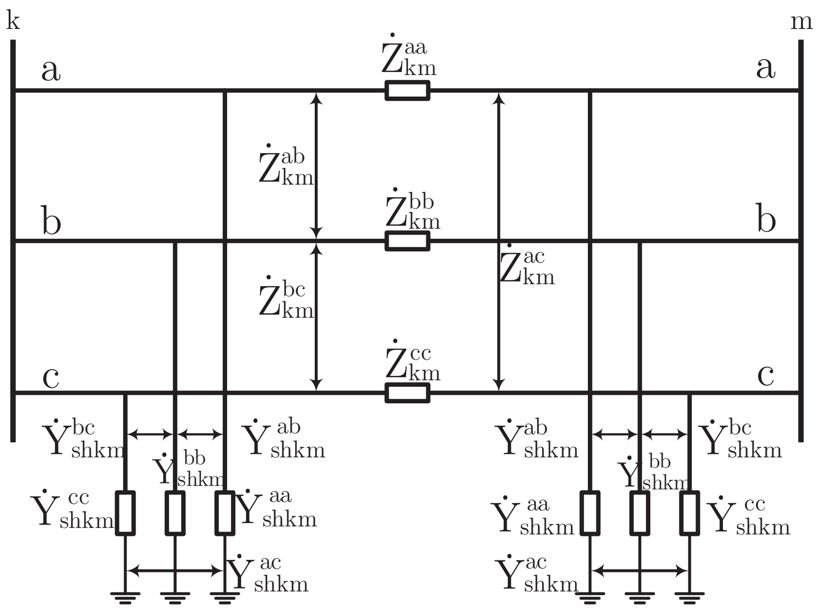
$$\left[\dot{\mathbf{Y}}_{sh_{km}}^{abc}\right] = \jmath \begin{bmatrix} b_{sh_{km}}^{aa} & b_{sh_{km}}^{ab} & b_{sh_{km}}^{ac} \\ b_{sh_{km}}^{ba} & b_{sh_{km}}^{bb} & b_{sh_{km}}^{bc} \\ b_{sh_{km}}^{ca} & b_{sh_{km}}^{cb} & b_{sh_{km}}^{cc} \end{bmatrix} \tag{1.2}$$

onde:

- $\dot{Z}_{km}^{aa}$ é a impedância própria da fase a entre as barras k e m;
- $\dot{Z}_{km}^{bb}$ é a impedância própria da fase b entre as barras k e m;
- $\dot{Z}_{km}^{cc}$ é a impedância própria da fase c entre as barras k e m;

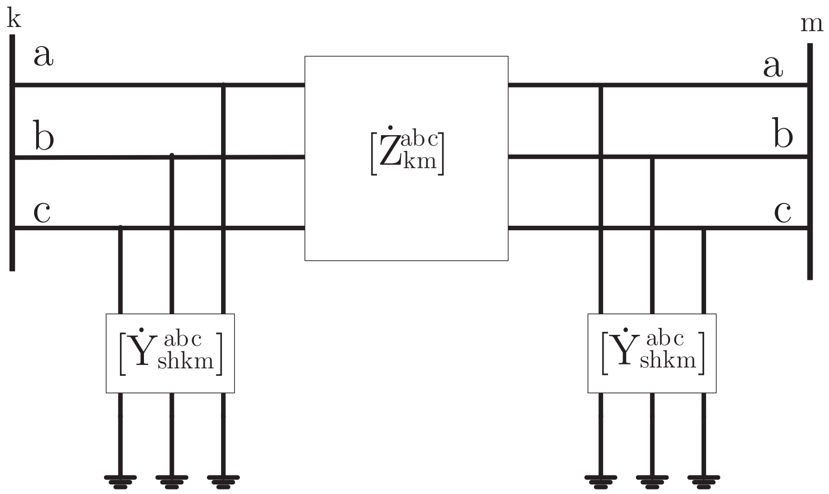
- $\dot{Z}^{ab}_{km} = Z^{ba}_{km}$ são as impedâncias mútuas entre as fases a e b entre as barras k e m;
- $\dot{Z}^{bc}_{km} = Z^{cb}_{km}$ são as impedâncias mútuas entre as fases b e c entre as barras k e m;
- $\dot{Z}^{ac}_{km} = Z^{ca}_{km}$ são as impedâncias mútuas entre as fases a e c entre as barras k e m;
- $[\dot{\mathbf{Z}}^{abc}_{km}]$ é a matriz de impedâncias;
- $[\dot{\mathbf{Y}}^{abc}_{sh_{km}}]$ é a matriz de admitâncias shunt trifásica entre as barras k e m.

Figura 1 – Circuito π Equivalente Linha Trifásica



Fonte: (PEREIRA, 2006)

Figura 2 – Circuito π Equivalente Linha Trifásica - Forma Matricial



Fonte: (PEREIRA, 2006)

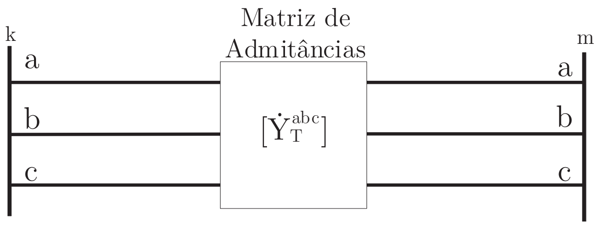
O FPOT utiliza esta modelagem trifásica proposta por Pereira (2006), entretanto desconsidera o acoplamento mútuo entre susceptâncias capacitivas, visto que impacta minimamente no perfil de tensão, fluxo de potência nas linhas e perdas.

As indutâncias mútuas em circuitos trifásicos são dependentes de diversos fatores, tais como: espaçamento entre fases; distância do solo; tipo e bitola dos condutores; presença ou não de condutor de neutro; nível de tensão; extensão da linha. Para este trabalho, assume-se que estes dados já são fornecidos junto com os dados do sistema a ser analisado, não precisando assim serem trabalhados, pois foram previamente calculados e aferidos.

1.1.2 Modelagem dos Transformadores

A Figura 3 apresenta modelo de transformador trifásico, adaptado de (CHEN et al., 1991).

Figura 3 – Modelo do Transformador.



Fonte: (CHEN et al., 1991)

As perdas no núcleo do transformador são modeladas como um elemento *shunt* conectado no secundário, cujos valores foram desconsiderados neste trabalho. Para representação da matriz admitância da Figura 3 são adotados três transformadores monofásicos afim de simplificar a formação das matrizes admitância. As submatrizes características para as nove conexões mais utilizadas estão apresentadas em (CHEN et al., 1991). Por simplicidade, a Tabela 3 apresenta apenas as submatrizes referentes à conexão —.

Tabela 3 – Submatrizes Características dos Transformadores Trifásicos.

Conexão do Transformador		Admitância Própria		Admitância Mútua	
		$\dot{Y}_1$	$\dot{Y}_1$	$-\dot{Y}_1$	$-\dot{Y}_1$

Fonte: (CHEN et al., 1991)

Sendo, que $\dot{Y}_1 = \begin{bmatrix} \dot{Y}_t & 0 & 0 \\ 0 & \dot{Y}_t & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_t \end{bmatrix}$ e $\dot{Y}_t$ é a admitância por fase do transformador em p.u..

1.1.3 Modelagem das Cargas

É comum que nos sistemas de distribuição a carga seja especificada pela potência ativa e reativa ou potência aparente e fator de potência. Além disso, essas cargas podem ser tanto trifásica, bifásica ou monofásica, as quais podem ser conectadas em estrela (aterrada ou não) ou delta (PIZZALI, 2003) e, ainda, apresentar desequilíbrio.

Além disso, elas podem ser modeladas como os seguintes tipos:

- Potência ativa e reativa constantes;
- Corrente constante;
- Impedância constante;
- Combinação das citadas anteriormente, conhecida também como ZIP;
- Exponencial.

1.1.3.1 Cargas em estrela aterrada

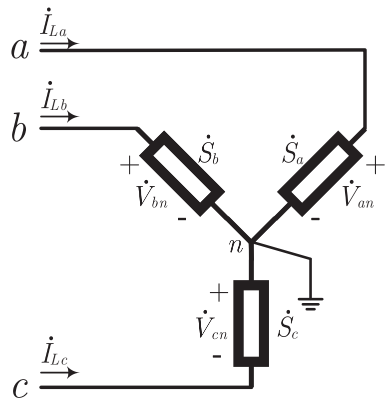
Cargas trifásicas conectadas em estrela aterrada são representadas de acordo com Figura 4, para tal, são especificados os valores da potência complexa e tensão para as três fases, conforme a Equação 1.3.

$$
\begin{aligned}
\dot{S}_a &= P_a + \jmath Q_a = \dot{S}_a \underline{/\Theta_a} & \dot{V}_{an} &= |\dot{V}_{an}| \underline{/\theta_a} \\
\dot{S}_b &= P_b + \jmath Q_b = \dot{S}_a \underline{/\Theta_b} & \dot{V}_{bn} &= |\dot{V}_{bn}| \underline{/\theta_b} \\
\dot{S}_c &= P_c + \jmath Q_c = \dot{S}_a \underline{/\Theta_c} & \dot{V}_{cn} &= |\dot{V}_{cn}| \underline{/\theta_c}
\end{aligned}
\tag{1.3}
$$

Nos modelos de potência constante, estes valores permanecem constantes a cada iteração, já os valores das tensões variam. Dessa forma, é possível determinar a impedância de cada carga, conforme a Equação 1.4:

$$
\begin{aligned}
\dot{Z}_a &= \frac{|\dot{V}_{an}|^2}{\dot{S}_a^*} = |\dot{Z}_a| \underline{/\delta_a} \\
\dot{Z}_b &= \frac{|\dot{V}_{bn}|^2}{\dot{S}_b^*} = |\dot{Z}_b| \underline{/\delta_b} \\
\dot{Z}_c &= \frac{|\dot{V}_{cn}|^2}{\dot{S}_c^*} = |\dot{Z}_c| \underline{/\delta_c}
\end{aligned}
\tag{1.4}
$$

Figura 4 – Carga trifásica em estrela.



Fonte: O autor (2018).

Então, uma carga caracterizada como impedância constante, possui potência para cada fase igual a:

$$
\begin{aligned}
\dot{S}_{a_Z} &= \frac{|\dot{V}_{an}|^2}{\dot{Z}_a^*} \\
\dot{S}_{b_Z} &= \frac{|\dot{V}_{bn}|^2}{\dot{Z}_b^*} \\
\dot{S}_{c_Z} &= \frac{|\dot{V}_{cn}|^2}{\dot{Z}_c^*}
\end{aligned}
\tag{1.5}
$$

Já o valor da corrente nominal da carga, é calculado conforme a Equação 1.6:

$$
\begin{aligned}
\dot{I}_{LA} &= \left(\frac{\dot{S}_a}{\dot{V}_{an}}\right)^* = |\dot{I}_{LA}|\underline{/\gamma_a} \\
\dot{I}_{LB} &= \left(\frac{\dot{S}_b}{\dot{V}_{bn}}\right)^* = |\dot{I}_{LB}|\underline{/\gamma_b} \\
\dot{I}_{LC} &= \left(\frac{\dot{S}_c}{\dot{V}_{cn}}\right)^* = |\dot{I}_{LC}|\underline{/\gamma_c}
\end{aligned}
\tag{1.6}
$$

Entretanto, no modelo de corrente constante, embora as correntes calculadas através de Equação 1.6 permanecem constantes, os ângulos das tensões variam. Para que permaneçam com o fator de potência constante, deve–se subtrair o ângulo da corrente com o da tensão (SALAS, 2010), tal que:

$$
\begin{aligned}
\dot{I}_{LA} &= |\dot{I}_{LA}|\underline{/\theta_a - \gamma_a} \\
\dot{I}_{LB} &= |\dot{I}_{LB}|\underline{/\theta_b - \gamma_b} \\
\dot{I}_{LC} &= |\dot{I}_{LC}|\underline{/\theta_c - \gamma_c}
\end{aligned}
\tag{1.7}
$$

Já nos modelos de corrente constante, a potência de carga calculada para cada fase é:

$$
\begin{aligned}
\dot{S}_{a_I} &= \dot{V}_{an} \cdot \dot{I}^*_{LA} \\
\dot{S}_{b_I} &= \dot{V}_{bn} \cdot \dot{I}^*_{LB} \\
\dot{S}_{c_I} &= \dot{V}_{cn} \cdot \dot{I}^*_{LC}
\end{aligned} \tag{1.8}
$$

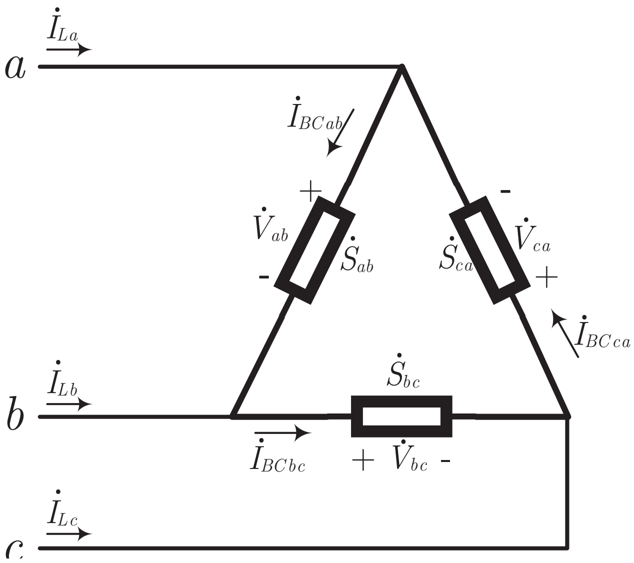
1.1.3.2 Cargas em delta

Cargas trifásicas conectadas, cujo arranjo pode ser demonstrado na Figura 5, tem como especificação a potência complexa e tensão da forma seguinte:

$$
\begin{aligned}
\dot{S}_{ab} = P_{ab} + \jmath Q_{ab} = \dot{S}_{ab}\underline{/\Theta_{ab}} \qquad & V_{ab} = |\dot{V}_{ab}|\underline{/\theta_{ab}} \\
\dot{S}_{bc} = P_{bc} + \jmath Q_{bc} = \dot{S}_{bc}\underline{/\Theta_{bc}} \qquad & V_{bc} = |\dot{V}_{bc}|\underline{/\theta_{bc}} \\
\dot{S}_{ca} = P_{ca} + \jmath Q_{ca} = \dot{S}_{ca}\underline{/\Theta_{ca}} \qquad & V_{ca} = |\dot{V}_{ca}|\underline{/\theta_{ca}}
\end{aligned} \tag{1.9}
$$

Nos modelos de potência constante, estes valores permanecem constantes a cada iteração, já os valores das tensões variam.

Figura 5 – Carga trifásica em delta.



Fonte: O autor (2018).

A partir desses dados, é possível encontrar a impedância das cargas, conforme a Equação 1.10.

$$
\begin{aligned}
Z_{ab} &= \frac{|\dot{V}_{ab}|^2}{\dot{S}^*_{ab}} \\
Z_{bc} &= \frac{|\dot{V}_{bc}|^2}{\dot{S}^*_{bc}} \\
Z_{ca} &= \frac{|\dot{V}_{ca}|^2}{\dot{S}^*_{ca}}
\end{aligned}
\tag{1.10}
$$

Sendo assim, cargas em delta caracterizada como corrente constante, possui potência para cada fase igual a:

$$
\begin{aligned}
\dot{S}_{ab_Z} &= \frac{|\dot{V}_{ab}|^2}{\dot{Z}^*_{ab}} \\
\dot{S}_{bc_Z} &= \frac{|\dot{V}_{bc}|^2}{\dot{Z}^*_{bc}} \\
\dot{S}_{ca_Z} &= \frac{|\dot{V}_{ca}|^2}{\dot{Z}^*_{ca}}
\end{aligned}
\tag{1.11}
$$

Para o cálculo da corrente, utiliza-se a Equação 1.12.

$$
\begin{aligned}
\dot{I}_{ab} &= \left(\frac{\dot{S}_{ab}}{\dot{V}_{ab}}\right)^* \\
\dot{I}_{bc} &= \left(\frac{\dot{S}_{bc}}{\dot{V}_{bc}}\right)^* \\
\dot{I}_{ca} &= \left(\frac{\dot{S}_{ca}}{\dot{V}_{ca}}\right)^*
\end{aligned}
\tag{1.12}
$$

Da mesma forma da modelagem de carga conectada em estrela, as magnitudes de corrente são constantes e definidas através de Equação 1.12. Todavia, os ângulos das tensões se alteram. Logo, para manter o fator de potência constante, o ângulo da corrente é subtraído com o da tensão, de forma que:

$$
\begin{aligned}
\dot{I}_{L_{AB}} &= |\dot{I}_{L_{AB}}|\underline{/\theta_{ab} - \gamma_{ab}} \\
\dot{I}_{L_{BC}} &= |\dot{I}_{L_{BC}}|\underline{/\theta_{bc} - \gamma_{bc}} \\
\dot{I}_{L_{CA}} &= |\dot{I}_{L_{CA}}|\underline{/\theta_{ca} - \gamma_{ca}}
\end{aligned}
\tag{1.13}
$$

Para cargas de corrente constante, a potência para cada fase é igual a:

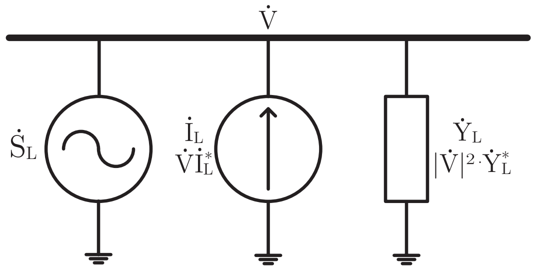
$$
\begin{aligned}
\dot{S}_{ab_I} &= \dot{V}_{ab} \cdot \dot{I}^*_{L_{AB}} \\
\dot{S}_{bc_I} &= \dot{V}_{bc} \cdot \dot{I}^*_{L_{BC}} \\
\dot{S}_{ca_I} &= \dot{V}_{ca} \cdot \dot{I}^*_{L_{CA}}
\end{aligned}
\tag{1.14}
$$

1.1.4 Modelo ZIP

O modelo ZIP (ou polinomial) é a combinação dos três principais tipos de carga: potência, corrente e impedância constante. Uma vez que o FPOT utiliza apenas cargas com conexão em estrela aterrada, a modelagem de cargas ZIP será feito apenas com esse tipo de conexão, cuja representação é mostrada na Figura 6.

A seguir, serão separados as deduções de cada tipo de carga nos itens I, II e III.

Figura 6 – Carga ZIP.



Fonte: O autor (2018).

I. Potência Constante

A parcela da carga com potência constante não se altera, pois não depende do valor do módulo da tensão. Logo:

$$\dot{S}_L = P_0 + \jmath Q_0 \tag{1.15}$$

- P_0 é a potência ativa nominal da carga;
- Q_0 é a potência reativa nominal da carga.

II. Impedância Constante

Para calcular a potência da carga de impedância constante, deve–se:

Calcular a impedância nominal, quando a tensão é igual a 1 *pu*, através da Equação 1.4:

$$\dot{Z}_L = \frac{|\dot{V}|^2}{\dot{S}^*}$$

$$\dot{Y}_L = \frac{1}{\dot{Z}_L} \qquad V_0 = 1\ pu$$

$$\therefore$$

Por simplicidade, será utilizado o valor nominal da admitância nos cálculos da parcela Z constante.

$$\dot{Y}_L = \dot{S}_0^* \tag{1.16}$$

Com isso, pode–se chegar na expressão da potência desse modelo, em função de P_0 e Q_0, conforme a Equação 1.17 e Equação 1.18.

$$P_{L_Z} = \Re\left\{|\dot{V}|^2 \cdot \dot{Y}^*\right\} = P_0 \cdot |\dot{V}|^2 \tag{1.17}$$

$$Q_{L_Z} = \Im\left\{|\dot{V}|^2 \cdot \dot{Y}^*\right\} = Q_0 \cdot |\dot{V}|^2 \tag{1.18}$$

- P_{L_Z} é a potência ativa da carga de impedância constante;
- Q_{L_Z}é a potência reativa da carga de impedância constante.

III. Corrente Constante

Conforme a Equação 1.6, a corrente nominal se da quando a tensão é igual a 1 *pu*, logo:

$$\dot{S} = \dot{V} \cdot \dot{I}_L^*$$

$$V_0 = 1\ pu$$

$$\therefore$$

$$\dot{I}_L = \dot{S}_0^* \tag{1.19}$$

Além disso, deve se considerar que o fator de potência das cargas de corrente constante não pode ser alterado.

Logo, a parcela ativa e reativa devem multiplicadas pelo módulo da tensão separadamente. Então a potência consumida por essa carga é descrita conforme a Equação 1.20 e Equação 1.21.

$$P_{L_I} = \Re\left\{|\dot{V}|\dot{I}^*\right\} = P_0 \cdot |\dot{V}| \tag{1.20}$$

$$Q_{L_I} = \Im\left\{|\dot{V}|\dot{I}^*\right\} = Q_0 \cdot |\dot{V}| \tag{1.21}$$

Onde:

- P_{L_I} é a potência ativa da carga de corrente constante;
- Q_{L_I}é a potência reativa da carga de corrente constante.

Potência da carga ZIP

Conhecidos os valores de potência de cada um dos modelos de carga, deduzidos na Equação 1.15, Equação 1.17, Equação 1.18, Equação 1.20 e Equação 1.21, a potência total da carga ZIP se da através da soma de cada uma das parcelas, atribuídas a um peso, conforme a Equação 1.22 e Equação 1.23.

Dessa forma, o modelo de carga ZIP, conectado a uma barra qualquer tem potência total conforme mostrado na Equação 1.22 e Equação 1.23.

$$P_{ZIP} = \rho \cdot P_0 + \sigma \cdot P_0 \cdot |\dot{V}| + \xi \cdot P_0 \cdot |\dot{V}|^2 \tag{1.22}$$

$$Q_{ZIP} = \rho \cdot Q_0 + \sigma \cdot Q_0 \cdot |\dot{V}| + \xi \cdot Q_0 \cdot |\dot{V}|^2 \tag{1.23}$$

onde:

- P_0 é a potência ativa nominal das cargas;
- Q_0 é a potência reativa nominal das cargas;
- ρ é o peso da carga PQ constante;
- σ é o peso da carga I constante;
- ξ é o peso da carga Z constante;
- P_{ZIP} é a potência ativa total da carga na barra;
- Q_{ZIP} é a potência reativa total da carga na barra;
- $\rho + \sigma + \xi = 1$.

1.1.5 Carga exponencial

De acordo com (IEEE, 1995) e (SINGH; MISRA; SINGH, 2007), a modelagem da carga exponencial se da através da Equação 1.24 e Equação 1.25. Esse tipo de carga pode ser representado através da Figura 7.

$$P_{exp} = P_0 \cdot |\dot{V}|^{\tau} \tag{1.24}$$

$$Q_{exp} = Q_0 \cdot |\dot{V}|^{\varsigma} \tag{1.25}$$

onde:

- τ é o expoente da parcela ativa;
- ξ é o expoente da parcela reativa.

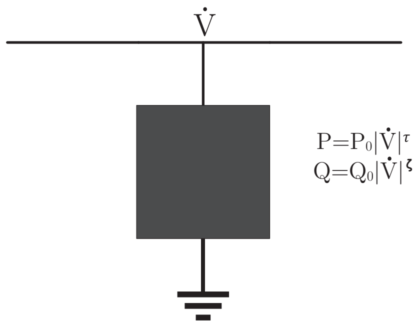
A Tabela 4 mostra os valores típicos desse modelo de carga.

Tabela 4 – Modelagem exponencial

Tipo de carga	τ	ξ
PQ Constante	0	0
I Constante	1,00	1,00
Z constante	2,00	2,00
Industrial	0,18	6,00
Residencial	0,92	4,04
Comercial	1,51	3,40

Fonte: Adaptado de (SINGH; MISRA; SINGH, 2007)

Figura 7 – Carga exponencial.



Fonte: O autor (2018).

1.1.6 Modelagem dos bancos de capacitores

Bancos de capacitores tem uma enorme importância no sistemas de distribuição. Através deles é possível reduzir as perdas nas linhas com a compensação de reativo e melhorar o perfil de tensão.

A modelagem de capacitor proposta por Salas (2010) considera as susceptâncias capacitivas constante, sendo que elas podem ter arranjos trifásicos com de conexões em delta, estrela ou estrela aterrada.

Em sistemas de distribuição, é comum que bancos de capacitores sejam especificados através da tensão de fase em kV e potência em $kvar$ por fase.

E, neste trabalho será apenas modelada a conexão estrela aterrada, pois é a mais utilizada na prática.

Para calcular a susceptância dos capacitores, utiliza–se a Equação 1.26.

$$\mathbf{B}_t = \frac{Q_{BC_t}}{|\dot{V}_t|^2} \tag{1.26}$$

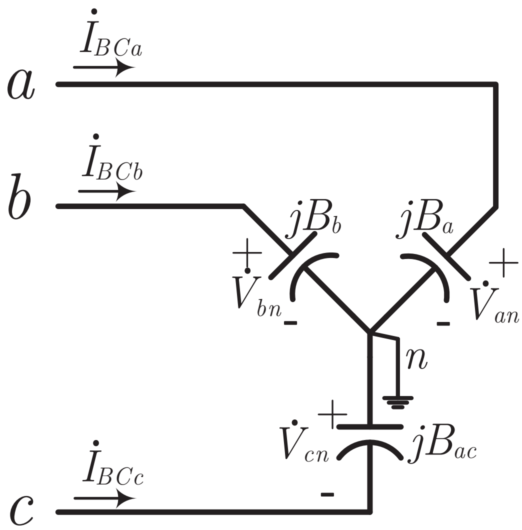
onde:

- $\mathbf{B}_t$ é o valor da susceptância;
- $\mathbf{Q}_{BC_t}$ é a potência em *kvar* do capacitor;
- $\dot{\mathbf{V}}_t$ é a tensão aplicada sobre o capacitor;
- t é o sub–índice que representa a referência das grandezas de tensão, susceptância e potência. $t \in \{an,\ bn,\ cn,\ ab,\ bc,\ ca\}$.

1.1.6.1 Capacitor em estrela aterrada

O arranjo de conexão estrela aterrada pode ser verificada através da Figura 8.

Figura 8 – Banco de capacitor em estrela aterrada.



Fonte: O autor (2018).

Através da Equação 1.26, calculam–se as correntes injetadas por capacitor por fase.

$$\begin{aligned} \dot{I}_{BC_a} &= \jmath B_a \cdot \dot{V}_{an} \\ \dot{I}_{BC_b} &= \jmath B_b \cdot \dot{V}_{bn} \\ \dot{I}_{BC_c} &= \jmath B_c \cdot \dot{V}_{cn} \end{aligned} \tag{1.27}$$

Já a potência por fase injetada por cada capacitor é dada pela Equação 1.28.

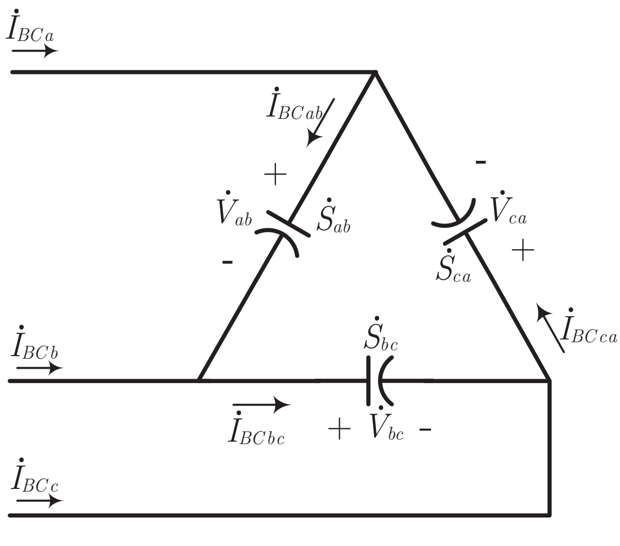
$$\begin{aligned} \dot{S}_{BC_a} &= \jmath B_a \cdot |\dot{V}_{an}|^2 \\ \dot{S}_{BC_b} &= \jmath B_b \cdot |\dot{V}_{bn}|^2 \\ \dot{S}_{BC_c} &= \jmath B_c \cdot |\dot{V}_{cn}|^2 \end{aligned} \tag{1.28}$$

1.1.7 Capacitor em delta

O arranjo de capacitores em delta pode ser visto na Figura 9.

Conhecidos os valores das potências em $kvar$ e as tensões de linha em kV, pode–se utilizar a Equação 1.29 para o cálculo das correntes de fase.

Figura 9 – Banco de capacitor em Delta.



Fonte: O autor (2018).

Para o cálculo das correntes de fase nessa conexão, utiliza–se a Equação 1.29.

$$\begin{aligned} \dot{I}_{BC_{ab}} &= \jmath B_{ab} \cdot \dot{V}_{ab} \\ \dot{I}_{BC_{bc}} &= \jmath B_{bc} \cdot \dot{V}_{bc} \\ \dot{I}_{BC_{ca}} &= \jmath B_{ca} \cdot \dot{V}_{ca} \end{aligned} \tag{1.29}$$

Já para calcular as correntes de linha desse arranjo, utiliza–se a Equação 1.30.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{BC_a} \\ \dot{I}_{BC_b} \\ \dot{I}_{BC_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{BC_{ab}} \\ \dot{I}_{BC_{bc}} \\ \dot{I}_{BC_{ca}} \end{bmatrix} \tag{1.30}$$

Como um banco de capacitor impacta nas perdas?

Sabendo que:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \;\therefore\; V \cdot I^* = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Considerando que, a potência ativa e a tensão são aproximadamente constantes, BCs fornecem reativo e que as cargas e linhas das redes de distribuição têm características indutivas.

Então, ao acoplar um banco de capacitores, o valor de Q diminui:

$$\underbrace{V}_{cte} \, I \downarrow = \sqrt{\underbrace{P^2}_{cte} + Q^2 \downarrow}$$

Como a potência dissipada sobre uma resistência, neste caso, a linha é:

$$P_R = R \cdot I^2$$

Quanto menor o módulo da corrente, menor será a potência dissipada sobre a linha. Dessa forma os bancos de capacitores são amplamente utilizados para diminuir perdas e melhorar o perfil de tensão nas redes de distribuição.

1.2 Considerações finais

O objetivo deste capítulo foi mostrar a modelagem dos elementos trifásicos presentes nas redes de distribuição, como as linhas, transformadores, bancos de capacitores e cargas.

Neste trabalho serão modeladas e implementadas no FPOT:

- Cargas de impedância constante;
- Cargas de corrente constante;
- Combinação das duas anteriores – modelo ZIP;
- Cargas exponenciais.

2 Fluxo de potência ótimo trifásico

A formulação geral do FPOT utilizada é a proposta em Baran e Fernandes (2016), cuja função objetivo envolve a minimização das perdas, solução das equações de balanço de potência ativa e reativa para as três fases e limites de tensão nas três fases, conforme Equação 2.1 a Equação 2.7.

A formulação geral do problema (BARAN; FERNANDES, 2016) é:

$$f.o. \qquad min\ wp \sum (\mathbf{P_g}^{a,b,c} - \mathbf{P_d}^{a,b,c}) \tag{2.1}$$

Sujeito a:

$$\mathbf{P_g}^{a,b,c} - \mathbf{P_d}^{a,b,c} = \Re\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.2}$$

$$\mathbf{Q_g}^{a,b,c} + diag\left\{|\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^2\right\} \cdot \mathbf{c}^{a,b,c} - \mathbf{Q_d}^{a,b,c} = \Im\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.3}$$

$$\mathbf{P}_{\mathbf{g}_{min}} \leq |\mathbf{P}^{a,b,c}| \leq \mathbf{P}_{\mathbf{g}_{max}} \tag{2.4}$$

$$\mathbf{Q}_{\mathbf{g}_{min}} \leq |\mathbf{Q}^{a,b,c}| \leq \mathbf{Q}_{\mathbf{g}_{max}} \tag{2.5}$$

$$|\dot{\mathbf{V}}_{\mathbf{min}}^{a,b,c}| \leq |\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}| \leq |\dot{\mathbf{V}}_{\mathbf{max}}^{a,b,c}| \tag{2.6}$$

$$\mathbf{0} \leq \mathbf{c}^{a,b,c} \leq \mathbf{c}_{max} \tag{2.7}$$

onde:

- wp - peso que relaciona as perdas elétricas;
- nb - número de barras;
- c – vetor com geração de potência ativa para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$;
- $\mathbf{P_d}^{a,b,c}$ – vetor de demanda de potência ativa para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$;
- $\mathbf{Q_g}^{a,b,c}$ – vetor com geração de potência reativa para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$;
- $\mathbf{Q_d}^{a,b,c}$ – vetor de demanda de potência reativa para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$;

- $\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}$ – vetor com tensão fasorial para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 1)$;
- $\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c}$ – matriz de admitância de barra para as fases A, B e C com dimensão $(3nb \times 3nb)$;
- $\mathbf{c}^{a,b,c}$ vetor com os bancos de capacitores para as fases A, B e C, com dimensão $(nb \times 1)$.

Essa formulação do FPO trifásico utiliza apenas a representação de carga por potência constante e é resolvida pelo Método dos Pontos Interiores Versão Primal–Dual.

A seguir, serão descritas as alterações que devem ser feitas nas equações de balanço de potência ativa e reativa a fim de incluir os modelos de carga :

- I constante;
- Z constante;
- Modelo ZIP;
- Modelo Exponencial.

2.1 Modelagem de Carga no FPOT

2.1.1 Carga de Corrente Constante

Para implementar o modelo de corrente constante no FPOT, é necessário acrescentar a potência equivalente deste modelo nas respectivas equações de balanço de potência ativa e reativa, Equação 2.2 e Equação 2.3. Logo as equações de balanço que consideram cargas de potência e corrente constante são mostradas conforme a Equação 2.8 e Equação 2.9.

$$\mathbf{P_g}^{a,b,c} - \mathbf{P_d}^{a,b,c} - \Re\left\{\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{I}}^{*}_{carga}\right\} = \Re\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^{*}\right\} \tag{2.8}$$

$$\mathbf{Q_g}^{a,b,c} + diag\left\{|\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^2\right\} \cdot \mathbf{c}^{a,b,c} - \mathbf{Q_d}^{a,b,c} - \Im\left\{\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{I}}^{*}_{carga}\right\} = \Im\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^{*}\right\} \tag{2.9}$$

onde:

- $\dot{\mathbf{I}}_{carga}$ é a corrente nominal da carga.

2.1.2 Carga de Impedância Constante

Já para acrescentar a parcela de potência de cargas com impedância constante no FPOT, modifica–se a Equação 2.2 e Equação 2.3 e assim é possível obter o FPOT considerando cargas de potência e impedância constante, conforme mostra a Equação 2.10 e a Equação 2.11.

$$\mathbf{P_g}^{a,b,c} - \mathbf{P_d}^{a,b,c} - \Re\left\{|\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^2 \cdot \dot{\mathbf{Y}}^*_{carga}\right\} = \Re\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.10}$$

$$\mathbf{Q_g}^{a,b,c} + diag\left\{|\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^2\right\} \cdot \mathbf{c}^{a,b,c} - \mathbf{Q_d}^{a,b,c} - \Im\left\{|\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^2 \cdot \dot{\mathbf{Y}}^*_{carga}\right\} = \Im\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.11}$$

onde:

- $\dot{\mathbf{Y}}_{carga}$ é a impedância nominal da carga.

2.1.3 Modelo ZIP

O modelo ZIP é simplesmente a junção dos modelos de carga com impedância, corrente e potência constantes, sendo que cada uma dessas parcelas possuem um peso. A modelagem utilizada nessa configuração pode ser descrita pela Equação 1.22 e Equação 1.23.

$$\mathbf{P_g}^{a,b,c} - \mathbf{P_d}^{a,b,c} \cdot \left(\rho + \sigma \cdot |\dot{V}| + \xi \cdot |\dot{V}|^2\right) = \Re\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.12}$$

$$\mathbf{Q_g}^{a,b,c} + diag|\dot{V}|^2 \cdot \mathbf{c}^{a,b,c} - \mathbf{Q_d}^{a,b,c} \cdot \left(\rho + \sigma \cdot |\dot{V}| + \xi \cdot |\dot{V}|^2\right) = \Im\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.13}$$

onde:

- ρ é o peso da carga PQ constante;
- σ é o peso da carga I constante;
- ξ é o peso da carga Z constante;
- $\rho + \sigma + \xi = 1$.

2.1.4 Modelo Exponencial

Por fim, o modelo exponencial implementado nas equações de balanço de potência do FPOT é modelado de acordo com a Equação 2.14 e Equação 2.15.

$$\mathbf{P_g}^{a,b,c} - \mathbf{P_d}^{a,b,c} \cdot |\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^{\tau} = \Re\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.14}$$

$$\mathbf{Q_g}^{a,b,c} + diag|\dot{V}|^2 \cdot \mathbf{c}^{a,b,c} - \mathbf{Q_d}^{a,b,c} \cdot |\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^{\zeta} = \Im\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.15}$$

onde:

- τ é o expoente da parcela ativa;
- ζ é o expoente da parcela reativa.

2.2 Parametrização

A fim de planejar a operação dos BCs ao longo de dias típicos, deve–se realizar parametrização da carga. Parte-se de um problema original (primeira hora do dia, onde a carga Pd vale $P_d = P_d^0$) e vai se analisando o comportamento das soluções dos FPOT de hora em hora, pelas variações de carga até a última hora do dia, conforme a Equação 2.16.

$$\mathbf{P_d} = \mathbf{P_d} + \varepsilon \cdot \Delta\mathbf{P_d}. \tag{2.16}$$

2.3 Operação dos Bancos de Capacitores

O método desenvolvida para a operação de capacitores, é uma extensão do trabalho proposto por Dahlke et al. (2012), cuja abordagem é equilibrada e monofásica, agora adaptado para redes trifásicas. Nela foram propostas 2 tipos de chaveamentos: *ON–Line* e *OFF–Line*.

Neste trabalho, foi utilizado apenas a análise ON Line, por se tratar em abordagem mais moderna em relação à OFF line (BARAN; BORBA; FERNANDES, 2017).

Além deste método, foram modelados a Função Penalidade proposta por Soler, Asada e Costa (2012) e Função Sigmoidal de Oliveira et al. (2010), já utilizadas para este fim em Steilein (2012), no entanto para rede monofásicas.

2.3.1 Chaveamento Online

O método de chaveamento ON–Line, consiste basicamente no chaveamento instantâneo dos bancos de capacitores e segue os seguinte passos:

Passo 1 – Fazer $k = 0$ e $\varepsilon = 0$;

Obter a solução ótima $\mathbf{z^k}$ via método dos Pontos interiores versão Primal–Dual;

Passo 2 – Fazer $k = k + 1$ e $\varepsilon^{k+1} = \varepsilon^k + \Delta\varepsilon^k$. Analisam–se as seguintes condições:

Se C_i^k for maior que o valor médio ($C_{médio} = {}^{C_{max}}/_2$), então $C_i^k = C_{max_i}$;

Senão $C_i^k = 0$;

Passo 3 – Recalcular o FPOT, utilizando os novos valores encontrados de C_i^k através do passo 2;

Passo 4 – Caso $\varepsilon < 1$, fazer $k = k + 1$ e retornar ao **Passo 2**;

Caso $\varepsilon = 1$, então recalcular o FPOT com o valor C_i^k;

FIM.

2.3.2 Função Penalidade

Uma maneira de se implementar os chaveamentos dos BCs automáticos é através da função penalidade proposta em (SOLER; ASADA; COSTA, 2012) que penaliza a função objetivo toda vez que uma variável discreta assume um valor contínuo, assim, as variáveis discretas podem ser tratadas como contínuas:

$$p(b) = \omega b \cdot \sum_{1}^{nc} \left[\text{sen}\left(\frac{b_i}{b_{max_i}} \cdot \pi + \alpha \right)^{2\cdot\beta} \right] \tag{2.17}$$

onde:

- ωb: peso da Penalidade;
- nc: número de Capacitores;
- b_{max_i} : valor máximo do banco de capacitor na barra i;
- b_i : valor do banco de capacitor na barra i;
- α : constante, entre 0 e 2π;
- β : número Inteiro positivo.

Para a implementação da função penalidade proposta por (SOLER; ASADA; COSTA, 2012) no FPOT (BARAN; FERNANDES, 2016), formulado de 2.1 a 2.4, incorpora–se também a Equação 2.17 como critério de otimização. Assim, o novo Fluxo de Potência Ótimo Trifásico passa a ser:

$$f.o. \quad min\ wp \cdot \sum(\mathbf{P_g}^{a,b,c} - \mathbf{P_d}^{a,b,c}) + wb \cdot \sum_{1}^{nc}\left[\mathrm{sen}\left(\frac{b_i}{b_{max_i}} \cdot \pi + \alpha\right)^{2\cdot\beta}\right] \tag{2.18}$$

Sujeito a:

$$\mathbf{P_g}^{a,b,c} - \mathbf{P_d}^{a,b,c} = \Re\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.19}$$

$$\mathbf{Q_g}^{a,b,c} + diag|\dot{\mathbf{V}}|^2 \cdot \mathbf{b} - \mathbf{Q_d}^{a,b,c} = \Im\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.20}$$

$$\mathbf{P}_{\mathbf{g_{min}}}^{a,b,c} \leq \mathbf{P_g}^{a,b,c} \leq \mathbf{P}_{\mathbf{g_{max}}}^{a,b,c} \tag{2.21}$$

$$\mathbf{Q}_{\mathbf{g_{min}}}^{a,b,c} \leq \mathbf{Q_g}^{a,b,c} \leq \mathbf{Q}_{\mathbf{g_{max}}}^{a,b,c} \tag{2.22}$$

$$|\dot{\mathbf{V}}_{\mathbf{min}}^{a,b,c}| \leq |\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}| \leq |\dot{\mathbf{V}}_{\mathbf{max}}^{a,b,c}| \tag{2.23}$$

$$0 \leq \mathbf{b} \leq \mathbf{b_{max}} \tag{2.24}$$

onde:

$$\left.\begin{aligned}\mathbf{P_d}^{a,b,c} &= P_0 \cdot \left(\rho + \sigma \cdot |\dot{V}| + \xi \cdot |\dot{V}|^2\right)\\ \mathbf{Q_d}^{a,b,c} &= Q_0 \cdot \left(\rho + \sigma \cdot |\dot{V}| + \xi \cdot |\dot{V}|^2\right)\end{aligned}\right\} \text{ Modelo polinomial}$$

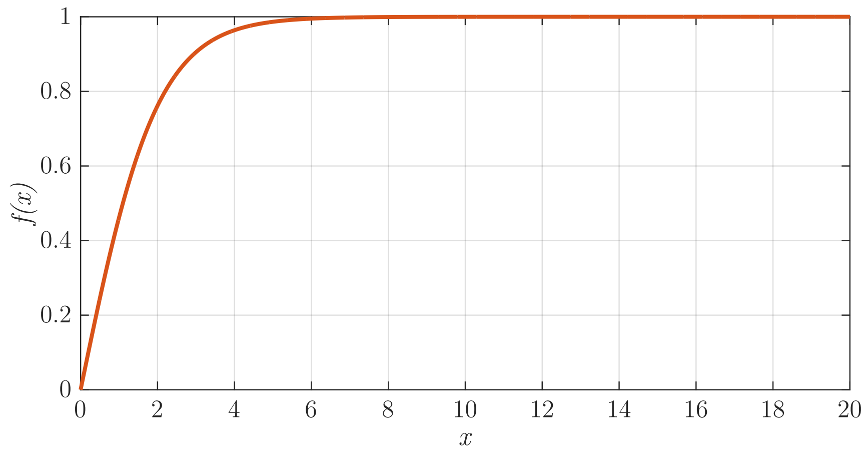
ou,

$$\left.\begin{aligned}\mathbf{P_d}^{a,b,c} &= P_0 \cdot |\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^{\tau}\\ \mathbf{Q_d}^{a,b,c} &= Q_0 \cdot |\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^{\zeta}\end{aligned}\right\} \text{ Modelo exponencial.}$$

2.3.3 Função Sigmoidal

Outro método a ser testado é o abordado por Oliveira et al. (2010) que usam um algoritmo heurístico para resolver o problema de operação de banco de capacitores através da representação de uma função degrau unitário, conforme mostrado na Figura 10. Para

Figura 10 – Função Sigmoidal.



Fonte: O autor (2018).

tanto, é utilizada a função sigmoidal para modelar o chaveamento do banco de capacitores, sendo esta função diferenciável e com um comportamento semelhante à curva característica do degrau unitário.

A função sigmoidal, apresentada na Equação 2.32, é incorporada na formulação do FPOT, através do produto entre o valor da susceptância capacitiva instalado em uma barra e o valor da chave do capacitor na barra. Sendo assim, o conceito abordado por Oliveira et al. (2010) foi utilizada para o chaveamento dos bancos de capacitores.

$$f.o. \qquad min\ wp \cdot \sum (\mathbf{P_g}^{a,b,c} - \mathbf{P_d}^{a,b,c}) \tag{2.25}$$

Sujeito a:

$$\mathbf{P}_\mathbf{g}^{a,b,c} - \mathbf{P}_\mathbf{d}^{a,b,c} = \Re\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.26}$$

$$\mathbf{Q}_\mathbf{g}^{a,b,c} + |\dot{V}|^2 \cdot diag[CH(\mathbf{b})] \cdot \textbf{Valor BC} - \mathbf{Q}_\mathbf{d}^{a,b,c} = \Im\left\{diag(\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}}^{a,b,c} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{a,b,c})^*\right\} \tag{2.27}$$

$$\mathbf{P_{g_{min}}}^{a,b,c} \leq \mathbf{P_g}^{a,b,c} \leq \mathbf{P_{g_{max}}}^{a,b,c} \tag{2.28}$$

$$\mathbf{Q_{g_{min}}}^{a,b,c} \leq \mathbf{Q_g}^{a,b,c} \leq \mathbf{Q_{g_{max}}}^{a,b,c} \tag{2.29}$$

$$|\dot{\mathbf{V}}_\mathbf{min}^{a,b,c}| \leq |\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}| \leq |\dot{\mathbf{V}}_\mathbf{max}^{a,b,c}| \tag{2.30}$$

$$0 \leq \mathbf{b} \leq 1 \tag{2.31}$$

onde:

$$CH(b) = \frac{e^{k \cdot b_i} - 1}{e^{k \cdot b_i} + 1} \tag{2.32}$$

$$\left.\begin{aligned} \mathbf{P_d}^{a,b,c} &= P_0 \cdot \left(\rho + \sigma \cdot |\dot{V}| + \xi \cdot |\dot{V}|^2\right) \\ \mathbf{Q_d}^{a,b,c} &= Q_0 \cdot \left(\rho + \sigma \cdot |\dot{V}| + \xi \cdot |\dot{V}|^2\right) \end{aligned}\right\} \text{Modelo polinomial}$$

ou,

$$\left.\begin{aligned} \mathbf{P_d}^{a,b,c} &= P_0 \cdot |\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^{\tau} \\ \mathbf{Q_d}^{a,b,c} &= Q_0 \cdot |\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}|^{\zeta} \end{aligned}\right\} \text{Modelo exponencial.}$$

- **Valor BC**: Dimensão do Banco de Capacitor já instalado;
- k: constante;
- b_i Valor do banco de capacitor na barra i que varia entre 0 e 1.

2.4 Considerações finais

O objetivo desse capítulo foi o de apresentar a incorporação dos modelos de carga : I e Z constante, ZIP e exponencial no FPOT modelada em Baran e Fernandes (2016). E, também a incorporação da operação do BC´s em redes trifásicas.

Dessa forma o FPOT foi modelado considerando as diferentes topologias de cargas com a parametrização e operação de bancos automáticos de capacitores.

Parte II

Resultados e conclusão

3 Resultados

Neste capítulo, são apresentados os resultados das modelagens propostas neste trabalho de conclusão de curso.

Para isso, foram analisados dois cenários distintos. O primeiro sem alocação de banco de capacitor, a fim de verificar somente a influência da modelagem de carga no perfil de tensão e perdas. Já o segundo cenário, tem o objetivo de analisar a influência da modelagem da carga na operação de bancos automáticos de capacitores.

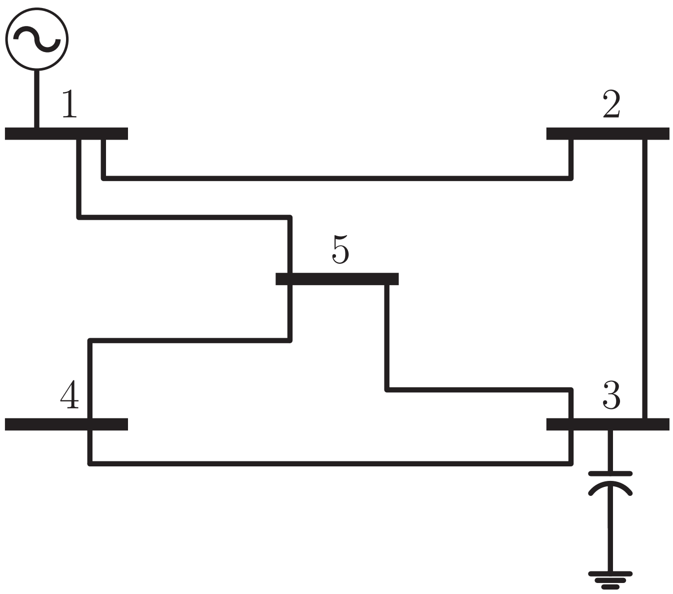
Como teste, foram escolhidos 2 sistemas de distribuição, apresentados a seguir.

3.1 Sistemas testados

Os sistemas de distribuição simulados foram o de 5 barras e o *IEEE* 37 barras.

Os dados referentes ao 5 barras se encontram no Anexo A, os coeficientes dos modelos ZIP e exponencial no Apêndice A e a Figura 11 apresenta o diagrama unifilar.

Figura 11 – Sistema 5 barras.



Fonte: Adaptado de Stevenson e Grainger (1994)

Para esse sistema, utilizou-se $S_{Base} = 100\ kVA$, $V_{Base} = 13,8\ kV$ e tolerância de 1×10^{-6}. Para a modelagem de carga, consideram–se as seguintes características para a modelagem ZIP e exponencial, mostradas na Tabela 5.

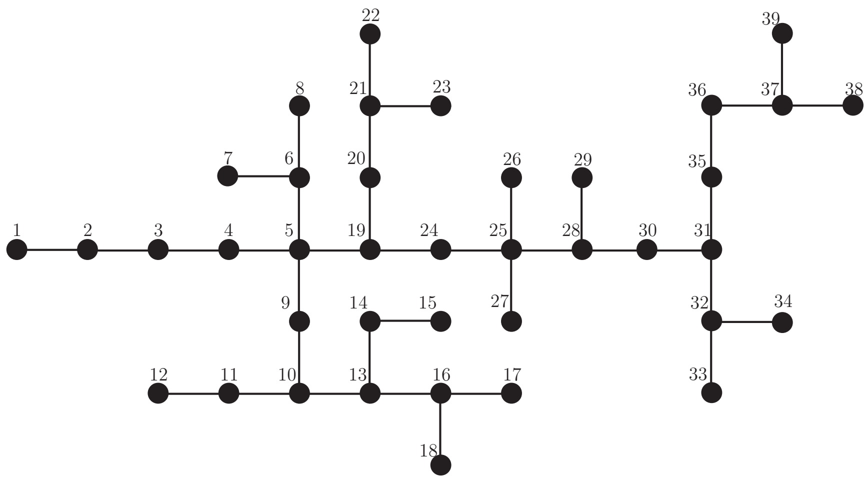
Tabela 5 – Modelagem 5 barras

Barra	Tipo de carga
1	—
2	Residencial
3	Industrial
4	Urbano
5	Comercial

Fonte: O autor (2018).

Os dados referentes ao sistema IEEE 37 barras se encontram no Anexo B os coeficientes dos modelos ZIP e exponencial no Apêndice B e a Figura 12 apresenta o diagrama unifilar.

Figura 12 – Sistema *IEEE* 37 barras.



Fonte: Adaptado de *IEEE* 37 barras

Para esse sistema, utilizou-se $S_{Base} = 250\ kVA$, $V_{Base} = 4,8\ kV$ e tolerância de 1×10^{-6}.

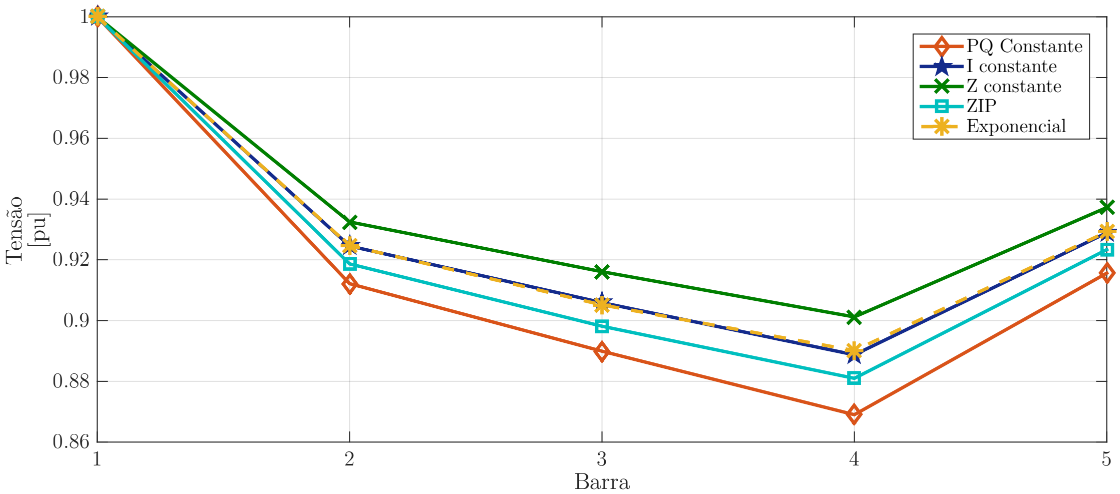
3.2 Cenário 1

3.2.1 5 barras

A Figura 13 apresenta o perfil da magnitude de tensão do sistema de 5 barras para as diferentes modelagens de carga. Para fazer a análise do perfil de tensão, escolheu–se apresentar valores de magnitude apenas da fase mais crítica, Fase – C, afim de facilitar a apresentação dos dados.

Percebe–se que cargas do tipo PQ constante apresentam o maior afundamento de tensão. Em contrapartida, cargas de impedância constante apresentaram o maior perfil de tensão. Já os modelos ZIP, I constante e exponencial mantiveram–se com um perfil intermediário.

Figura 13 – Perfil de tensão 5 barras.



Fonte: O autor (2018).

Embora a diferença máxima do perfil de tensão entre os modelos tenha sido de $0,0322$ pu (barra 4), as perdas foram mais expressivas.

A Tabela 6 mostra a geração total, potência total das cargas, perdas totais e diferença percentual das perdas para cada modelagem de carga. Ao utilizar a carga de potência constante como referência, percebe–se que a maior influência ocorre com o modelo de impedância constante, onde foi visto uma redução de 17,85 kW (-35,67 %) nas perdas.

Todas as outras cargas tiveram uma redução significativa nas perdas e na potência consumida. Isso porque os modelos ZIP, I, Z e exponencial têm a potência e corrente proporcionais ao valor do módulo da tensão.

Tabela 6 – Geração, carga e perdas totais – 5 Barras.

Caso	$\sum P_g$	$\sum P_d$	Perdas	Diferença [%]
PQ Constante	718,8437 kW	668,8000 kW	50,0437 kW	—
ZIP	675.5857 kW	632,1203 kW	43,4654 kW	-13,1451%
I Constante	642,2888 kW	603,4270 hW	38,8618 kW	-22,3443%
Z constante	589,7043 kW	557,5121 kW	32.1922 kW	-35,6717%
Exponencial	655,4703 kW	615,6929 kW	39,7775 kW	-20,5145%

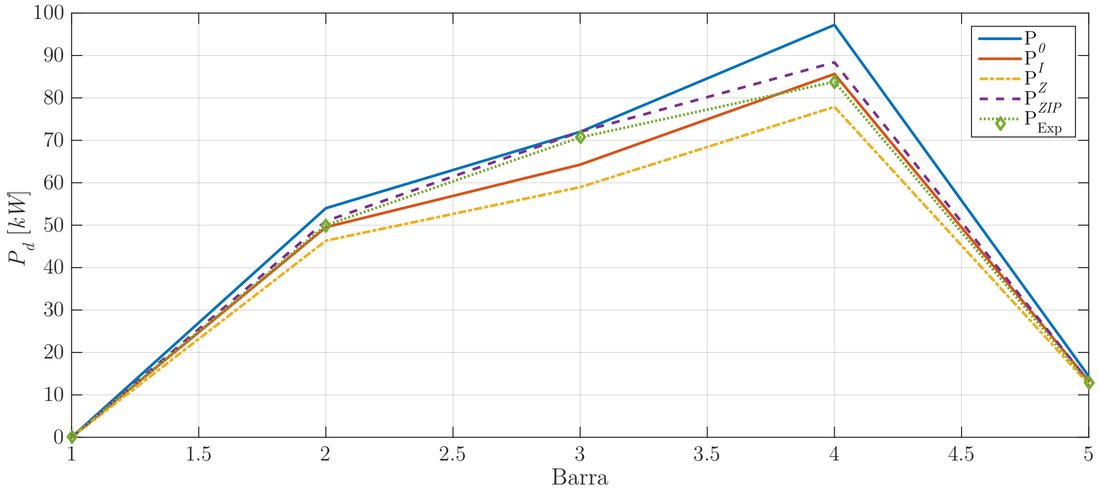
Fonte: O autor (2018).

É natural a tensão cair ao longo das linhas num sistema de distribuição sem dispositivos reguladores. Por esse motivo, cargas onde a potência consumida é em função da tensão apresentam menores perdas nas linhas. Já cargas do tipo PQ constante, aumentam o consumo de corrente para compensar a queda de tensão. Com isso, aumentam–se as perdas e a queda de tensão nas linhas.

A Figura 14 e Figura 15 mostram a potência total da Fase C, ativa e reativa respectivamente, consumida por barra para cada uma das modelagens de carga.

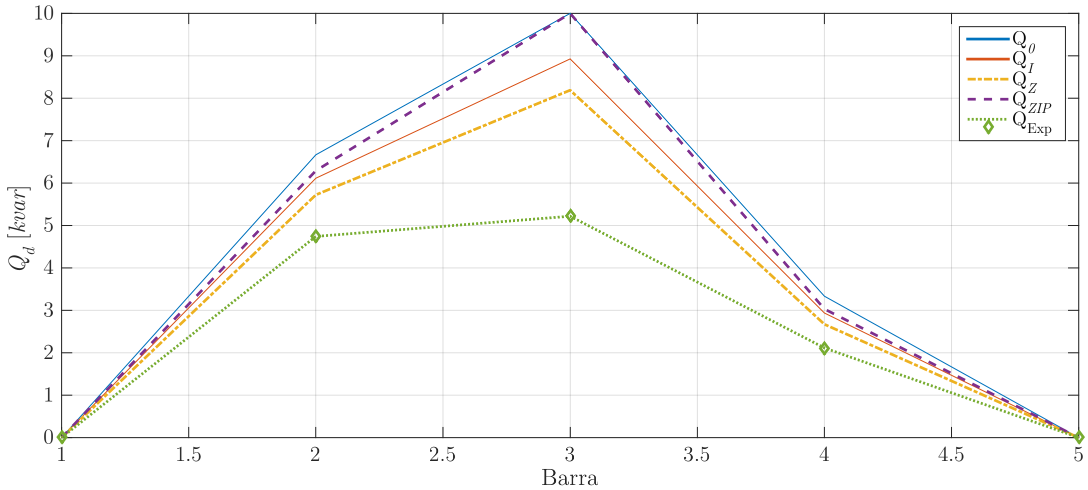
Como previsto, o modelo Z constante apresentou o menor perfil de carga e PQ constante o maior, para todas as barras. Já o modelo ZIP e exponencial apresentaram consumo intermediário.

Figura 14 – Perfil de carga ativa – 5 barras.



Fonte: O autor (2018).

Figura 15 – Perfil de carga reativa – 5 barras.



Fonte: O autor (2018).

Na barra 3 (industrial) do sistema de 5 barras, onde modelo carga é PQ constante no modelo ZIP ($\rho = 1$). Já para carga exponencial, $\tau = 0,18$ (expoente de P) e $\xi = 6,00$ (expoente de Q). Nota–se que potência ativa dos dois modelos é muito próxima à referência.

Entretanto, a potência reativa do modelo exponencial é a menor de todos os casos (aproximadamente metade da potência do modelo ZIP), isso se deve à maior correlação de Q com o módulo da tensão.

As outras modelagens de carga mantiveram–se com valores intermediários em relação a PQ e Z constante. Sendo o modelo ZIP o segundo mais carregado e com maiores perdas.

3.2.2 IEEE 37 barras

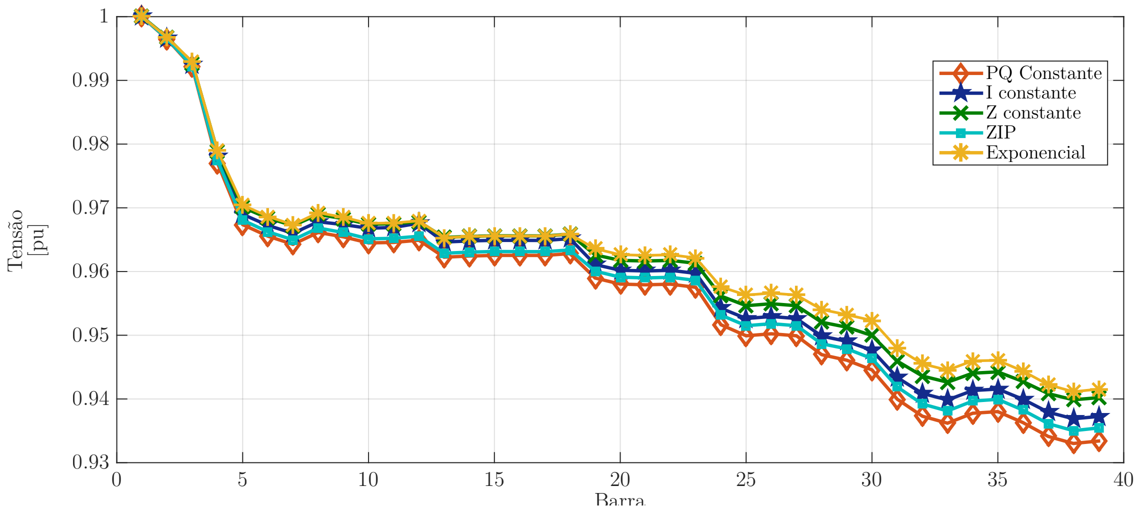
Para o sistema IEEE 37 barras, foram feitas as mesmas análises do caso anterior.

A Figura 16 apresenta os valores do módulo da tensão para cada um dos modelos de carga implementados no FPOT. Apenas a fase com valores mais crítico – Fase C – é mostrada nos gráficos, a fim de facilitar a apresentação dos dados.

Nota–se um padrão um pouco diferente da tensão em relação ao caso anterior. O perfil de tensão do modelo de impedância constante manteve–se o segundo mais alto o tempo todo. O exponencial apresentou a menor queda de tensão. Já para potência constante, o mais baixo.

Muito embora, a diferença máxima de tensão dessa análise tenha sido $0,0083$ pu (barra 33), o comparativo das perdas se mostrou mais impactado.

Figura 16 – Perfil de tensão *IEEE* 37 barras.



Fonte: O autor (2018).

A Tabela 7 faz um comparativo da potência ativa total gerada, consumida e perdas nas linhas do sistema IEEE 37 barras.

Em relação às perdas quando modelado cargas de impedância constante e potência constante, observa–se o mesmo comportamento em relação ao sistema de 5 barras. Carga do tipo Z consome uma potência total menor e tem menores perdas, uma redução de aproximadamente 38,6056 kW em relação à PQ, que possui maior consumo total e perdas nas linhas.

Tabela 7 – Geração, consumo e perdas totais – 37 Barras.

Caso	$\sum P_g$	$\sum P_d$	Perdas	Diferença [%]
PQ Constante	7,6160 MW	7,3710 MW	245,0717 kW	—
ZIP	7,4833 MW	7,2498 MW	233,5095 kW	-4.7179 %
I Constante	7,3490 MW	7,1251 MW	223,9425 kW	-8.6216 %
Z constante	7,1144 MW	6,9079 MW	206,4661 kW	-15,753 %
Exponencial	7,5527 MW	7,3034 MW	216,2000 kW	-11,78 %

Fonte: O autor (2018).

A Tabela 8 e a Tabela 9 mostram a potência individual de cada barra, ativa e reativas respectivamente e a diferença relativa em relação à P_0 e Q_0 para cada uma das diferentes modelagens de carga propostas neste trabalho.

Conforme a Tabela 8, percebe–se que a carga de impedância constante apresentou maior diferença de consumo, com uma redução de 7,24%. Em contrapartida, o modelo exponencial foi o que manteve o consumo mais próximo do modelo de referência, com redução de apenas 0,54%.

E, a partir da Tabela 9, nota–se que o modelo com impedância constante continua com a maior diferença em relação ao modelo de potência constante, com redução de 7,24% no consumo de reativo. Já a menor variação de carga reativa foi para o modelo exponencial, com redução de 1,7%.

Tabela 8 – Desvio de potência ativa em kW – IEEE 37 barras.

Barra	P_0	P_I	Diferença [%]	P_Z	Diferença [%]	P_{ZIP}	Diferença [%]	P_{Exp}	Diferença [%]
4	1050	1026,9	-2,199	1006	-4,1895	1050	0	1050	0
7	255	246,33	-3,40	238,55	-6,45	255	0	255	0
9	255	246,68	-3,27	239,09	-6,24	255	0	255	0
13	255	245,98	-3,54	237,63	-6,81	255	0	255	0
17	63	60,787	-3,51	58,738	-6,76	63	0	63	0
20	126	120,98	-3,98	116,55	-7,50	126	0	126	0
23	126	120,92	-4,01	116,44	-7,59	126	0	126	0
24	255	243,33	-4,58	233,13	-8,58	231,67	-9,15	255	0
29	126	119,58	-5,09	114,02	-9,51	114,56	-9,09	124.92	-0,86
31	126	118,86	-5,67	112,75	-10,52	112,76	-10,51	126	0
33	255	239,66	-6,02	226,58	-11,14	255	0	241.95	-5,12
38	255	238,91	-6,31	225,26	-11,66	255	0	255	0
39	126	118,09	-6,27	111,38	-11,60	118,04	-6,32	122,26	-2,97
$\sum$	3273	3147	-3,85	3036	-7,24	3217	-1,7	3255	-0,56

Fonte: O autor (2018).

Tabela 9 – Desvio de potência reativa em *kvar* – IEEE 37 barras.

Barra	Q_0	Q_I	Diferença [%]	Q_Z	Diferença [%]	Q_{ZIP}	Diferença [%]	Q_{Exp}	Diferença [%]
4	525	513,46	-2,20	503,01	-4,19	525	0	525	0
7	120	115,92	-3,40	112,26	-6,45	120	0	120	0
9	120	116,08	-3,26	112,51	-6,24	120	0	120	0
13	120	115,75	-3,54	111,83	-6,81	120	0	120	0
17	30	28,95	-3,51	27,97	-6,76	30	0	30	0
20	63	60,49	-3,98	58,27	-7,50	63	0	63	0
23	63	60,46	-4,03	58,22	-7,59	63	0	63	0
24	120	114,51	-4,58	109,71	-8,58	109,02	-9,15	120	0
29	63	59,79	-5,09	57,02	-9,51	57,28	-9,09	47,26	-24,98
31	63	59,43	-5,66	56,37	-10,52	56,38	-10,51	63	0
33	120	112,78	-6,01	106,63	-11,15	120	0	95,29	-20,59
38	120	112,43	-6,31	106,00	-11,66	1200	0	120	0
39	63	59,05	-6,27	55,69	-11,60	59,03	-6,32	62,05	-1,51
$\sum$	1590	1529	-3,84	1475	-7,24	1562	-1,76	1548	-2,64

Fonte: O autor (2018).

Com isso, é possível perceber que a modelagem da carga influencia bastante a análise do sistema. Uma das vantagens observadas é a melhoria do perfil de tensão para modelos diferentes do tradicional PQ constante.

No *software OpenDSS* há uma mudança no modelo de carga automática, por padrão, para que não se violem os limites de tensão. Conforme Dugan (2016), se a tensão da barra for abaixo de $0,85$ pu a carga automaticamente se transformará no modelo de impedância constante, por padrão.

Sabendo isso, a modelagem de carga também é um fator que pode ajudar no problema de convergência do FPOT.

3.3 Cenário 2

Neste cenário, foram feitas análises do impacto da modelagem de carga na operação de banco de capacitores.

Não foram analisados os impactos dos sistemas somente com cargas Z e I constante. A modelagem dessas cargas no balanço de potência reativa do FPOT, Equação 2.9 e Equação 2.11, possuem semelhança à modelagem de um banco de capacitor. Dessa forma, a carga compensa o reativo. E assim, os bancos de capacitores são otimizados com valor 0 para sistemas que possuem apenas cargas Z e I constante.

Para cada um dos sistemas foram testados cada modelagem de carga individualmente e analisados o perfil de tensão, chaveamento do banco de capacitor, perdas totais e médias ao longo de 24 horas.

3.3.1 5 barras

Para essa análise, foi inserido um capacitor na barra 3, conforme a Figura 11, onde $b_{3_{max}} = 50\ kvar$.

3.3.1.1 Carga PQ constante

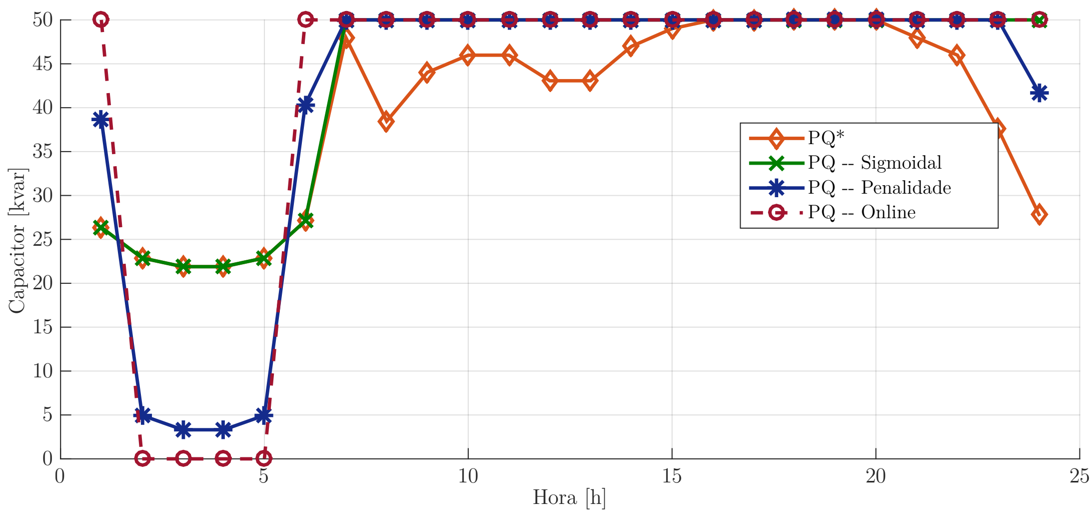
A Figura 17 mostra os valores ótimos do BC inserido na barra 3 do sistema de 5 barras, durante 24 horas, para cada um dos métodos de chaveamentos aqui propostos. Percebe–se que a função sigmoidal acompanha a curva ótima nos primeiros instantes (até as 6 horas) e durante a carga média e pesada, permaneceu ligado até o fim do dia.

Já os métodos online e função penalidade apresentaram um comportamento semelhante. Nos primeiros instantes o Online permaneceu desligado e a função penalidade com valor baixo de aproximadamente 5 $kvar$, segundo a Figura 17.

Conforme a Figura 17, a função penalidade otimizou o banco com um valor baixo durante as primeiras horas – aproximadamente 5 $kvar$ contra aproximados 25 $kvar$ (ótimo). Apenas quando teve uma maior demanda de reativo o banco entrou em operação com o valor máximo.

Dessa forma, os métodos de chaveamento propostos nesse trabalho possuem uma tendência de otimizar o banco de capacitor com valores próximos a zero ou máximo valor do BC, mesmo assim, ainda assumem valores não discretos.

Figura 17 – Banco de capacitor da barra 3 – 5 barras – modelo PQ constante.



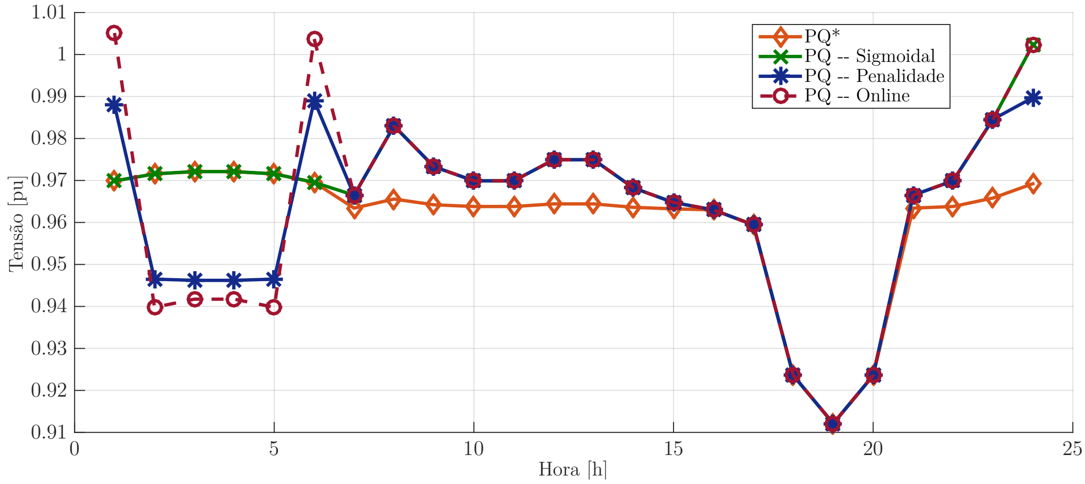
Fonte: O autor (2018).

A Figura 18 mostra o perfil de tensão da barra 3 do sistema de 5 barras, ao longo de 24 horas, para cada um dos tipos de métodos de chaveamentos propostos.

Comparando os gráficos das Figura 17 e Figura 18, é possível notar que nos instantes em que o banco de capacitor está ligado, o perfil de tensão permanece com valor acima da média. Confirmando o fato de que capacitor melhora perfil de tensão.

Além do mais, conforme a Figura 18, também nota–se que os métodos Online, Sigmoidal e Penalidade têm característica de melhorar o perfil de tensão.

Figura 18 – Perfil de tensão da barra 3 – 5 barras – modelo PQ constante.

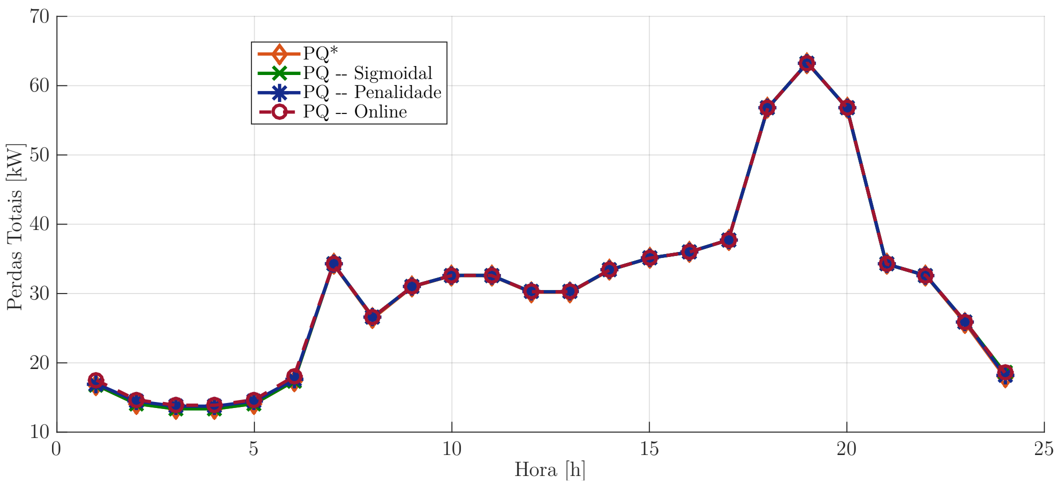


Fonte: O autor (2018).

A Figura 19 apresenta as perdas totais nas linhas durantes as 24 horas de um dia, para cada um dos métodos de chaveamentos propostos.

Nota–se que para o sistema testado, as curvas praticamente se sobrepõe umas as outras. Com isso, os diferentes modelos de chaveamentos praticamente não impactaram nas perdas totais, quando utilizada cargas com potência constante.

Figura 19 – Perdas totais nas linhas – 5 barras – modelo PQ constante.



Fonte: O autor (2018).

Dessa forma, conclui–se que para o modelo PQ constante, os diferentes tipos de chaveamentos impactaram majoritariamente no perfil de tensão.

3.3.1.2 Carga ZIP

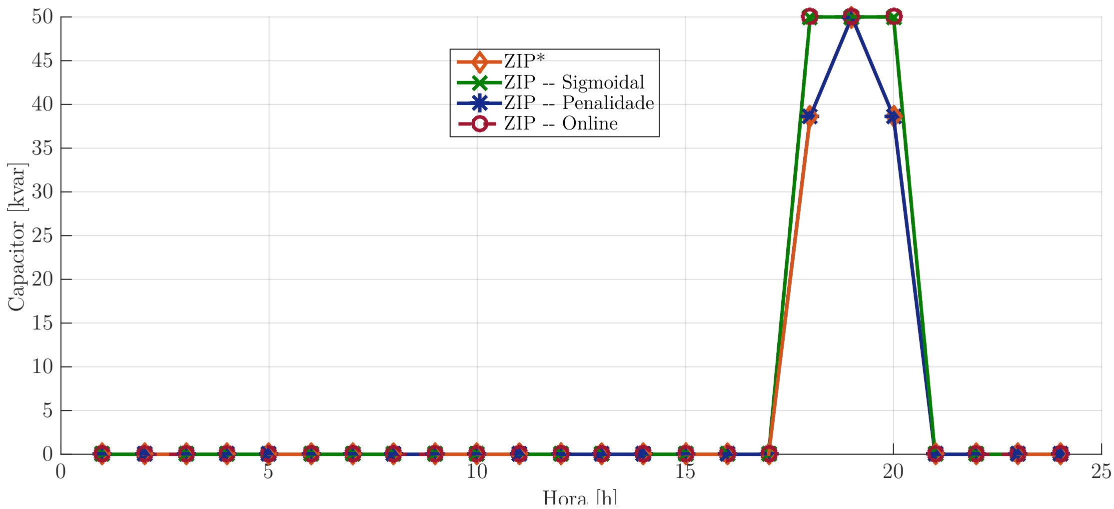
Diferente do caso anterior, onde a potência era constante, as cargas do tipo ZIP possuem uma ligeira parcela a qual pode compensar o reativo da rede e, assim, alterar o comportamento da otimização dos bancos de capacitores vistas anteriormente.

A Figura 20 apresenta o valor otimizado do banco de capacitor conectado na barra 3 do sistema de 5 barras, ao longo de 24 horas, para todos os métodos heurísticos propostos.

Como esperado, na maior parte do tempo, quando o sistema teve demanda leve e média, todos os métodos de chaveamento de BC mantiveram–se desligados. Apenas durante a carga pesada entraram em operação.

Neste caso, os métodos Sigmoidal e Online apresentaram o mesmo perfil de chaveamento. Já a função penalidade manteve–se próxima a curva ótima.

Figura 20 – Banco de capacitor da barra 3 – 5 barras – modelo ZIP.



Fonte: O autor (2018).

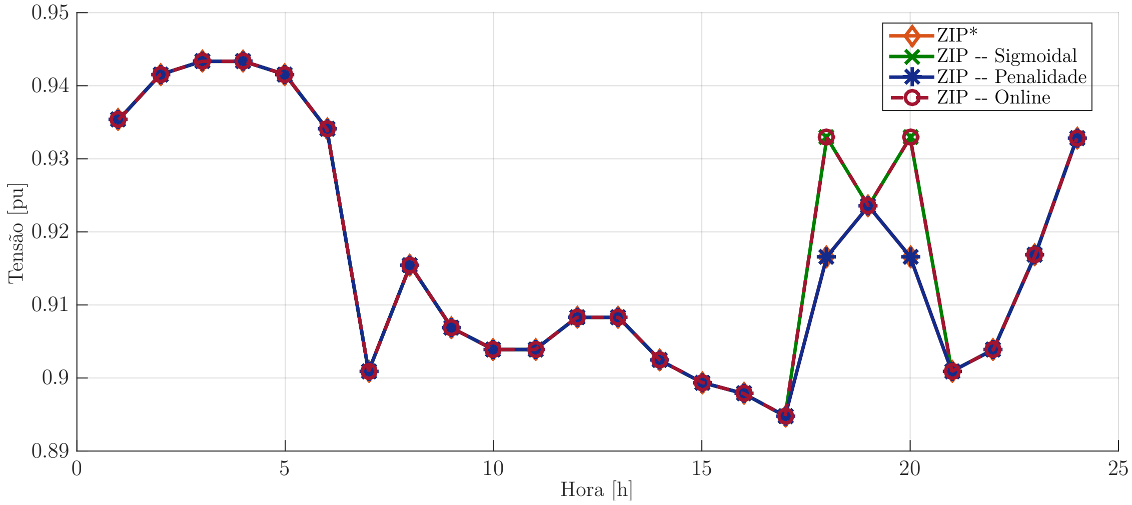
A Figura 21 mostra o perfil de tensão da barra 3 do sistema de 5 barras, ao longo de 24 horas, para cada um dos tipos de métodos de chaveamentos propostos.

Comparando os gráficos da Figura 20 e Figura 21, é possível reforçar que a alocação de BCs melhora o perfil de tensão. Das 18 às 20 horas, os métodos Online e Sigmoidal otimizaram o banco com o valor máximo (50 $kvar$), assim o perfil de tensão ficou acima de $0,93$ pu. Para os outros dois métodos, o valor do BC no mesmo intervalo de tempo (exceto às 19 horas) é aproximadamente 38 $kvar$ e a tensão ficou abaixo de $0,92$ pu.

Além disso, quando comparado os gráficos da Figura 18 e Figura 21, nota–se que ao utilizar cargas de potencia constante, o perfil de tensão é melhor em relação ao ZIP.

Isso de deve por duas razões. O modelo PQ constante está quase sempre com banco de capacitor ligado e a função objetivo do FPOT é reduzir perdas. Ou seja, o modelo Polinomial consome menos potência com uma tensão menor, pois a carga consumida é proporcional ao módulo da tensão. Com isso, há menos corrente circulando nas linhas, consequentemente, menores perdas.

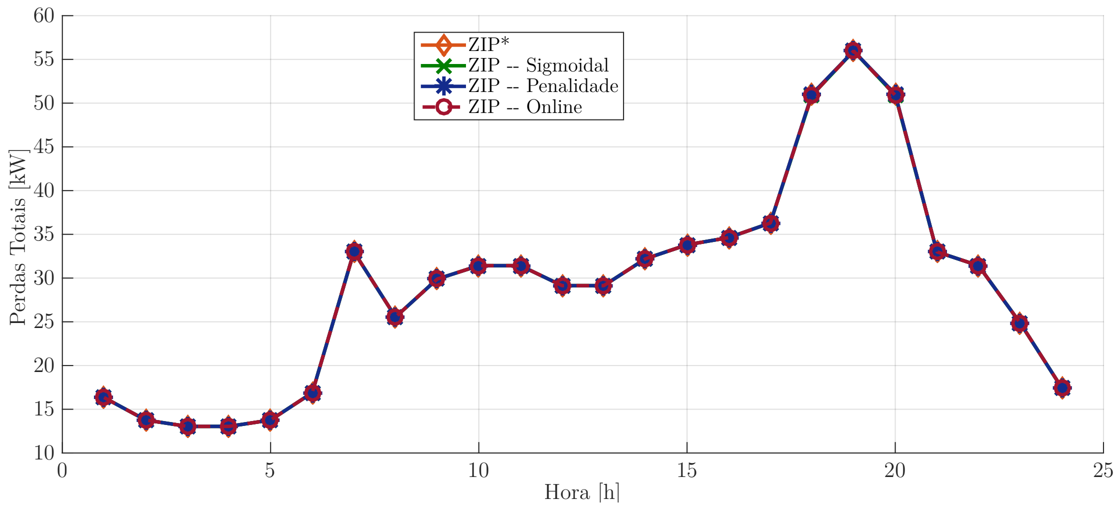
Figura 21 – Perfil de tensão da barra 3 – 5 barras – modelo ZIP.



Fonte: O autor (2018).

A Figura 22 apresenta as perdas totais nas linhas durantes as 24 horas de um dia, para cada um dos métodos de chaveamentos propostos, quando utilizado modelo ZIP. Nota–se que para o sistema testado, as curvas praticamente se sobrepõe umas as outras. Com isso, os diferentes modelos de chaveamentos praticamente não impactaram nas perdas totais.

Figura 22 – Perdas totais nas linhas – 5 barras – modelo ZIP.



Fonte: O autor (2018).

Como foi analisado anteriormente, ao comparar os gráficos da Figura 19 e Figura 22, o primeiro caso apresenta perda máxima de 63.3 kW contra $55,9$ kW do segundo caso.

3.3.1.3 Carga exponencial

Por fim, foram feitas análises dos valores ótimos de capacitor, perfil de tensão e perdas totais para a carga Exponencial e considerando os métodos de chaveamento propostos no presente trabalho.

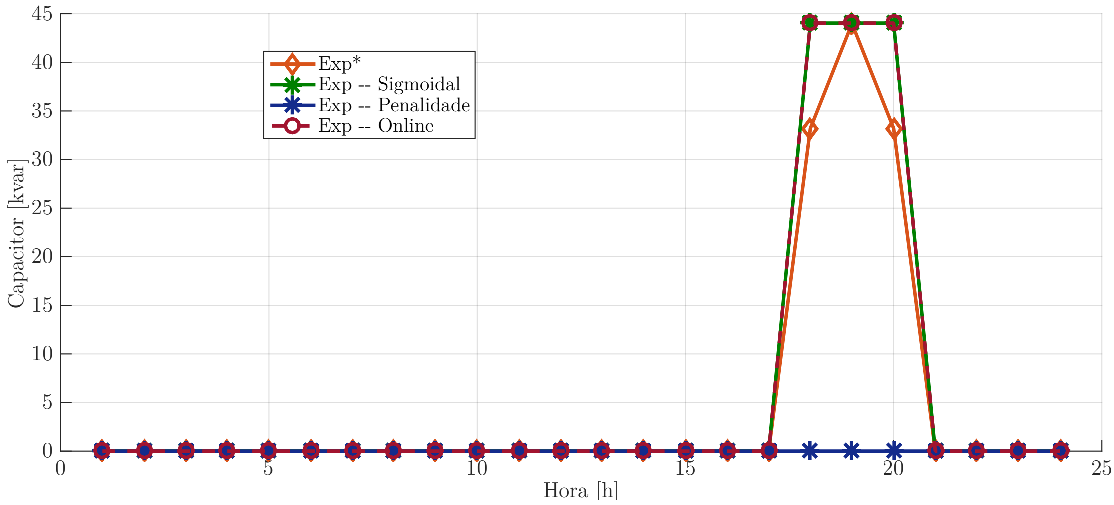
A Figura 23 mostra o valor otimizado do banco de capacitor conectado na barra 3 do sistema de 5 barras, ao longo de 24 horas, para todos os métodos heurísticos propostos.

Como é possível notar, um certo padrão se repete quando utilizado carga do tipo ZIP nos chaveamentos. A curva online e sigmoidal se sobrepõe, entretanto a função penalidade se mantém desligada.

Além disso, o valor máximo do banco de capacitor otimizado foi de 44 $kvar$, o que pode ser explicado pela dependência da potência consumida pela carga em relação â tensão.

No caso do modelo exponencial, a carga reativa conectada à barra 3 é diretamente proporcional à sexta potência do módulo da tensão, conforme a Tabela 13. Além disso, foi visto no cenário 1 que a potência reativa demandada na barra 3 do modelo exponencial foi a menor de todas, conforme o gráfico da Figura 15.

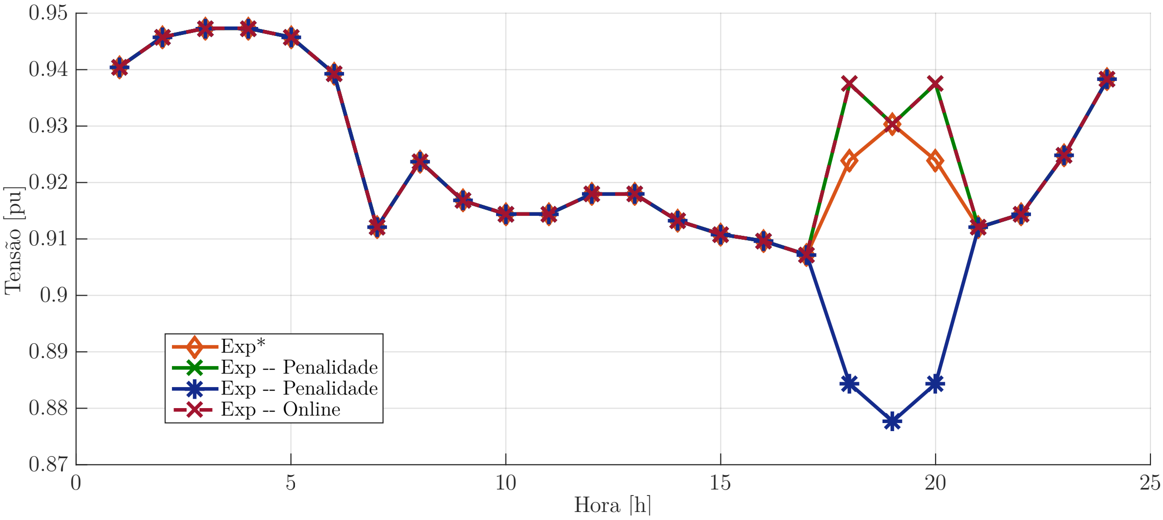
Figura 23 – Banco de capacitor da barra 3 – 5 barras – modelo exponencial.



Fonte: O autor (2018).

De forma semelhante aos outros casos, o modelo exponencial foi o que apresentou perfil de tensão com valores próximos ao modelo ZIP, conforme pode ser comparado os gráficos da Figura 21 e Figura 24.

Figura 24 – Perfil de tensão da barra 3 – 5 barras – modelo exponencial.



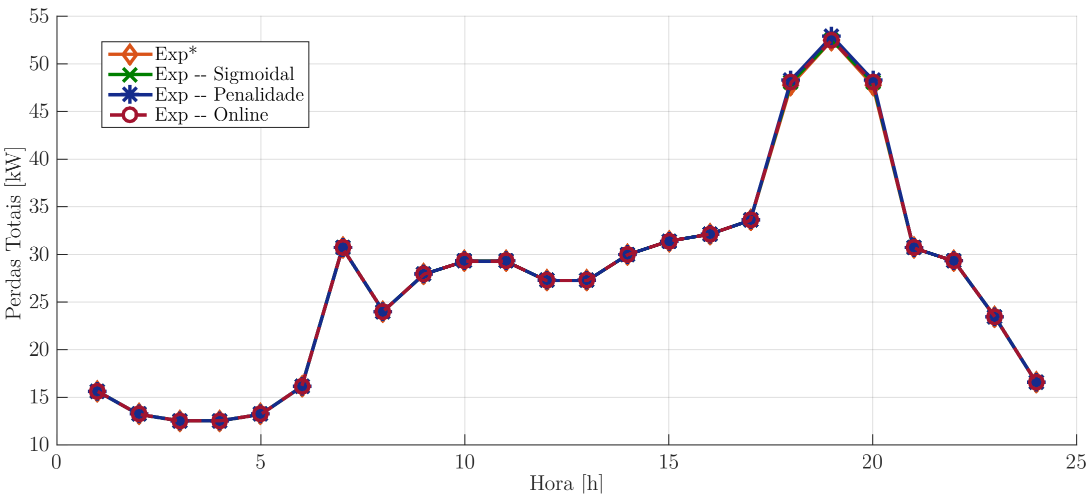
Fonte: O autor (2018).

A Figura 25 apresenta as perdas totais nas linhas durante as 24 horas de um dia, para cada um dos métodos de chaveamentos propostos.

As perdas totais, ao se utilizar a modelagem exponencial, praticamente não se alteraram ao comparar os diversos métodos de chaveamentos.

Embora o perfil de tensão desse modelo, visto na Figura 24 tenha se apresentado com valores menores em relação ao modelo base – PQ constante – as perda máxima obtida nesse sistema foi de $52,9\ kW$ contra $55,9\ kW$ do modelo ZIP e $63,3\ kW$ com potência constante.

Figura 25 – Perdas totais nas linhas – 5 barras – modelo exponencial.



Fonte: O autor (2018).

Com isso, pode–se concluir que a modelagem de carga impacta na otimização dos bancos de capacitores, perdas e perfil de tensão.

Foi observado que a carga compensou as perdas elétricas com a redução da própria potência consumida, dessa forma o perfil de tensão, demanda dos bancos de capacitores e perdas foram reduzidas.

Um fator importante observado é o tempo de permanência dos capacitores ligados. Ao se utilizar cargas de potência constantes, o capacitor estava fornecendo reativo durante as 24 horas. Já para os outros dois modelos, isso aconteceu durante a carga pesada (das 18 às 20 horas).

A Tabela 10 faz um resumo das análises feitas anteriormente. Nela são apresentadas as perdas médias ao longo do dia para cada um dos casos e a perda máxima para cada tipo de carga.

Tabela 10 – Média de perdas – 5 barras.

	Modelo de Carga		
Chaveamento	PQ	ZIP	Exponencial
Ótimo	30,66 kW	29,0852 kW	27,2552 kW
Sigmoidal	30,67 kW	29,07 kW	27,2552 kW
Penalidade	30,78 kW	29,85 kW	27,2551 kW
Online	30,87 kW	29,07 kW	28,4821 kW
Perda máxima	63,3 kW	55,9 kW	52,5 kW

Fonte: O autor (2018).

3.3.2 IEEE 37 barras

Para a análise utilizando o sistema IEEE 37 barras, foi utilizado um banco de capacitor automático conectado à barra 30 e potência máxima de $b_{max_{30}} = 500\ kvar$.

3.3.2.1 Carga PQ constante

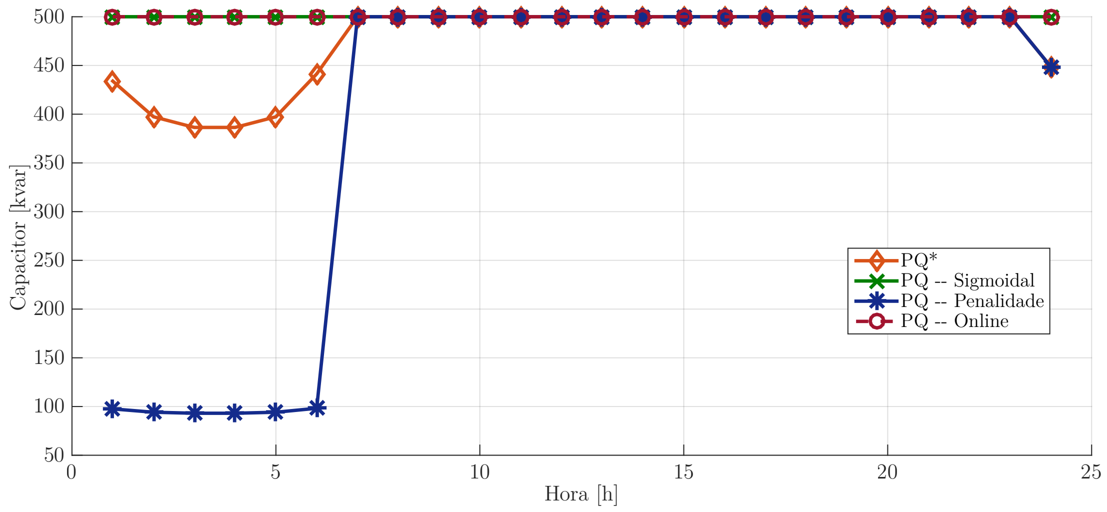
São apresentados na Figura 26 os valores ótimos do banco de capacitor conectado à barra 30 do sistema *IEEE* 37 barras obtidos por cada método descrito no capítulo 2.

Nota–se, através da Figura 26, um comportamento semelhante da função penalidade do sistema de 5 barras com carga de potência constante. Durante a carga leve, o banco de capacitor permaneceu com o valor baixo, de aproximadamente 100 $kvar$. Após as 6 horas manteve–se ligado no valor máximo.

Já a curva de valor ótimo manteve–se, durante a carga leve com valores entre 385 $kvar$ e 445 $kvar$, que é próximo ao limite máximo. Após as 6 horas, permaneceu ligado, conforme a Figura 26.

E, por fim, os métodos Online e Sigmoidal mantiveram–se ligados o tempo todo, com valor fixo de 500 $kvar$, conforme a Figura 26.

Figura 26 – Banco de capacitor da barra 30 – *IEEE* 37 barras – modelo PQ constante



Fonte: O autor (2018).

O perfil da magnitude de tensão da fase mais carregada – Fase C – do sistema IEEE 37 barras é mostrado através da Figura 27.

Analisando de maneira conjunta os gráficos da Figura 26 e Figura 27, é possível reforçar o impacto da inserção de bancos de capacitores na rede. Analisando da 1 às 6, percebe–se que a curva de capacitor ótimo, sigmoidal e online permaneceram com valores altos e a penalidade, baixo. Ao analisar o perfil de tensão no mesmo período, percebe–se que a tensão permaneceu com os maiores valores quando o BC estava ligado.

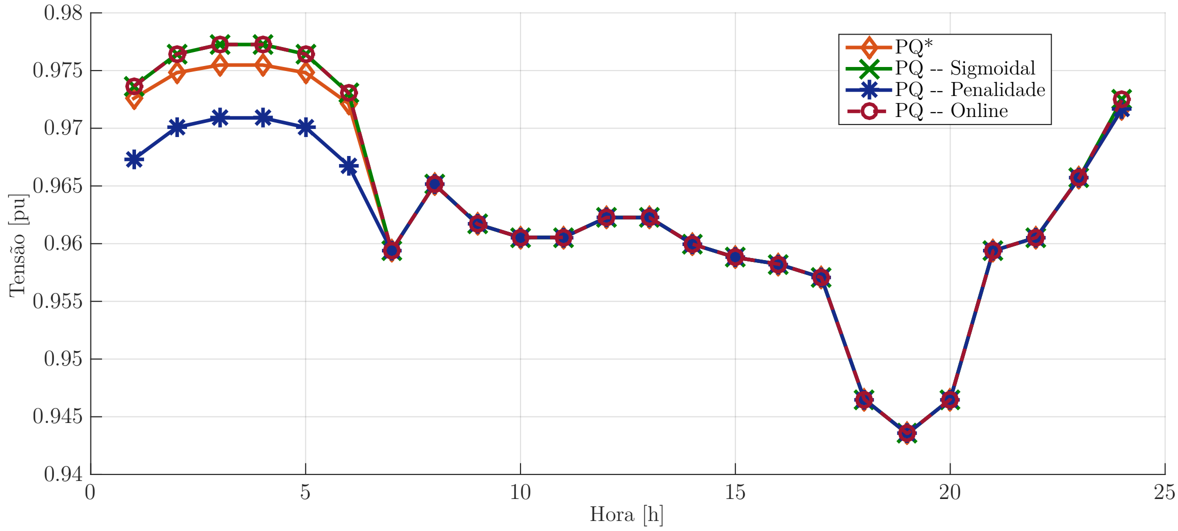
As perdas totais nas linhas para os diferentes chaveamentos, considerando modelagem PQ constante são apresentados no gráfico da Figura 28.

Pode-se verificar que as perdas são praticamente iguais para todos os modelos analisados. O destaque se dá nas primeiras horas, onde o chaveamento que utiliza função penalidade apresentou perdas totais ligeiramente maior em relação ao restante.

Tal fato ocorreu devido ao desligamento do banco de capacitor nesse período, fazendo com que a tensão na barra fosse menor. Como se trata de modelagem PQ constante, com a tensão mais baixa, há aumento de injeção de corrente, logo, aumentam–se as perdas nas linhas.

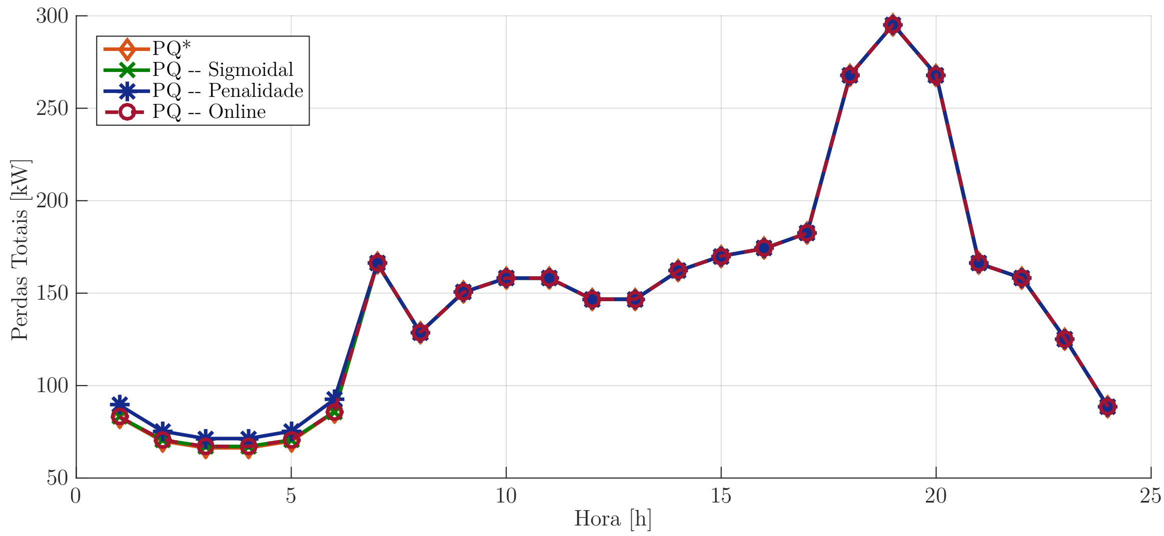
Para modelos de carga PQ constante, as perdas diminuíram com o aumento da tensão na barra onde está conectada, pois assim, consomem menos corrente. Logo, há uma tendência de se otimizar valores altos dos bancos de capacitores quando utilizado essa modelagem, para que se aumente o perfil de tensão e diminuam as correntes injetadas,

Figura 27 – Perfil de tensão da barra 30 – *IEEE* 37 barras – modelo *PQ* constante.



Fonte: O autor (2018).

Figura 28 – Perdas totais nas linhas – *IEEE* 37 barras – modelo *PQ* constante.



Fonte: O autor (2018).

o que resulta na redução de perdas nas linhas. Esse fato também foi observado no caso anterior, com o sistema de 5 barras.

3.3.2.2 Carga ZIP

Como visto no caso anterior, cargas onde a potência varia em função do módulo da tensão têm uma tendência de precisar uma menor demanda dos bancos de capacitores. Isso ocorre porque ao diminuir a magnitude de tensão, circulam menores correntes nas linhas e as perdas diminuem, ao contrário das cargas de potência constante.

Entretanto, para esse sistema, o modelo polinomial ainda apresenta a maior parcela de carga total como potência constante, então se espera uma menor influência da tensão na análise de perdas.

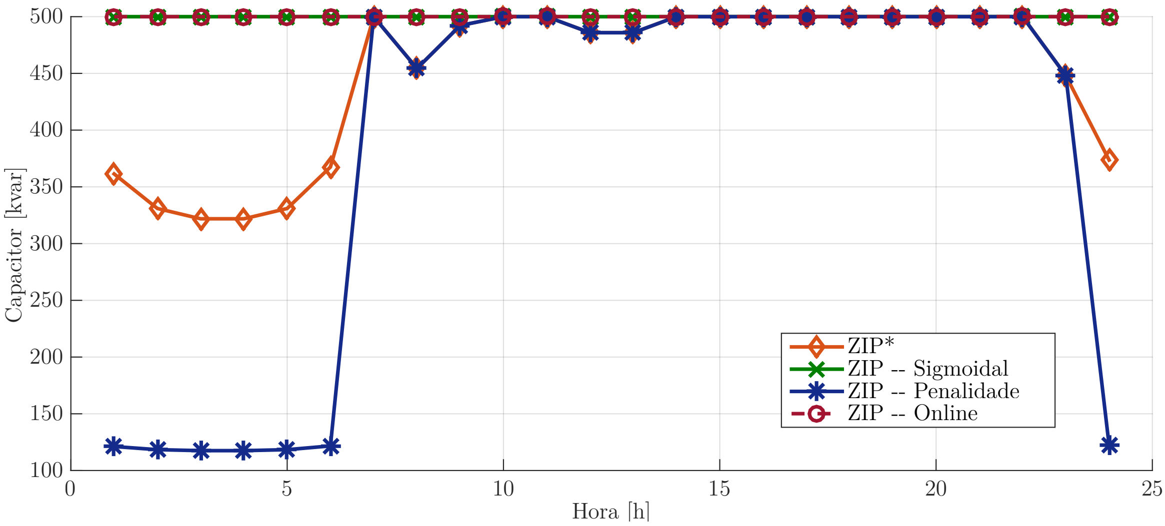
A Figura 29 compara os diversos tipos de chaveamentos quando se utiliza a modelagem ZIP, ao longo de 24 horas para o sistema IEEE 37 barras.

Comparando–se os resultados dos gráficos da Figura 29 e Figura 26, nota–se que o modelo ZIP consome menos potência reativa do capacitor ao se analisar a curva ótima, pelo fato de a modelagem da carga permitir compensação de reativo.

Durante as primeiras horas e o final do dia desse modelo, a potência reativa demandada teve valores entre 320 $kvar$ e 370 $kvar$. Enquanto no primeiro caso, obteve–se uma faixa de valores entre 385 $kvar$ e 445 $kvar$.

Já os métodos Online e Sigmoidal mantiveram–se ligados o tempo todo nos dois casos testados.

Figura 29 – Banco de capacitor da barra 30 – *IEEE* 37 barras – modelo ZIP.



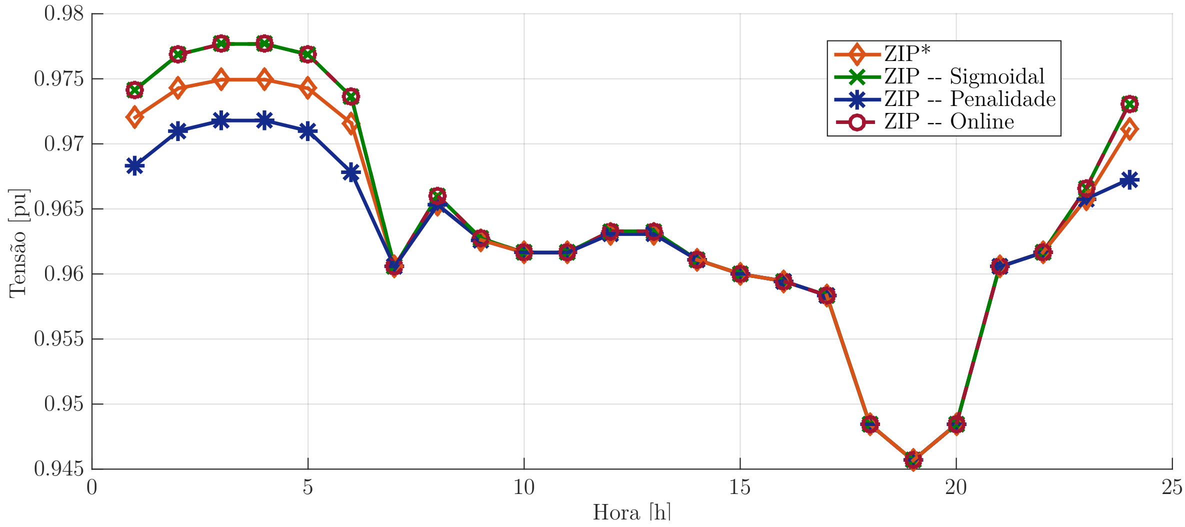
Fonte: O autor (2018).

A Figura 30 mostra o perfil de tensão da barra 30 do sistema *IEEE* 37 barras ao longo de 24 horas, para o modelo de carga polinomial.

De maneira semelhante a todos os outros casos, o modelo Sigmoidal e Online aumentaram o perfil de tensão, por manterem os BC ligados todo o tempo, inclusive no período de carga leve, enquanto os outros métodos apresentaram menores valores de capacitor.

Enquanto isso, a função penalidade foi responsável pelo menor perfil de tensão durante as 6 primeiras horas do dia.

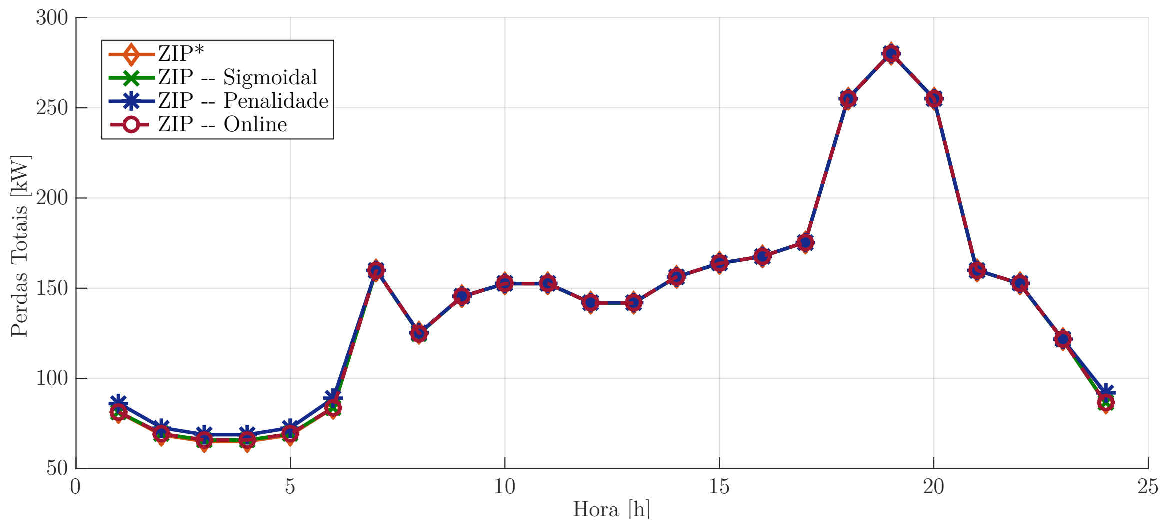
Figura 30 – Perfil de tensão da barra 30 – *IEEE* 37 barras – modelo ZIP.



Fonte: O autor (2018).

A Figura 31 apresenta as perdas totais nas linhas do sistema IEEE 37 barras ao longo de um dia. Ao analisá–las, percebe–se ao se comparar os métodos Online e Sgimoidal, a curva se sobrepõe ao valor ótimo. Já para função penalidade, as perdas são ligeiramente maiores durante as 6 primeiras horas. Apesar de a tensão ser menor nesse caso, comprovando que a maior influência neste caso é de carga PQ constante.

Figura 31 – Perdas totais nas linhas – *IEEE* 37 barras – modelo ZIP.



Fonte: O autor (2018).

3.3.2.3 Carga exponencial

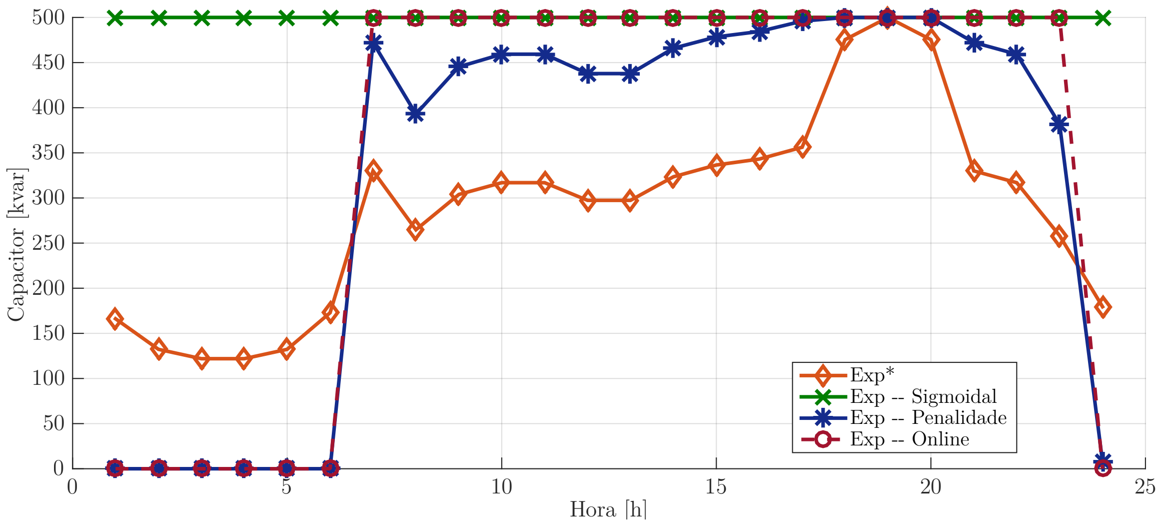
A Figura 32 compara os valores de otimização do banco de capacitor conectado a barra 30 do sistema $IEEE$ 37 barras, para os diversos tipos de chaveamentos quando se utiliza a modelagem exponencial.

Ao comparar os gráficos da Figura 26, Figura 29 e Figura 32, percebe–se que o modelo exponencial apresenta o menor perfil de valores ótimos do banco de capacitor. Já para PQ constante, são vistos os maiores valores e o ZIP foi notado uma demanda intermediária.

Além do mais, segundo o gráfico da Figura 32, dessa vez a função penalidade e o método Online apresentaram valores muito próximos durante as 24 horas.

E, por fim, a função sigmoidal permaneceu ligada durante as 24 horas, conforme a Figura 32.

Figura 32 – Banco de capacitor da barra 30 – *IEEE* 37 barras – modelo exponencial.



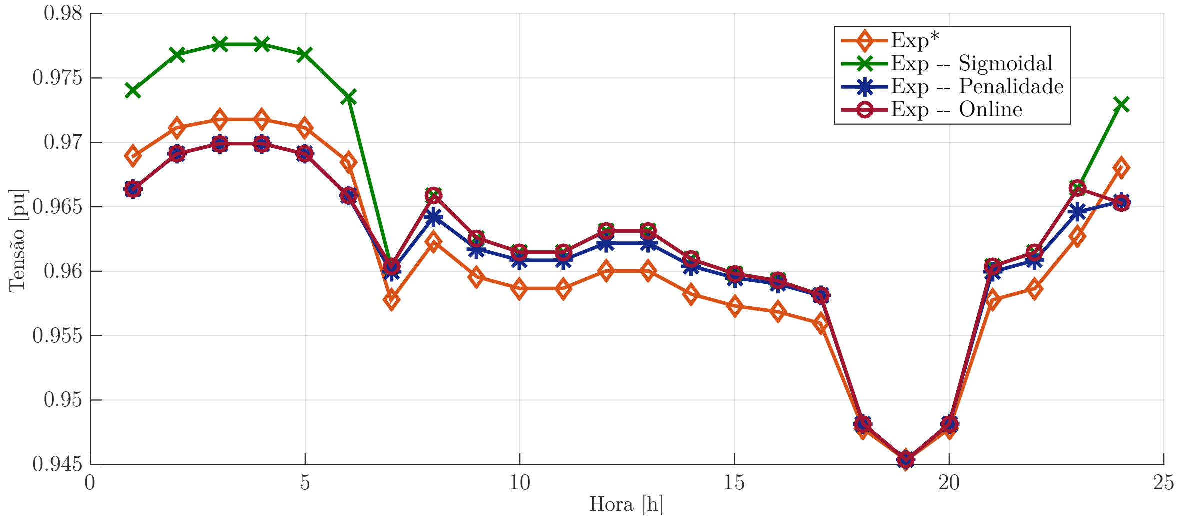
Fonte: O autor (2018).

A Figura 33 compara o perfil de tensão da barra 30 do sistema $IEEE$ 37 barras, para o valor ótimo do banco de capacitor, métodos função Sigmoidal, função penalidade e online.

Como esperado, o maior perfil de tensão foi dado através da função sigmoidal, a qual simulou um BC fixo de 500 $kvar$ na barra 30, segundo o gráfico da Figura 33.

Já a tensão proveniente dos métodos penalidade e Online, nas primeiras horas do dia, mantiveram–se praticamente sobrepostas uma a outra e com os menores valores, devido ao desligamento do BC no mesmo período, conforme mostram os gráficos da Figura 32 e Figura 33.

Figura 33 – Perfil de tensão da barra 30 – *IEEE* 37 barras – modelo exponencial.



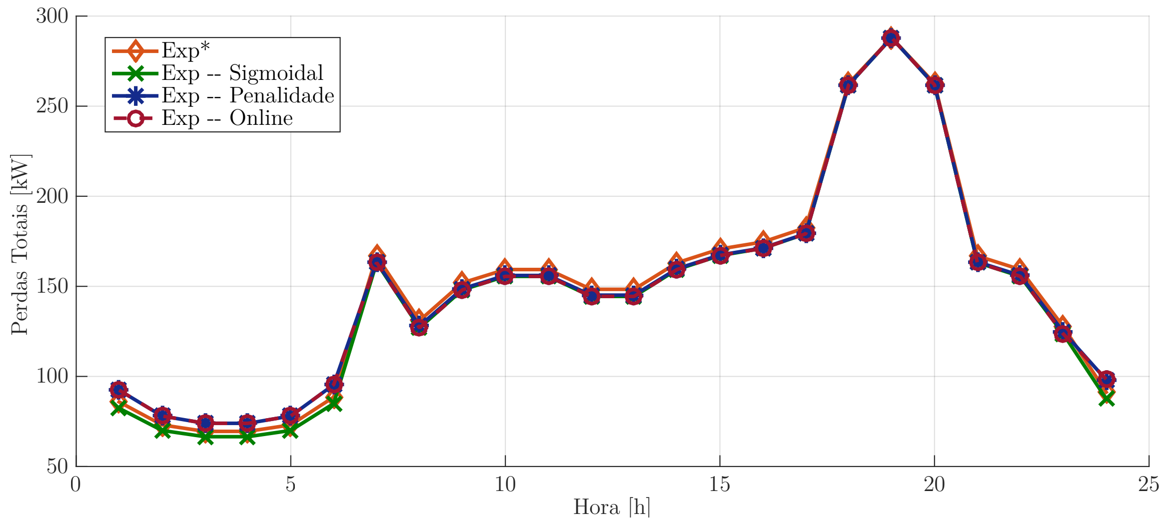
Fonte: O autor (2018).

Por fim, a Figura 34 apresenta o perfil de perdas do sistema IEEE 37 barras, para os métodos de operação de bancos de capacitores propostos, quando utilizado carga exponencial.

De forma semelhante a todos os outros casos, a diferença de perdas foi praticamente nula, conforme o gráfico da Figura 34.

Mesmo assim, é possível notar que o método sigmoidal apresentou no período de carga leve menores perdas em relação aos outros métodos propostos.

Figura 34 – Perdas totais nas linhas – *IEEE* 37 barras – modelo exponencial.



Fonte: O autor (2018).

A Tabela 11 sintetiza as análises feitas anteriormente sobre o sistema *IEEE* 37 barras. Nela são mostrada os valores médios e máximo das perdas elétricas ao longo de um dia.

Tabela 11 – Média de perdas – *IEEE* 37 barras.

	Modelo de Carga		
Chaveamento	PQ	ZIP	Exponencial
Ótimo	148,08 kW	142,78 kW	148,92 kW
Sigmoidal	148,22 kW	142,85 kW	145,70 kW
Penalidade	149,51 kW	144,05 kW	148,59 kW
Online	148,22 kW	142,85 kW	148,29 kW
Perda Máxima	295,3 kW	280,3 kW	288 kW

Fonte: O autor (2018).

Com isso, pode–se concluir que a modelagem de carga impacta na otimização dos bancos de capacitores, perdas e perfil de tensão.

Foi novamente observado que as cargas que cargas que a potência seja em função da tensão compensaram as perdas elétricas com a redução da própria potência consumida. Dessa forma o perfil de tensão, demanda dos bancos de capacitores e perdas, no geral, foram reduzidas.

4 Conclusão e sugestões

Este teve como objetivo aprimorar o FPOT de Baran e Fernandes (2016) a fim de se controlar o perfil de tensão e perdas de uma rede elétrica, então foi analisada a questão de utilizar diferentes modelagens de cargas e operar banco de capacitores (BCs) numa rede de distribuição utilizando-se representação trifásica, considerando desequilíbrio de acoplamento mútuo das linhas. Para isso foram propostos a modelagem de carga com corrente e impedância constante, Polinomial (ou ZIP) e exponencial. Para a operação de banco de capacitores foram implementados 3 métodos em conjunto com a modelagem de carga: Online, Função Penalidade e Função Sigmoidal.

Foram estudados dois cenários. Um deles avaliando somente o impacto da modelagem de carga e o outro verificou o efeito da carga sobre a operação de bancos automáticos de capacitores.

O primeiro cenário mostrou que a modelagem de carga impacta significativamente nas perdas elétricas, com diferenças de até 35%, no perfil de tensão, com valores de até 0,03 pu e carga consumida, com a maior diferença de 7,24%.

Já para a operação de bancos de capacitores (cenário 2), a modelagem de carga mostrou impactos significativos no tempo onde o banco permanecia, além dos valores ótimos para a redução de perdas. No geral, foi verificado uma tendência de que cargas onde a potência é em função do módulo da tensão demandam menos reativo de bancos de capacitores. Isso porque ocorre devido a modelagem que permite a compensação de reativo através da própria carga.

Pode–se concluir que a modelagem de carga traz impactos significativos para diferentes análises das redes de distribuição. Por isso a implementação desses modelos é importante para que se analise, opere de maneira mais precisa e eficiente.

Sugestões

A maioria dos dados e parâmetros dos elementos presentes nos sistemas elétricos estão sujeitos a variação do valor nominal, provocando um certo grau de incerteza nos resultados . Para isso, sugere–se a implementação da matemática intervalar no fluxo de potência ótimo trifásico pra que sejam feitas as análises de uma faixa de valores ao invés de um único ponto de operação.

Referências

ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R. A methodology for optimization of unbalanced distribution systems. *IEEE Latin America Transactions*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 11, n. 5, p. 1182–1189, sep 2013. Citado na página 27.

BARAN, A. R.; BORBA, R. A.; FERNANDES, T. S. P. Adjustment and operation of banks capacitors using three-phase representation. *Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica*, Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, v. 12, Nov 2017. Citado 3 vezes nas páginas 30, 31 e 52.

BARAN, A. R.; FERNANDES, T. S. A three-phase optimal power flow applied to the planning of unbalanced distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier BV, v. 74, p. 301–309, jan 2016. Citado 10 vezes nas páginas 11, 13, 27, 30, 31, 35, 49, 54, 56 e 81.

BARAN, M.; WU, F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989. Nenhuma citação no texto.

BROADWATER, R. et al. Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems. *Electric Power Systems Research*, Elsevier BV, v. 14, n. 1, p. 23–33, feb 1988. Citado na página 27.

CAPITANESCU, F.; WEHENKEL, L. A new heuristic approach to deal with discrete variables in optimal power flow computations. In: *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. [S.l.]: IEEE, 2009. Citado na página 30.

CHEN, T.-H. et al. Distribution system power flow analysis-a rigid approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 6, n. 3, p. 1146–1152, jul 1991. Citado na página 37.

CHENG, C.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 10, n. 2, p. 671–679, may 1995. Citado na página 27.

DAHLKE, D. et al. A heuristic to adjust automatic capacitors using parameterization of load. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier BV, v. 42, n. 1, p. 16–23, nov 2012. Citado 5 vezes nas páginas 11, 13, 30, 31 e 52.

DUGAN, R. C. *The Open Distribution System Simulator^{TM} (OpenDSS)*. 2016. 184 p. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 65.

IEEE. Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 10, n. 1, p. 523–538, 1995. Citado na página 44.

LIN, S.-Y.; HO, Y.; LIN, C.-H. An ordinal optimization theory-based algorithm for solving the optimal power flow problem with discrete control variables. *IEEE Transactions* *on Power Systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 19, n. 1, p. 276–286, feb 2004. Citado na página 29.

LIU, M.; TSO, S.; CHENG, Y. An extended nonlinear primal-dual interior-point algorithm for reactive-power optimization of large-scale power systems with discrete control variables. *IEEE Transactions on Power Systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 17, n. 4, p. 982–991, nov 2002. Citado na página 29.

MILANOVIĆ, J. V. On unreliability of exponential load models. *Electric Power Systems Research*, Elsevier BV, v. 49, n. 1, p. 1–9, feb 1999. Citado na página 29.

OLIVEIRA, L. W. de et al. Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy losses minimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier BV, v. 32, n. 8, p. 840–848, oct 2010. Citado 5 vezes nas páginas 30, 31, 52, 54 e 55.

PEREIRA, G. M. dos S.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R. Allocation of capacitors and voltage regulators in three-phase distribution networks. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Springer Nature, v. 29, n. 2, p. 238–249, jan 2018. Citado na página 27.

PEREIRA, H. Q. *Fluxo de Potência Trifásico: Um Estudo Comparativo e Uma Nova Metodologia de Solução*. 162 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora-UFJF, feb 2006. Citado 3 vezes nas páginas 35, 36 e 37.

PEREIRA, H. Q.; COSTA, V. M. da. Uma avaliação crítica das formulações de fluxo de potência para sistemas trifásicos via método de newton-raphson. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, FapUNIFESP (SciELO), v. 18, n. 1, p. 127–140, mar 2007. Citado na página 27.

PIZZALI, L. F. O. *Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Modelagem a Quatro Fios*. 120 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, Maio 2003. Citado na página 38.

SALAS, C. S. S. *Alocação de capacitores em redes de distribuição primárias e secundárias incluindo restrições de ressonância*. 203 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 45.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 3, n. 2, p. 753–762, may 1988. Citado na página 27.

SINGH, D.; MISRA, R. K.; SINGH, D. Effect of load models in distributed generation planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 22, n. 4, p. 2204–2212, nov 2007. Citado 4 vezes nas páginas 28, 29, 44 e 45.

SOLER, E. M.; ASADA, E. N.; COSTA, G. R. M. da. Um método eficiente para resolução do problema de despacho ótimo de reativos com controle discreto do TAP dos transformadores. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, FapUNIFESP (SciELO), v. 23, n. 5, p. 583–593, oct 2012. Citado 5 vezes nas páginas 30, 31, 52, 53 e 54.

STEILEIN, G. *Análise de Metodologias para Operação de Capacitores Automáticos Instalados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. 106 p. Dissertação (Mestrado), Curitiba, 2012. Citado na página 52.

STEVENSON, W. D.; GRAINGER, J. J. *Power System Analysis*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. (McGraw-Hill series in electrical and computer engineering: Power and energy). ISBN 9780070585157. Citado 3 vezes nas páginas 11, 13 e 59.

USIDA, W. F. *Controle fuzzy para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007. Citado na página 28.

WANG, L.-Y. et al. An approximate solution to lower tap changing or capacitors regulator times in reactive power control in distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier BV, v. 28, n. 7, p. 491–495, sep 2006. Citado na página 30.

Apêndices

APÊNDICE A – Pesos e expoentes – Sistema 5 Barras

Tabela 12 – Coeficientes – Carga Polinomial.

Barra	ρ	σ	ξ	ρ	σ	ξ	ρ	σ	ξ
	Fase A			Fase B			Fase C		
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.3300	0	0.6700	0.3000	0	0.7000	0.3100	0.0300	0.6600
3	0	0	1.0000	0.0250	0.0250	0.9500	0	0	1.0000
4	0.4000	0.1000	0.5000	0.4000	0	0.6000	0.3500	0.0500	0.6000
5	0.6000	0	0.4000	0.6000	0.1000	0.3000	0.5000	0.1000	0.4000

Tabela 13 – Coeficientes – Carga Exponencial.

Barra	τ			ζ		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0
2	0.9200	0.9000	0.9300	4.0400	4.0000	4.1000
3	0.1800	0.1900	0.1700	6.0000	6.0000	6.0000
4	1.2150	1.2000	1.2200	3.7000	3.7200	3.7500
5	1.5100	1.5100	1.5000	3.4000	3.4000	3.4000

APÊNDICE B – Dados de carga – *IEEE* 37 Barras

Tabela 14 – Peso de Potência por Modelo de Carga – Fase A.

Barra	Peso		
	Impedância Constante	Corrente Constante	Potência Constante
1	0	0	1.0000
2	0	0	1.0000
3	0	0	1.0000
4	0	0	1.0000
5	0	0	1.0000
6	0	0	1.0000
7	0	0	1.0000
8	0	0	1.0000
9	0	0	1.0000
10	0	0	1.0000
11	0	0	1.0000
12	1.0000	0	0
13	0.2012	0	0.7988
14	0	0	1.0000
15	0	0	1.0000
16	0	0	1.0000
17	0	0	1.0000
18	0.7407	0	0.2593
19	0	0	1.0000
20	0	0	1.0000
21	0	0	1.0000
22	0	0	1.0000
23	0	0	1.0000
24	1.0000	0	0
25	0	0	1.0000
26	0	1.0000	0
27	0.5385	0	0.4615
28	0	0	1.0000
29	0.8000	0	0.2000
30	0	0	1.0000
31	0.9677	0	0.0323
32	0	0	1.0000
33	0	0	1.0000
34	0.1860	0	0.8140
35	0	0.3750	0.6250
36	0	1.0000	0
37	0	0	1.0000
38	0	0	1.0000
39	0.3333	0.3333	0.3333

Tabela 15 – Peso de Potência por Modelo de Carga – Fase B.

Barra	Peso		
	Impedância Constante	Corrente Constante	Potência Constante
1	0	0	1.0000
2	0	0	1.0000
3	0	0	1.0000
4	0	1.0000	0
5	0	1.0000	0
6	0	0	1.0000
7	0	0	1.0000
8	0	0	1.0000
9	0	0	1.0000
10	0	0	1.0000
11	0	1.0000	0
12	0	0	1.0000
13	0	0	1.0000
14	0	0	1.0000
15	0	1.0000	0
16	0	1.0000	0
17	0	0	1.0000
18	1.0000	0	0
19	0	0	1.0000
20	0	0	1.0000
21	0	0	1.0000
22	0	0	1.0000
23	0	0	1.0000
24	1.0000	0	0
25	0	0	1.0000
26	0	1.0000	0
27	0.1176	0	0.8824
28	0	0	1.0000
29	0.5714	0	0.4286
30	0	0	1.0000
31	0.9153	0	0.0847
32	0	0	1.0000
33	0	0	1.0000
34	0.2857	0	0.7143
35	0	0.6875	0.3125
36	0	1.0000	0
37	0	0	1.0000
38	0	0	1.0000
39	0.3333	0.3333	0.3333

Tabela 16 – Peso de Potência por Modelo de Carga – Fase C.

Barra	Peso		
	Impedância Constante	Corrente Constante	Potência Constante
1	0	0	1.0000
2	0	0	1.0000
3	0	0	1.0000
4	0	0	1.0000
5	0	0	1.0000
6	0	0	1.0000
7	0	0	1.0000
8	0	0	1.0000
9	0	0	1.0000
10	0	0	1.0000
11	0	0	1.0000
12	0	0	1.0000
13	0	0	1.0000
14	0	0	1.0000
15	0	0	1.0000
16	0	0	1.0000
17	0	0	1.0000
18	1.0000	0	0
19	0	0	1.0000
20	0	0	1.0000
21	0	0	1.0000
22	0	0	1.0000
23	0	0	1.0000
24	1.0000	0	0
25	0	0	1.0000
26	0	1.0000	0
27	0.3158	0	0.6842
28	0	0	1.0000
29	0.8943	0	0.1057
30	0	0	1.0000
31	0.9310	0	0.0690
32	0	0	1.0000
33	0	0	1.0000
34	0.5729	0	0.4271
35	0	0	1.0000
36	0	1.0000	0
37	0	0	1.0000
38	0	0	1.0000
39	0.3333	0.3333	0.3333

Tabela 17 – Coeficientes – Carga Exponencial.

Barra	τ			ζ		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0,18	0,18	0	6	6	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0,18	0	0	6
9	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
11	0	0,18	0	0	6	0
12	1,51	0	0	3	0	0
13	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0
18	0,92	1,51	1,51	4,04	3,40	3,40
19	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0
24	0	0,92	0	0	4,04	0
25	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0
29	0,92	0,18	0,18	4,04	6	6
30	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0,92	0	0	4,04
34	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0
39	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,25

Anexos

ANEXO A – Dados 5 barras

Tabela 18 – Carga nominal nas Barras.

Barra	Carga Ativa $[kW]$			Carga Reativa $[kW]$		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0
2	48,00	50,00	54,00	6,67	6,67	6,67
3	64,00	66,67	72,00	10	10	10
4	86,40	90,00	97,20	3,33	3,33	3,33
5	12,80	13,33	14,40	0	0	0

Tabela 19 – Dados de geração – 5 barras.

Barra	$P_{g_{min}}^{a,b,c}$	$P_{g_{max}}^{a,b,c}$	$Q_{g_{min}}^{a,b,c}$	$Q_{g_{max}}^{a,b,c}$
1	0	6 MW	-6 $Mvar$	6 $Mvar$

Tabela 20 – Resistência das linha – 5 barras.

Linhas		Resistência Própria [Ω]			Resistência Mútua[Ω]		
De	Para	A	B	C	AB	BC	CA
1	2	0.0420	0.0420	0.0420	0	0	0
2	3	0.0310	0.0310	0.0310	0	0	0
3	5	0.0530	0.0530	0.0530	0	0	0
3	4	0.0840	0.0840	0.0840	0	0	0
5	4	0.0400	0.0400	0.0400	0	0	0
5	1	0.0310	0.0310	0.0310	0	0	0

Tabela 21 – Reatância das linhas – 5 barras.

Linhas		Reatância Própria			Reatância Mútua		
De	Para	A	B	C	AB	BC	CA
1	2	0.1680	0.1680	0.1680	0.0018	0.0018	0.0018
2	3	0.1260	0.1260	0.1260	0.0013	0.0013	0.0013
3	5	0.2100	0.2100	0.2100	0	0	0
3	4	0.3360	0.3360	0.3360	0.0034	0.0034	0.0034
5	4	0.1000	0.1000	0.1000	0.0010	0.0010	0.0010
5	1	0.1260	0.1260	0.1260	0.0013	0.0013	0.0013

ANEXO B – Dados sistema IEEE 37 barras

Tabela 22 – Dados de geração – *IEEE* 37 barras.

Barra	$P_{g_{min}}^{a,b,c}$	$P_{g_{max}}^{a,b,c}$	$Q_{g_{min}}^{a,b,c}$	$Q_{g_{max}}^{a,b,c}$
1	0	15 MW	-15 $Mvar$	15 $Mvar$

Tabela 23 – Carga nominal – *IEEE* 37 barras.

Barra	Carga Ativa [kW]			Carga Reativa [kW]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	420	420	1050	210	210	525
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	255	0	0	120
8	24	255	0	12	120	0
9	0	0	255	0	0	120
10	0	0	0	0	0	0
11	51	63	0	24	30	0
12	255	0	0	120	0	0
13	0	0	255	0	0	120
14	0	0	0	0	0	0
15	0	126	0	0	63	0
16	0	0	0	0	0	0
17	0	420	63	0	210	30
18	0	126	0	0,00	63,00	0
19	0	0	0	0	0	0
20	0	0	126	0	0	63
21	126	0	0	63	0	0
22	126	0	0	63	0	0
23	126	126	126	63	63	63
24	0	0	255	0,00	0	120
25	0	0	0	0	0	0
26	0	255	0	0	120	0
27	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0
29	0	0	126	0	0	63
30	255	0	0	120	0	0
31	0	0	126	0	0	63
32	0	0	0	0	0	0
33	0	0	255	0	0,00	120
34	0	126	0	0	63	0
35	420	0	0	210	0	0
36	378	0	0	186	0	0
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	255	0	0	120
39	0	0	126	0	0	63

Tabela 24 – Resistência das linhas – *IEEE* 37 barras

Linhas		Resistência Própria			Resistência Mútua		
De	Para	A	B	C	AB	BC	CA
1	2	0,0002	0,0002	0,0002	0	0	0
2	3	0,0002	0,0002	0,0002	0	0	0
3	4	0,0009	0,0008	0,0009	0,0002	0,0001	0,0002
4	5	0,0009	0,0009	0,0009	0,0003	0,0002	0,0003
5	6	0,0017	0,0017	0,0017	0,0004	0,0004	0,0004
6	7	0,001	0,001	0,001	0,0003	0,0002	0,0003
6	8	0,0014	0,0014	0,0014	0,0034	0,0003	0,0034
5	9	0,001	0,001	0,001	0,0004	0,0003	0,0004
9	10	0,0014	0,0014	0,0014	0,0005	0,0005	0,0005
10	11	0,0003	0,0003	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001
11	12	0,0022	0,0023	0,0022	0,0006	0,0005	0,0006
10	13	0,0021	0,0021	0,0021	0,0008	0,0008	0,0008
13	14	0,0016	0,0016	0,0016	0,0006	0,0006	0,0006
14	15	0,0012	0,0012	0,0012	0,0003	0,0003	0,0003
13	16	0,004	0,004	0,004	0,001	0,0009	0,001
16	17	0,0005	0,0005	0,0005	0,0001	0,0001	0,0001
16	18	0,0033	0,0033	0,0033	0,0008	0,0008	0,0008
5	19	0,0013	0,0012	0,0013	0,0004	0,0003	0,0004
19	20	0,001	0,001	0,001	0,0003	0,0002	0,0003
20	21	0,0007	0,0007	0,0007	0,0003	0,0003	0,0003
21	22	0,0012	0,0012	0,0012	0,0003	0,0003	0,0003
21	23	0,0009	0,0009	0,0009	0,0002	0,0002	0,0002
19	24	0,0016	0,0016	0,0016	0,0006	0,0006	0,0006
24	25	0,0005	0,0005	0,0005	0,0002	0,0002	0,0002
25	26	0,0016	0,0016	0,0016	0,0006	0,0006	0,0002
25	27	0,0009	0,0009	0,0009	0	0	0
25	28	0,0009	0,0009	0,0009	0,0003	0,0003	0,0003
28	29	0,0014	0,0014	0,0014	0,0003	0,0003	0,0003
28	30	0,0009	0,0009	0,0009	0,0003	0,0003	0,0003
30	31	0,0015	0,0015	0,0015	0,0006	0,0005	0,0006
31	32	0,0022	0,0023	0,0022	0,0006	0,0005	0,0006
32	33	0,0009	0,0009	0,0009	0,0002	0,0002	0,0002
32	34	0,0055	0,0055	0,0055	0,0014	0,0013	0,0014
31	35	0,0017	0,0017	0,0017	0,0006	0,0006	0,0006
35	36	0,0011	0,0011	0,0011	0,0004	0,0004	0,0004
36	37	0,0011	0,0011	0,0011	0,0004	0,0004	0,0004
37	38	0,0009	0,0009	0,0009	0,0002	0,0002	0,0002
37	39	0,0011	0,0011	0,0011	0,0004	0,0004	0,0004

Tabela 25 – Reatância das linhas – *IEEE* 37 barras

Linhas		Reatância Própria			Reatância Mútua		
De	Para	A	B	C	AB	BC	CA
1	2	0,0001	0,0001	0,0001	0	0	0
2	3	0,0003	0,0003	0,0003	0	0	0
3	4	0,0006	0,0006	0,0006	0,0001	0,0001	0,0001
4	5	0,0006	0,0005	0,0006	0,0001	0,0001	0,0001
5	6	0,0006	0,0006	0,0006	0,0002	0,0002	0,0002
6	7	0,0004	0,0004	0,0004	0,0001	0,0001	0,0001
6	8	0,0005	0,0005	0,0005	0,0002	0,0001	0,0002
5	9	0,0005	0,0005	0,0005	0,0002	0,0001	0,0002
9	10	0,0007	0,0007	0,0007	0,0002	0,0002	0,0002
10	11	0,0001	0,0001	0,0001	0	0	0
11	12	0,0008	0,0008	0,0008	0,0003	0,0002	0,0003
10	13	0,0011	0,001	0,0011	0,0003	0,0002	0,0003
13	14	0,0008	0,0008	0,0008	0,0003	0,0002	0,0003
14	15	0,0004	0,0004	0,0004	0,0002	0,0001	0,0002
13	16	0,0015	0,0014	0,0015	0,0005	0,0004	0,0005
16	17	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001
16	18	0,0012	0,0012	0,0012	0,0004	0,0003	0,0004
5	19	0,0008	0,0007	0,0008	0,0001	0,0002	0,0001
19	20	0,0004	0,0004	0,0004	0,0001	0,0001	0,0001
20	21	0,0004	0,0004	0,0004	0,0001	0,0001	0,0001
21	22	0,0004	0,0004	0,0004	0,0002	0,0001	0,0002
21	23	0,0003	0,0003	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001
19	24	0,0008	0,0008	0,0008	0,0003	0,0002	0,0003
24	25	0,0003	0,0003	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001
25	26	0,0008	0,0008	0,0008	0,0003	0,0002	0,0003
25	27	0,0172	0,0172	0,0172	0	0	0
25	28	0,0004	0,0004	0,0004	0,0001	0,0001	0,0001
28	29	0,0005	0,0005	0,0005	0,0002	0,0001	0,0002
28	30	0,0004	0,0004	0,0004	0,0001	0,0001	0,0001
30	31	0,0008	0,0007	0,0008	0,0002	0,0002	0,0002
31	32	0,0008	0,0008	0,0008	0,0003	0,0002	0,0003
32	33	0,0003	0,0003	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001
32	34	0,002	0,0019	0,002	0,0007	0,0006	0,0007
31	35	0,0009	0,0008	0,0009	0,0003	0,0002	0,0003
35	36	0,0006	0,0005	0,0006	0,0002	0,0001	0,0002
36	37	0,0006	0,0005	0,0006	0,0002	0,0001	0,0002
37	38	0,0003	0,0003	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001
37	39	0,0006	0,0005	0,0006	0,0002	0,0001	0,0002

Tabela 26 – Susceptância capacitiva das linhas – *IEEE* 37 barras

Linhas		Susceptância Capacitiva Própria		
De	Para	A	B	C
1	2	0,001	0,001	0,001
2	3	0	0	0
3	4	0,0042	0,0042	0,0042
4	5	0,0021	0,0021	0,0021
5	6	0,0004	0,0004	0,0004
6	7	0,0003	0,0003	0,0003
6	8	0,0003	0,0003	0,0003
5	9	0,0005	0,0005	0,0005
9	10	0,0007	0,0007	0,0007
10	11	0,0001	0,0001	0,0001
11	12	0,0005	0,0005	0,0005
10	13	0,001	0,001	0,001
13	14	0,0008	0,0008	0,0008
14	15	0,0003	0,0003	0,0003
13	16	0,001	0,001	0,001
16	17	0,0001	0,0001	0,0001
16	18	0,0008	0,0008	0,0008
5	19	0,0029	0,0029	0,0029
19	20	0,0003	0,0003	0,0003
20	21	0,0004	0,0004	0,0004
21	22	0,0003	0,0003	0,0003
21	23	0,0002	0,0002	0,0002
19	24	0,0008	0,0008	0,0008
24	25	0,0003	0,0003	0,0003
25	26	0,0008	0,0008	0,0008
25	27	0	0	0
25	28	0,0004	0,0004	0,0004
28	29	0,0003	0,0003	0,0003
28	30	0,0004	0,0004	0,0004
30	31	0,0007	0,0007	0,0007
31	32	0,0005	0,0005	0,0005
32	33	0,0002	0,0002	0,0002
32	34	0,0013	0,0013	0,0013
31	35	0,0008	0,0008	0,0008
35	36	0,0005	0,0005	0,0005
36	37	0,0005	0,0005	0,0005
37	38	0,0002	0,0002	0,0002
37	39	0,0005	0,0005	0,0005