

**INSTITUTO FEDERAL DE MINAS GERAIS  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PEDRO HENRIQUE FREIRE**

**SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO  
APLICADA À OBTENÇÃO DA CURVA PV**

**FORMIGA – MG  
2015**

**PEDRO HENRIQUE FREIRE**

**SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO  
APLICADA À OBTENÇÃO DA CURVA PV**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Luiz Eduardo de Souza Pereira

**FORMIGA – MG**

**2015**

F866s Freire, Pedro Henrique  
Simulação de Monte Carlo Aplicada À Obtenção da Curva PV / Pedro  
Henrique Freire – Formiga, MG., 2015.

66p.: il.

Orientador: Prof. Me. Luiz Eduardo de Souza Pereira

Trabalho de Conclusão de Curso – Instituto Federal Minas Gerais –  
Campus Formiga

1. Fluxo de Potência. 2. Simulação de Monte Carlo. 3. Estabilidade de  
Tensão. 4. Curva PV

I. Pereira, Luiz Eduardo de Souza. II. Título.

CDD 621.3

PEDRO HENRIQUE FREIRE

**SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO  
APLICADA À OBTENÇÃO DA CURVA PV**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica  
do Instituto Federal de Minas Gerais como  
requisito para obtenção do título de bacharel  
em Engenharia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

---

Luiz Eduardo de Souza Pereira  
Orientador

---

Patrick Santos de Oliveira  
Avaliador

---

Renan Souza Moura  
Avaliador

Formiga, 19 de Janeiro de 2015.

Dedico este trabalho em especial aos meus pais e toda minha família, que sempre me deram força para conquistar mais essa vitória em minha vida.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente a Deus, por me iluminar e dar forças para seguir sempre forte nos caminhos da minha vida.

Aos meus pais Eliani e Leandro pelo carinho e apoio em todas as etapas da minha vida.

A minha irmã Paula pelo carinho e por me apoiar sempre.

Ao Instituto Federal de Minas Gerais – IFMG, por todos conhecimentos a mim repassados e por sempre zelar pela qualidade do ensino.

Ao orientador, o professor Luiz Eduardo de Souza Pereira, por todo apoio dado, dúvidas tiradas, ideias e correções do trabalho.

A todos os meus professores, que em cada matéria dada em sala de aula contribuíram para o meu crescimento profissional e pessoal.

A todos os funcionários do IFMG por serem sempre prestativos, educados e apoiadores do meu curso.

A todos os alunos do curso de engenharia elétrica do campus Formiga, por estarem sempre ao meu lado em todas as horas e sempre me ajudarem de alguma forma.

A todos os meus amigos, por sempre me apoiarem e me dar forças para seguir sempre em frente.

Aos meus amigos da republica Kzona, pela grande amizade durante todo o tempo de curso e por termos nos tornado realmente uma segunda família.

## RESUMO

O fluxo de potência é uma das ferramentas mais utilizadas no estudo dos sistemas de energia elétrica, e lida com o cálculo das tensões e fluxos nas linhas, em uma grande e esparsa rede elétrica, para uma determinada carga e geração.

As gerações, as cargas ativas e reativas e os dados de linha de transmissão no cálculo do fluxo de potência são descritas por um único valor. Contudo, a realidade é bem diferente. As gerações, as cargas e os parâmetros de linha sofrem variações aleatórias. Desta forma, a maneira mais eficiente no tratamento do problema é considerar esses componentes passíveis de variação. Consequentemente, os resultados do fluxo de potência são apresentados não como numa forma pontual, mas sim como numa faixa de possíveis valores. Esta consideração permite uma avaliação muito mais realista a respeito da operação de um sistema de energia elétrica.

A estabilidade de tensão tem sido uma das principais preocupações dos operadores e planejadores do sistema de energia elétrica nos últimos anos. O contínuo aumento da carga, aliada à falta de investimentos em transmissão e geração, levaram os sistemas a operarem muito próximos de seus limites. Por isso, a estabilidade de tensão tem sido um assunto amplamente analisado. Sua análise estática pode ser avaliada por várias ferramentas como, por exemplo, a curva PV.

O objetivo principal deste trabalho é calcular, de forma intervalar, com incertezas nos dados de carga e nos parâmetros de linha, a curva PV dos sistemas testes utilizando a simulação de Monte Carlo.

Palavras chave: Fluxo de potência, simulação de Monte Carlo, estabilidade de tensão, curva PV.

## ABSTRACT

The power flow is one of the most used tools in the study of electric power systems, and deals with the voltage calculation and flow lines in a large and sparse electric grid, for a given load and generation.

Generations, active and reactive loads and transmission line data in the calculation of power flow are described by a single value. However, the reality is quite different. Generations, loads and line parameters suffer random variations. Thus, the problem in the most efficient way of treatment is to consider generation, the load and line parameters subject to variation. Consequently, the results of power flow are presented not as an ad hoc way, but as a range of possible values. This finding allows for a more realistic assessment regarding the operation of an electric power system.

The voltage stability has been a major concern for operators and planners of the electric power system in recent years. The continuous increase of the load, coupled with the lack of investment in transmission and generation, led the systems operating very close to its limits. Therefore, the voltage stability has been a widely discussed topic. Its static analysis can be assessed by various tools such as, for example, the PV curve.

The main objective of this work is to calculate, in interval form, with uncertainties in data load and line parameters, the PV curve of the power systems using Monte Carlo simulation.

Keywords: Power flow, Monte Carlo simulation, voltage stability, PV curve.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – CONVENÇÃO DE SINAL PARA OS FLUXOS DE POTÊNCIA NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	20
FIGURA 2 - CURVA P-V (COSTA, 2008). .....	45
FIGURA 3 - CURVAS P-V PARA DIFERENTES REATÂNCIAS DE LINHA (COSTA, 2008). .....	47
FIGURA 4 - CURVAS P-V PARA DIFERENTES FATORES DE POTÊNCIA DE CARGA (COSTA, 2008). .....	48
FIGURA 5 - CURVA P-V PARA O SISTEMA DE 3 BARRAS COM FAIXA DE 5%...	50
FIGURA 6 - CURVA P-V PARA O SISTEMA DE 14 BARRAS COM FAIXA DE 5%.	51
FIGURA 7 - CURVA P-V PARA O SISTEMA DE 30 BARRAS COM FAIXA DE 5%.	52
FIGURA 8 - CURVA P-V PARA O SISTEMA DE 3 BARRAS COM FAIXA DE 3%...	54
FIGURA 9 - CURVA P-V PARA O SISTEMA DE 14 BARRAS COM FAIXA DE 3%.	55
FIGURA 10 - CURVA P-V PARA O SISTEMA DE 30 BARRAS COM FAIXA DE 3%. .....	56
FIGURA 11 - CURVA P-V PARA O SISTEMA DE 3 BARRAS COM FAIXA DE 6%.	58
FIGURA 12 - CURVA P-V PARA O SISTEMA DE 14 BARRAS COM FAIXA DE 6%. .....	59
FIGURA 13 - CURVA P-V PARA O SISTEMA DE 30 BARRAS COM FAIXA DE 6%. .....	60

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - DADOS DE BARRA. ....	27
TABELA 2 - DADOS DE LINHAS.....	27
TABELA 3 - RESULTADOS (PU).....	31
TABELA 4 - DEMANDAS INTERVALARES.....	37
TABELA 5 - VALORES DE U E DAS DEMANDAS.....	38
TABELA 6 - TENSÃO NAS BARRAS.....	38
TABELA 7 - GERAÇÃO DA BARRA DE REFERÊNCIA.....	38
TABELA 8 - GERAÇÃO REATIVA DA BARRA PV.....	38
TABELA 9 - FLUXO DE POTÊNCIA NAS LINHAS K-M.....	39
TABELA 10 - FLUXO DE POTÊNCIA NAS LINHAS M-K.....	39
TABELA 11 - PERDAS DE POTÊNCIA NAS LINHAS.....	39
TABELA 12 - MAGNITUDE DAS TENSÕES.....	40
TABELA 13 - FASE DAS TENSÕES.....	40
TABELA 14 - GERAÇÃO ATIVA DA BARRA DE REFERÊNCIA.....	40
TABELA 15 - GERAÇÃO REATIVA DA BARRA DE REFERÊNCIA.....	41
TABELA 16 - GERAÇÃO REATIVA DA BARRA PV.....	41
TABELA 17 - FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NAS LINHAS K-M.....	41
TABELA 18 - FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NAS LINHAS K-M.....	42
TABELA 19 - FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NAS LINHAS M-K.....	42
TABELA 20 - FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NAS LINHAS M-K.....	42
TABELA 21 - PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA NAS LINHAS.....	43
TABELA 22 - PERDAS DE POTÊNCIA REATIVA NAS LINHAS.....	43
TABELA 23 - VALORES DE TENSÃO NO PONTO DE MÁXIMO CARREGAMENTO PARA UMA FAIXA DE 5%. ....	52

TABELA 24 - VALORES DE TENSÃO NO PONTO DE MÁXIMO CARREGAMENTO PARA UMA FAIXA DE 3%.....	57
TABELA 25 - VALORES DE TENSÃO NO PONTO DE MÁXIMO CARREGAMENTO PARA UMA FAIXA DE 6%.....	61
TABELA 26 - VARIAÇÕES PERCENTUAIS .....	62

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 .....	14
INTRODUÇÃO .....	14
1.1 Considerações Gerais .....	14
1.2 Objetivos .....	15
1.3 Estrutura do Trabalho .....	16
CAPITULO 2 .....	17
FLUXO DE POTÊNCIA .....	17
2.1 Introdução .....	17
2.2 Formulação Básica do Problema .....	18
2.3 Método de Newton .....	22
CAPÍTULO 3 .....	32
SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO .....	32
3.1 Introdução .....	32
3.2 Aplicação em Sistemas Elétricos de Potência .....	33
CAPÍTULO 4 .....	44
ESTABILIDADE DE TENSÃO .....	44
4.1 Introdução .....	44
4.2 Curvas P-V .....	45
CAPÍTULO 5 .....	49
RESULTADOS .....	49
CAPÍTULO 6 .....	63

CONCLUSÕES .....	63
6.1 Considerações Finais .....	63
6.2 Propostas Para Trabalhos Futuros.....	64
REFERÊNCIAS .....	65

## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUÇÃO**

#### **1.1 Considerações Gerais**

No cálculo do fluxo de potência, as gerações, as cargas ativas e reativas e os dados de linha de transmissão, são descritos por dados determinísticos. Porém, o que se vê na prática é que estes parâmetros de entrada para o cálculo do fluxo de potência sofrem variações aleatórias. Devido a essas variações aleatórias, a maneira mais correta de analisar um problema de fluxo de potência, é fazer um estudo considerando incertezas. Através da simulação de Monte Carlo os resultados do fluxo de potência são apresentados não como numa forma pontual, mas sim como numa faixa de possíveis valores, permitindo uma avaliação mais realista do problema (PEREIRA, 2011).

Nas últimas décadas devido às incertezas econômicas e às restrições ambientais, as linhas de transmissão estão operando cada vez mais carregadas e próximas de seus limites, e isto deu origem ao problema da instabilidade de tensão. Portanto há grande preocupação por parte dos operadores em manter sob o ponto de vista de tensão, os sistemas estáveis.

Algumas ferramentas estáticas para análise de estabilidade de tensão são as curvas  $P - V$  e as curvas  $Q - V$ . As curvas  $Q - V$  representam a variação da

magnitude da tensão em uma determinada barra em função da injeção de potência reativa. A obtenção desta curva é feita adicionando-se um condensador síncrono fictício à barra escolhida para análise. Reduz-se gradativamente a sua tensão à medida que se calcula a injeção de potência reativa através da solução de sucessivos fluxos de potência (DUTRA, 2014). Já as curvas  $P - V$  que foram o foco principal de estudo do presente trabalho representam a margem de carregamento do sistema, e é obtida através da solução de sucessivos fluxos de potência, e a cada tramite de fluxo de potência aumenta-se gradativamente a demanda de potência ativa e reativa do sistema.

## **1.2 Objetivos**

O objetivo deste trabalho foi fazer um estudo de fluxo de potência considerando incertezas do sistema e posteriormente levando em consideração as incertezas nos dados de carga, obter a curva  $P-V$  de forma intervalar, ou seja, dentro de uma faixa de possíveis valores. Foram simulados três sistemas: 3 barras, 14 barras IEEE e 30 barras IEEE.

### 1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho esta dividido em seis capítulos que são descritos a seguir:

O CAPÍTULO 2 apresenta os conceitos e definições de fluxo de potência e sua solução pelo método de Newton.

O CAPÍTULO 3 apresenta a simulação de Monte Carlo e suas aplicações em sistemas elétricos de potência.

O CAPÍTULO 4 apresenta conceitos e definições de estabilidade de tensão e da curva P-V.

O CAPÍTULO 5 apresenta os resultados para diferentes sistemas elétricos, com análises e explicações.

O CAPÍTULO 6 apresenta as considerações finais e as propostas para trabalhos futuros.

## **CAPITULO 2**

### **FLUXO DE POTÊNCIA**

#### **2.1 Introdução**

O fluxo de potência é um estudo da rede elétrica em condições de regime permanente, ou seja, considerando-se que o comportamento dos equipamentos é estático ou sua variação com o tempo seja lenta o suficiente para se desprezar os efeitos transitórios (TEIXEIRA, 2013).

O cálculo do fluxo de potência em uma rede de energia elétrica é realizado para obter a distribuição dos fluxos (potências ativas e reativas que fluem pelas linhas e transformadores) e determinar o estado da rede (módulo e ângulo das tensões nas barras) por meio da representação de um conjunto de equações e inequações algébricas (MONTICELLI, 1983).

As equações básicas do fluxo de potência são formuladas de acordo com a primeira lei de Kirchoff, na qual a potência líquida injetada em cada nó da rede elétrica deve ser igual à soma das potências injetadas por todos os componentes ligados a este nó. Tais componentes podem ser internos, como linhas de transmissão, transformadores, capacitores, e reatores ou externos, como os geradores e a carga (SESSA, 2013).

## 2.2 Formulação Básica do Problema

Para resolução de problemas que envolvem fluxo de potência são utilizadas equações de potência ou de corrente, escritas em termos das coordenadas polares ou retangulares das tensões nas barras. Neste trabalho serão usadas as coordenadas polares para resolução do problema (PEREIRA, 2011).

Na formulação mais simples do problema (formulação básica), a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo duas delas conhecidas e duas tratadas como incógnitas (PEREIRA, 2011).

As variáveis para uma barra genérica  $k$  são:

- $V_k$  é o módulo da tensão na barra  $k$ ;
- $\theta_k$  é o ângulo da tensão na barra  $k$ ;
- $P_k$  é a injeção líquida de potência ativa na barra  $k$ ;
- $Q_k$  é a injeção líquida de potência reativa na barra  $k$ ;

Os tipos de barras do sistema são:

- Barra de referência, *swing* ou *slack* ( $V\theta$ ) – Esta barra tem função de fornecer a referência do sistema, e também, é utilizada para realizar o fechamento de balanço de potência. Na barra  $V\theta$  são dados os valores de  $V_k$  e  $\theta_k$ , e calculados as incógnitas  $P_k$  e  $Q_k$ ;

- Barra de carga, ( $PQ$ ) – Na barra  $PQ$  são dados os valores de  $P_k$  e  $Q_k$ , e calculadas as incógnitas  $V_k$  e  $\theta_k$ ;
- Barra de geração, ( $PV$ ) – A barra  $PV$  tem a magnitude da tensão constante e o controle é feito por injeção de potência reativa através de um condensador síncrono ou por dispositivos estáticos. Na barra  $PV$  são dados os valores de  $P_k$  e  $V_k$  e calculadas as incógnitas  $Q_k$  e  $\theta_k$ .

Para cada barra é aplicada a primeira lei de Kirchoff, em que o somatório das potências ativas e reativas que entram na barra é igual ao somatório das potências ativas e reativas que saem da barra (MONTICELLI, 1983). Como é mostrado na equação 2.1.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m)$$

Em que

$k = 1, NB$ , sendo  $NB$  o número de barras da rede

$\Omega_k$ : o conjunto das barras vizinhas da barra  $k$

$V_k, V_m$ : magnitudes das tensões das barras terminais do ramo  $k$ - $m$

$\theta_k, \theta_m$ : ângulos das tensões das barras terminais do ramo  $k$ - $m$

$P_{km}$ : fluxo de potência ativa no ramo k-m

$Q_{km}$ : fluxo de potência reativa no ramo k-m

$Q_k^{sh}$ : componente da injeção de potência reativa devida ao elemento shunt da barra k

A equação 2.1 obedece uma convenção de sinal onde: as injeções líquidas de potência são positivas quando entram na barra (geração) e negativas quando saem da barra (carga); os fluxos de potência são positivos quando saem da barra e negativos quando entram, como ilustra a figura 1.



Figura 1 – Convenção de sinal para os fluxos de potência nas linhas de transmissão.

Os sentidos dos fluxos  $P_{km}$  e  $P_{mk}$  são definidos através de setas saindo da barra do primeiro índice em direção à barra do segundo índice.

Se  $P_{km} > 0$ , o fluxo de potência é da barra k para a barra m

Se  $P_{km} < 0$ , o fluxo de potência é da barra m para k

Se  $P_{mk} > 0$ , o fluxo de potência é da barra m para a barra k

Se  $P_{mk} < 0$ , o fluxo de potência é da barra k para m

As restrições de operação de um problema de fluxo de potência são formadas por:

Limites das tensões nas barras PQ:

$$V_k^{\text{mín}} \leq V_k \leq V_k^{\text{máx}} \quad (2.2)$$

Limites de injeções de potência reativa das barras PV:

$$Q_k^{\text{mín}} \leq Q_k \leq Q_k^{\text{máx}} \quad (2.3)$$

### 2.2.1 Expressões gerais dos fluxos de potência (CANOSSA, 2007)

Os fluxos de potência ativa e reativa em linhas de transmissão, transformadores em fase, defasadores puros e defasadores, obedecem às expressões gerais:

$$\begin{aligned} P_{km} &= (a_{km}V_k)^2 g_{km} - (a_{km}V_k)V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ Q_{km} &= -(a_{km}V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - (a_{km}V_k)V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ P_{mk} &= (a_{km}V_m)^2 g_{km} - (a_{km}V_k)V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ Q_{mk} &= -(a_{km}V_m)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km}V_k)V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \end{aligned} \quad (2.4)$$

No caso de linhas de transmissão,  $a_{km} = 1$  e  $\varphi_{km} = 0$ . Para transformadores em-fase  $b_{km}^{sh} = 0$  e  $\varphi_{km} = 0$ . Para os defasadores puros,  $a_{km} = 1$  e  $b_{km}^{sh} = 0$ . Finalmente para os defasadores,  $b_{km}^{sh} = 0$ .

A expressão da injeção de corrente na barra k em função dos elementos da matriz admitância é dada por:

$$I_{kk} = Y_{kk} + E_k + \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km} E_m = \sum_{m \in k} Y_{km} E_m \quad (2.5)$$

em que  $Y_{km} = G_{km} + jB_{km} = -a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km}$ ,  $Y_{kk} = jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jb_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km})$ , e  $k$  é o conjunto de todas as barras  $m$  adjacentes à barra  $k$ , incluindo a própria barra  $k$ , ou seja, o conjunto  $k$  é formado pelos elementos do conjunto  $\Omega_k$  mais a própria barra  $k$ .

As equações 2.4 e 2.5 são resolvidas através de métodos iterativos, e o método mais utilizado é o de Newton-Raphson.

## 2.3 Método de Newton

### 2.1.1 Fluxo de Potência pelo Método de Newton

Com o crescimento dos sistemas elétricos, os problemas de fluxo de potência foram se tornando mais complexos e o método de Newton-Raphson passou a ser o mais utilizado (CANOSSA, 2007).

O método de Newton-Raphson é um dos métodos numéricos mais eficientes para resolução de problemas não lineares. O método permite calcular as raízes de uma função de segundo grau através de um algoritmo iterativo (TEIXEIRA, 2013).

No caso de problemas de ordem superior a 2, o método de Newton-Raphson poderá não convergir podendo ficar preso em um máximo ou mínimo local, por isso faz-se necessário a utilização de outros métodos.

O método de Newton é aplicado à resolução do subsistema 1 (S1) que é dado por:

$$S1 = \begin{cases} \Delta P = P^{esp} - P(V, \theta) = 0 \\ \Delta Q = Q^{esp} - Q(V, \theta) = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0 & k \in \{\text{barras PQ e PV}\} \\ \Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0 & k \in \{\text{barras PQ}\} \end{cases} \quad (2.17)$$

onde  $P_k^{esp}$  e  $Q_k^{esp}$  são os respectivos valores das injeções de potência ativa e reativa especificados para as barras, sendo dados por  $P_k^{esp} = P_k^G - P_k^C$  e  $Q_k^{esp} = Q_k^G - Q_k^C$ .  $P_k^{calc}(V, \theta)$  e  $Q_k^{calc}(V, \theta)$ , são calculados através das equações das potências nodais.  $\Delta P_k$  e  $\Delta Q_k$  são chamados de *mismatches* (resíduos) de potência ativa e reativa, respectivamente. O ponto central da resolução do subsistema 1 consiste em determinar o vetor de correções  $\Delta x$  (sendo  $x$  o vetor das variáveis dependentes):

$$g(x_i) = -J(x_i)\Delta x_i \Rightarrow \Delta x_i = [J(x_i)]^{-1}g(x_i) \quad (2.18)$$

Assim tem-se:

$$\Delta x_i = \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} \begin{matrix} \} NPV + NPQ \\ \} NPQ \end{matrix}$$

$$g(x_i) = \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \begin{matrix} \} NPV + NPQ \\ \} NPQ \end{matrix}$$

Considerando as expressões dos vetores  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  dadas em (2.17), em que  $P^{esp}$  e  $Q^{esp}$  são constantes, a matriz Jacobiana pode ser escrita da seguinte maneira:

$$J(x^i) = \begin{bmatrix} H & M \\ N & L \end{bmatrix}^i \quad (2.19)$$

sendo que as submatrizes dadas em (2.19) são representadas por:

$$H = \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} \quad N = \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial V}$$

$$M = \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial \theta} \quad L = \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V}$$

Assim, a equação que define a aplicação do método de Newton-Raphson ao fluxo de potência fica sendo:

$$\begin{pmatrix} \Delta P^i \\ \Delta Q^i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H & N \\ M & L \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta^i \\ \Delta V^i \end{pmatrix}$$

As submatrizes que compõem a matriz Jacobiana são dadas por:

$$H = \begin{cases} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m [G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}] \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in k} V_m [G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}] \end{cases} \quad (2.20)$$

$$N = \begin{cases} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k [G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}] \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in k} V_m [G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}] \end{cases} \quad (2.21)$$

$$M = \begin{cases} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m [G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}] \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m [G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}] \end{cases} \quad (2.22)$$

$$L = \begin{cases} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k [G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}] \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m [G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}] \end{cases} \quad (2.23)$$

Os passos a serem executados para a solução do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson são os seguintes:

1. Fazer  $i = 0$ , escolher os valores iniciais dos ângulos das tensões das barras PQ e PV e as magnitudes das tensões das barras PQ;
2. Calcular  $P_k(V^i, \theta^i)$  para as barras PQ e PV,  $Q_k(V^i, \theta^i)$  para as barras PQ, e determinar o vetor dos resíduos (“mismatches”)  $\Delta P_k^i$  e  $\Delta Q_k^i$ ;
3. Testar a convergência: se  $\max\{\Delta P_k^i\} \leq \varepsilon_p$  e  $\max\{\Delta Q_k^i\} \leq \varepsilon_q$ , o processo convergiu para a solução  $(V^i, \theta^i)$ ; caso contrário, continuar;
4. Calcular a matriz Jacobiana

$$J(V^i, \theta^i) = \begin{pmatrix} H(V^i, \theta^i) & N(V^i, \theta^i) \\ M(V^i, \theta^i) & L(V^i, \theta^i) \end{pmatrix}$$

5. Determinar a nova solução  $(V^{i+1}, \theta^{i+1})$ , em que  $\theta^{i+1} = \theta^i + \Delta\theta^i$  e  $V^{i+1} = V^i + \Delta V^i$ , sendo que  $\Delta V^i$  e  $\Delta\theta^i$ , são obtidos com a solução do seguinte sistema linear

$$\begin{pmatrix} \Delta\theta^i \\ \Delta V^i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H(V^i, \theta^i) & N(V^i, \theta^i) \\ M(V^i, \theta^i) & L(V^i, \theta^i) \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P(V^i, \theta^i) \\ \Delta Q(V^i, \theta^i) \end{pmatrix}$$

6. Fazer  $i = i + 1$  e voltar para o passo 2.

### 2.1.2 Aplicação Prática

Seja o sistema de três barras cujos dados estão nas tabelas 1 e 2. A tolerância de convergência para o problema é  $\varepsilon = 10^{-5}$ .

*Tabela 1 - Dados de barra.*

<b>Barra</b>	<b>Tipo</b>	<b>V(PU)</b>	<b><math>\theta(^{\circ})</math></b>	<b>P(PU)</b>	<b>Q(PU)</b>
1	V $\theta$	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	PQ	1,0000	0,0000	-0,0500	-0,0200
3	PV	0,9800	0,0000	-0,0150	0,0000

*Tabela 2 - Dados de linhas.*

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b><math>R_{km}(PU)</math></b>	<b><math>X_{km}(PU)</math></b>	<b><math>B_{TOTAL}(PU)</math></b>
1	2	0,1000	1,0000	0,0200
1	3	0,2000	2,0000	0,0400
3	2	0,1000	1,0000	0,0200

A matriz de admitância do sistema é

$$Y = \begin{pmatrix} 0,1485 - j1,4551 & -0,0990 + j0,9901 & -0,0495 + j0,4950 \\ -0,0990 + j0,9901 & 0,1980 - j1,9602 & -0,0990 + j0,9901 \\ -0,0495 + j0,4950 & -0,0990 + j0,9901 & 0,1485 - j1,4551 \end{pmatrix}$$

As matrizes G e B são

$$G = \begin{pmatrix} 0,1485 & -0,0990 & -0,0495 \\ -0,0990 & 0,1980 & -0,0990 \\ -0,0495 & -0,0990 & 0,1485 \end{pmatrix} \quad B = \begin{pmatrix} -1,4551 & 0,9901 & 0,4950 \\ 0,9901 & -1,9602 & 0,9901 \\ 0,4950 & 0,9901 & -1,4551 \end{pmatrix}$$

Passo 2: Cálculo dos resíduos das potências  $\Delta P_k^i$  e  $\Delta Q_k^i$

$$I = Y * V = Y * \begin{pmatrix} 1\cos 0^\circ + j1\sen 0^\circ \\ 1\cos 0^\circ + j1\sen 0^\circ \\ 0,98\cos 0^\circ + j0,98\sen 0^\circ \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,0010 + j0,0201 \\ 0,0020 + j0,0002 \\ -0,0030 + j0,0591 \end{pmatrix}$$

$$S = V * I^* = \begin{pmatrix} 0,0010 + j0,0201 \\ 0,0020 + j0,0002 \\ -0,0029 + j0,0579 \end{pmatrix}$$

$$P_{calc} = \begin{pmatrix} 0,0010 \\ 0,0020 \\ -0,0029 \end{pmatrix}$$

$$Q_{calc} = \begin{pmatrix} -0,0201 \\ -0,0002 \\ -0,0579 \end{pmatrix}$$

$$\Delta P = P_{esp} - P_{calc} = \begin{pmatrix} -0,0010 \\ -0,0520 \\ -0,1471 \end{pmatrix}$$

$$\Delta Q = Q_{esp} - Q_{calc} = \begin{pmatrix} 0,0201 \\ -0,0198 \\ 0,0579 \end{pmatrix}$$

Para a barra PV fazemos  $\Delta Q = 0$ , pois queremos manter o módulo da tensão da barra, e para a barra  $V\theta$  fazemos  $\Delta P = \Delta Q = 0$ , pois queremos manter o módulo e a fase da tensão da barra. Assim:

$$\Delta P = \begin{pmatrix} 0,0000 \\ -0,0520 \\ -0,1471 \end{pmatrix}$$

$$\Delta Q = \begin{pmatrix} 0,0000 \\ -0,0198 \\ 0,0000 \end{pmatrix}$$

Passo 3: Como alguns valores de  $\Delta Q$  e  $\Delta P$  são maiores que  $\varepsilon$ , continuamos com o processo iterativo.

Passo 4: Resolvemos agora o sistema:

$$\begin{pmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{pmatrix} = J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,0960 & -0,9703 & 0 & 0,2000 & 0 \\ 0 & -0,9703 & 1,4554 & 0 & -0,0970 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -0,1960 & 0,0970 & 0 & 1,9600 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ -0,0520 \\ -0,1471 \\ 0 \\ -0,0198 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ -0,1129 \\ -0,1772 \\ 0 \\ -0,0126 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Passo 5: Atualizando os fatores

$$\theta^{V+1} = \theta^V + \Delta\theta^V = \begin{pmatrix} 0 \\ -0,1129 \\ -0,1772 \end{pmatrix}$$

$$V^{V+1} = V^V + \Delta V^V = \begin{pmatrix} 1,0000 \\ 0,9874 \\ 0,9800 \end{pmatrix}$$

$$V = \begin{pmatrix} 1 \cos 0 + j1 \operatorname{sen} 0 \\ 0,9874 \cos(-6,4687) + j1 \operatorname{sen}(-6,4687) \\ 0,98 \cos(-10,1528) + j0,98 \operatorname{sen}(-10,1528) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,0000 \\ 0,9811 + j0,1113 \\ 0,9647 - j0,1727 \end{pmatrix}$$

E voltamos ao passo 2 com o novo valor de V.

A solução do problema é encontrada na terceira iteração, e o resultado é mostrado na tabela 3.

*Tabela 3 - Resultados (PU).*

---

<b>Barra</b>	<b>Tipo</b>	<b>P</b>	<b>Q</b>	<b>V</b>	<b><math>\theta</math></b>
1	V $\theta$	0,2033	-0,00855	1,0000	0,0000
2	PQ	-0,0500	-0,0200	0,98274	-6,6055
3	PV	-0,1500	-0,01623	0,9800	-10,3630

---

## **CAPÍTULO 3**

### **SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO**

#### **3.1 Introdução**

Durante a segunda Guerra Mundial, o matemático húngaro-americano John Von Neumann, em seu trabalho no projeto Manhattan (bomba atômica), criou o conceito, denominado Simulação de Monte Carlo.

O nome Monte Carlo foi cunhado pelo cientista Metropolis, inspirado no interesse por pôquer de seu colega Ulam. Baseou-se na similaridade que a simulação estatística desenvolvida por eles tinha com jogos de azar, simbolizados nas roletas do cassino de Monte Carlo, na capital do principado de Mônaco.

O comportamento de um sistema durante determinado tempo pode ser estudado, por meio de um modelo computacional. Este modelo pode ser construído a partir de um conjunto de informações operacionais do sistema real.

O método de Monte Carlo é uma técnica de Simulação para os problemas que envolvem dados probabilísticos ou estocásticos. O método é resolvido por um processo que procura simular o problema a partir da utilização de números aleatórios (CAPUTO, 2009).

No método de Monte Carlo, são utilizados procedimentos estocásticos para simular uma variedade de cenários possíveis para as variáveis em estudo e calcula-se o risco mediante a análise da distribuição de probabilidade (GALLEGO, 2009).

Os números aleatórios de qualquer distribuição de probabilidade são gerados empregando números aleatórios uniformes, designados com a letra U, que devem cumprir com as propriedades de uniformidade e independência.

Uma vez determinado um número aleatório uniforme U, é possível gerar uma observação da variável aleatória de interesse da seguinte forma:

1. Qualquer função de distribuição de probabilidade avaliada em qualquer valor  $x$  é igual a um número entre 0 e 1, isto pode ser representado da seguinte forma:

$$F_x(x) = U$$

2. Assim, pode-se obter artificialmente uma observação da variável  $x$  encontrando a função inversa da distribuição de probabilidade.

$$x = F_x^{-1}(U)$$

### **3.2 Aplicação em Sistemas Elétricos de Potência**

A simulação de Monte Carlo tem sido muito empregada para simular as incertezas dos componentes dos sistemas elétricos (GALLEGO, 2009).

Esta simulação é tomada como referência para validar os resultados do fluxo de potência probabilístico quando são empregados modelos analíticos em que todas

as variáveis de interesse precisam ser representadas pelas funções de densidade de probabilidade. Uma vez tendo as funções de densidade de probabilidade, são gerados números aleatórios para encontrar todos os possíveis estados do sistema. (GALLEGO, 2009).

Os métodos baseados em Simulação de Monte Carlo possibilitam a avaliação da confiabilidade para as mais diversas condições do sistema, e podem ser divididos em não-sequenciais e sequenciais. A Simulação de Monte Carlo não-sequencial tem sido uma ferramenta muito útil na avaliação da confiabilidade de geração e/ou transmissão de grandes sistemas encontrados na prática. Métodos baseados em Simulação de Monte Carlo sequencial são mais poderosos para avaliar sistemas elétricos de potência complexos, porém, o esforço computacional é muito mais substancial em comparação aos métodos não-sequenciais (FERNÁNDEZ, 2012).

### 3.2.1 Simulação de Monte Carlo Não-Sequencial

A Simulação de Monte Carlo não-sequencial é um método baseado em espaço de estado, onde os estados dos equipamentos e da carga são selecionados e avaliados sem considerar nenhuma conexão cronológica ou memória. Cada componente do sistema elétrico possui um modelo estocástico que descreve os seus possíveis estados e probabilidades de operação (DIAS, 2008) (FERNÁNDEZ, 2012).

Em (Pereira, 1992) é sugerido o seguinte algoritmo conceitual para avaliação da confiabilidade composta a partir da Simulação de Monte Carlo não-sequencial:

1. Selecionar um estado do sistema (estados dos equipamentos e nível de carga), considerando seus respectivos modelos probabilísticos;
2. Avaliar os estados selecionados;
3. Estimar índices de confiabilidade (LOLP, EPNS, etc);
4. Se as precisões das estimativas são aceitáveis, parar o processo, caso contrário, volte para o passo 1.

Os índices de confiabilidade podem ser estimados por meio da simulação de Monte Carlo como a média de  $N$  valores de função teste  $H(Y_i)$ , considerando cada estado amostrado do sistema  $Y_i$ .

$$\tilde{E}[H] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(Y_i) \quad (3.1)$$

Todos os índices podem ser representados por (3.1) dependendo da definição da função teste  $H$ . A incerteza da estimativa é dada pela variância do estimador, representada por

$$\frac{V(\tilde{E}[H])}{N} = V(H) \quad (3.2)$$

onde  $V(H)$  é a variância da função teste. Esta incerteza é geralmente representada como um coeficiente de variação denominado parâmetro  $\beta$ , muito utilizado para controlar a convergência da simulação. O parâmetro  $\beta$  é definido como,

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[H])}}{\tilde{E}[H]} \quad (3.3)$$

### 3.2.2 Simulação de Monte Carlo Sequencial

Na Simulação de Monte Carlo Sequencial os estados amostrados preservam as características cronológicas do sistema, existindo a preocupação de se amostrar corretamente os estados consecutivos do sistema, bem como seguir as curvas de carga e geração, quando existentes (DIAS, 2008).

Teoricamente, a simulação de Monte Carlo sequencial é a metodologia que produz os resultados mais reais na avaliação da confiabilidade composta de sistemas, sendo comumente adotada como referência para validação de outras metodologias (DIAS, 2008).

O período base de análise normalmente adotado é o ano, por ser adequado à dinâmica do comportamento dos equipamentos e às variações nas curvas temporais do sistema, como a carga e a geração eólica (DIAS, 2008).

O cálculo dos índices de confiabilidade pode ser expresso pela avaliação da seguinte expressão:

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} G(Y_k) \quad (3.4)$$

Onde  $NY$  é o número de séries sintéticas anuais simuladas,  $Y_k$  é a série sintética anual composta pelos estados amostrados sequencialmente dentro do ano  $k$  e  $G$  é uma função específica para o cálculo dos índices de confiabilidade anuais para a série  $Y_k$ .

O termo  $\tilde{E}(G)$  fornece uma estimativa dos índices de confiabilidade calculados sobre todas as séries sintéticas simuladas.

### 3.2.3 Aplicação Prática

Considerando o sistema elétrico de 3 barras descrito na aplicação prática 2.1.2 e as demandas intervalares apresentadas na tabela 4, o processo é iniciado sorteando os valores de U para as demandas ativas e reativas. A tabela 5 apresenta os valores de U sorteados para a primeira iteração e das demandas ativas e reativas. As tabelas 6 a 11 apresentam o resultado do fluxo de potência determinístico para a primeira iteração da simulação de Monte Carlo. Um milhão de simulações de Monte Carlo foram executadas.

*Tabela 4 - Demandas intervalares.*

<b>Barra</b>	<b>Pd<sub>Inferior</sub>(MW)</b>	<b>Pd<sub>Superior</sub>(MW)</b>	<b>Qd<sub>Inferior</sub>(MVar)</b>	<b>Pd<sub>Superior</sub>(MVar)</b>
2	4,9000	5,1000	1,9600	2,0400
3	14,7000	15,3000	0,0000	0,0000

Tabela 5 - Valores de U e das demandas.

Valor Sorteado de U		
0,5000	<b>Pd<sub>2</sub>(MW)</b>	5,0000
1,0000	<b>Qd<sub>2</sub>(MVar)</b>	2,0500
0,0000	<b>Pd<sub>3</sub>(MW)</b>	14,7000

Tabela 6 - Tensão nas barras.

Barra	V(PU)	$\theta(^{\circ})$
1	1,0000	0,0000
2	0,9830	-6,5140
3	0,9800	-10,1800

Tabela 7 - Geração da barra de referência.

P(MW)	Q(MVar)
20,022	-0,8580

Tabela 8 - Geração reativa da barra PV.

Barra	Q(MVar)
3	-1,679

Tabela 9 - Fluxo de Potência nas linhas k-m.

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>P(MW)</b>	<b>Q(MVar)</b>
1	2	11,2720	0,2450
1	3	8,7510	-1,1030
2	3	6,1430	-1,1250

Tabela 10 - Fluxo de Potência nas linhas m-k.

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>P(MW)</b>	<b>Q(MVar)</b>
2	1	-11,1430	-0,9250
3	1	-8,5960	-1,2690
3	2	-6,1040	-0,4090

Tabela 11 - Perdas de potência nas linhas.

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>P(MW)</b>	<b>Q(MVar)</b>
1	2	0,1290	-0,6790
1	3	0,1550	-2,3730
2	3	0,0391	-1,5350

## Análise dos resultados

As tabelas 12 a 22 apresentam os resultados da simulação de Monte Carlo.

*Tabela 12 - Magnitude das tensões.*

<b>Barra</b>	<b><math>V_{\text{Inferior}}(\text{PU})</math></b>	<b><math>V_{\text{Superior}}(\text{PU})</math></b>
1	1,0000	1,0000
2	0,9823	0,9832
3	0,9800	0,9800

*Tabela 13 - Fase das tensões.*

<b>Barra</b>	<b><math>\theta_{\text{Inferior}}(^{\circ})</math></b>	<b><math>\theta_{\text{Superior}}(^{\circ})</math></b>
1	0,0000	0,0000
2	-6,7415	-6,4695
3	-10,5777	-10,1484

*Tabela 14 - Geração ativa da barra de referência.*

<b><math>P_{\text{Inferior}}(\text{MW})</math></b>	<b><math>P_{\text{Superior}}(\text{MW})</math></b>
19,9194	20,7473

Tabela 15 - Geração reativa da barra de referência.

$Q_{\text{Inferior}}(\text{MVar})$	$Q_{\text{Superior}}(\text{MVar})$
-0,9205	-0,7916

Tabela 16 - Geração reativa da barra PV.

Barra	$Q_{\text{Inferior}}(\text{MVar})$	$Q_{\text{Superior}}(\text{MVar})$
3	-1,7378	-1,5050

Tabela 17 - Fluxo de Potência ativa nas linhas k-m.

Linha	$P_{\text{Inferior}}(\text{MW})$	$P_{\text{Superior}}(\text{MW})$
1 - 2	11,1952	11,6612
1 - 3	8,7223	9,0879
2 - 3	6,1177	6,4743

Tabela 18 - Fluxo de Potência reativa nas linhas k-m.

<b>Linha</b>	<b>Q<sub>Inferior</sub>(MVar)</b>	<b>Q<sub>Superior</sub>(MVar)</b>
1 - 2	0,1866	0,2844
1 - 3	-1,1071	-1,0760
2 - 3	-1,1675	-1,0725

Tabela 19 - Fluxo de Potência ativa nas linhas m-k.

<b>Linha</b>	<b>P<sub>Inferior</sub>(MW)</b>	<b>P<sub>Superior</sub>(MW)</b>
2 - 1	-11,5236	-11,0683
3 - 1	-8,9210	-8,5686
3 - 2	-6,4309	-6,0789

Tabela 20 - Fluxo de Potência reativa nas linhas m-k.

<b>Linha</b>	<b>Q<sub>Inferior</sub>(MVar)</b>	<b>Q<sub>Superior</sub>(MVar)</b>
2 - 1	-0,9274	-0,8316
3 - 1	-1,2774	-1,1748
3 - 2	-0,4605	-0,3300

Tabela 21 - Perdas de potência ativa nas linhas.

<b>Linha</b>	<b>P<sub>Inferior</sub>(MW)</b>	<b>P<sub>Superior</sub>(MW)</b>
1 - 2	0,1268	0,1376
1 - 3	0,1537	0,1669
2 - 3	0,0388	0,0434

Tabela 22 - Perdas de potência reativa nas linhas.

<b>Linha</b>	<b>Q<sub>Inferior</sub>(MVar)</b>	<b>Q<sub>Superior</sub>(MVar)</b>
1 - 2	-0,6989	-0,5889
1 - 3	-2,3834	-2,2519
2 - 3	-1,5391	-1,4913

## **CAPÍTULO 4**

### **ESTABILIDADE DE TENSÃO**

#### **4.1 Introdução**

Nas últimas décadas devido a questões econômicas e ambientais os sistemas de energia elétrica estão operando cada vez mais próximos dos seus limites, reduzindo assim a margem de segurança e aumentando a complexidade da supervisão e controle.

Com a liberalização e a reestruturação do setor elétrico mais produtores e consumidores tem tido acesso ao sistema de transmissão fazendo com que os sistemas de energia elétrica se tornem cada vez mais eficientes (produzir o mesmo serviço a custos inferiores), o que por sua vez leva os operadores a explorarem os sistemas mais próximos dos seus limites de segurança e de adequação.

As pressões de ordem ecológica, estéticas e de segurança urbana limitam severamente o reforço dos sistemas de energia elétrica, quer em nível da construção de novos centros produtores quer em termos de construção de novas redes de transporte. Com isso cresce também a preocupação quanto à estabilidade de tensão.

A estabilidade de tensão é a capacidade de determinado sistema elétrico de potência em manter as tensões nos seus barramentos, após ser submetido a um distúrbio, a partir de uma condição de operação inicial.

## 4.2 Curvas P-V

As curvas P-V relatam a variação dos valores de tensão, face a aumentos da potência de carga, sendo obtidas através de sucessivos cálculos de fluxo de potência.

Na Figura 2 está presente a forma clássica de uma curva P-V, bem como as grandezas que a caracterizam.

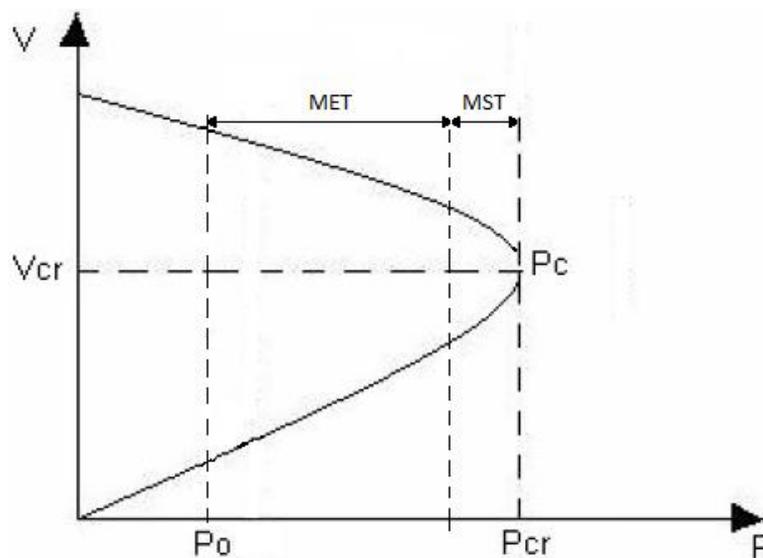


Figura 2 - Curva P-V (COSTA, 2008).

Cada ponto da curva é obtido através da resolução sucessiva de fluxos de potência, ou seja, por cada incremento de carga, um novo fluxo de potência tem que ser recalculado. O processo é interrompido quando o algoritmo deixa de convergir. Este acontecimento deve-se ao fato de que, quando é atingido o ponto  $P_c$  a matriz jacobiana do fluxo de potência é singular, e apresenta um autovalor nulo, visto que o determinante é nulo. O pior cenário possível considera-se incrementar a carga em

todos os barramentos, mantendo o fator de potência e distribuindo os aumentos por todos os geradores.

O ponto  $P_c$  corresponde ao valor de carga máxima que os sistemas de produção conseguem atingir, e corresponde-lhe uma tensão denominada tensão crítica. Este ponto de funcionamento extremo, marca o limiar da estabilidade, ou seja, para potências superiores a  $P_{cr}$ , passa-se a uma situação de instabilidade ou um colapso de tensão.

(MST) – Margem de Segurança de Tensão – indica a distância mínima do ponto de operação do sistema para o ponto de máxima transferência de potência, definindo a região de operação insegura. No Brasil, tal margem é definida de acordo com as diretrizes do Operador Nacional do Sistema (ONS) e, atualmente, é fixada em 4% para operação em tempo real (ONS, 2012).

(MET) – Margem de Estabilidade de tensão – é definida, no contexto deste trabalho, como a distância do ponto de operação ao ponto limite de segurança, ditado pela MST.

Um dos fatores dos quais depende o valor de  $P_{cr}$  é a reatância  $X$  da linha, onde se verifica que são inversamente proporcionais, ou seja, quanto maior o valor da reatância da linha, menor é o valor de  $P_{cr}$ , tal como ilustrado na Figura 3.

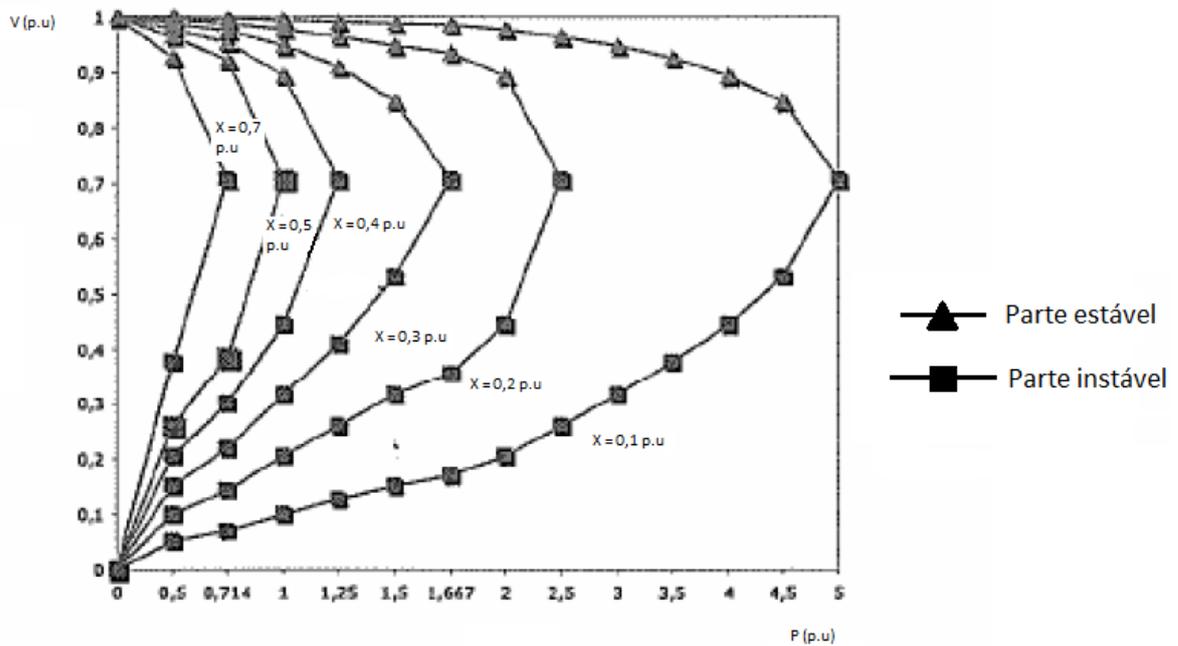


Figura 3 - Curvas P-V para diferentes reatâncias de linha (COSTA, 2008).

Outro fator de que depende o valor de  $P_{cr}$ , é o fator de potência de carga,  $\text{tg}\Phi$ . Como se pode constatar pela *Figura 4*, quanto menores forem os valores de  $\text{tg}\Phi$ , maiores são os valores de potência máximos, no entanto, o valor de tensão a que essa potência corresponde também aumenta, o que pode ser problemático visto que a capacidade de transferência poderá ser atingida para tensões próximas dos valores de operação normal. Para cargas com fator de potência negativo, quanto mais potência ativa for consumida mais energia reativa é produzida pela carga, verifica-se então que, quanto mais negativa for  $\text{tg}\Phi$ , maior é a curva P-V.

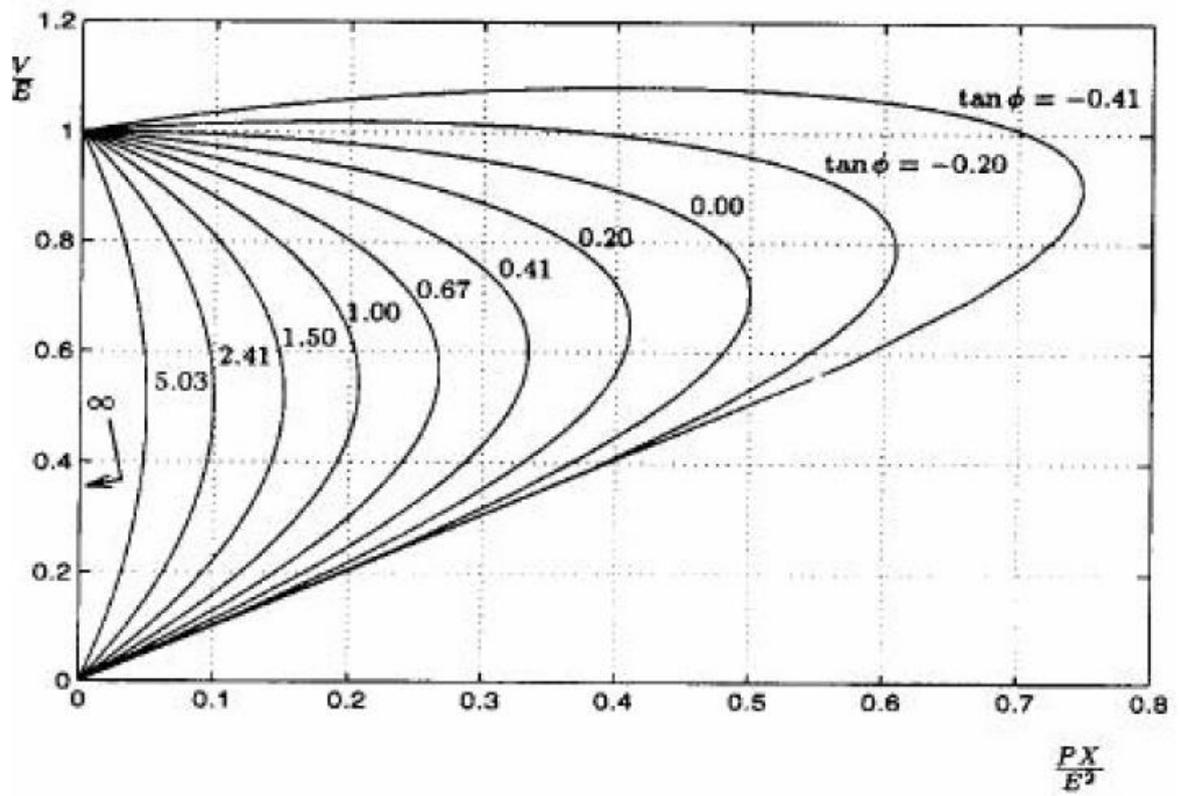


Figura 4 - Curvas P-V para diferentes fatores de potência de carga (COSTA, 2008).

## CAPÍTULO 5

### RESULTADOS

Utilizando o software MATLAB foram realizados sucessivos cálculos de fluxo de potência e aumentando gradativamente de um em um por cento a cada iteração as potências ativa e reativa geradas, e também as potências ativas e reativas demandadas até o ponto de máximo carregamento do sistema. Para simular as incertezas encontradas nos sistemas reais foram simuladas a cada iteração mil simulações de Monte Carlo, armazenando o valor normal, menor e o maior de tensão da primeira barra PQ de cada sistema. A curva P-V foi obtida plotando os valores de tensões máximas, mínimas e normais armazenadas, versus a potência que foi sendo aumentada gradativamente. No presente estudo foram obtidas apenas as partes superiores das curvas P-V, ou seja, somente as partes estáveis, indo até o ponto de máximo carregamento dos sistemas por ser a parte mais importante em que os operadores dos sistemas monitoram seu carregamento, para a obtenção da curva completa seria necessário o uso de outro algoritmo chamado fluxo de potência continuado.

Este capítulo apresenta os resultados obtidos pela proposta de estudo. Foram simulados os sistemas de 3, 14 e 30 barras. Foram considerados pela simulação de Monte Carlo, para os três sistemas uma faixa de valores de tensão variando de 5%, 3% e 6% respectivamente para mais e para menos. As Figuras 5 à 7 mostram as

curvas P-V dos sistemas de 3, 14 e 30 barras respectivamente para uma faixa de 5%.

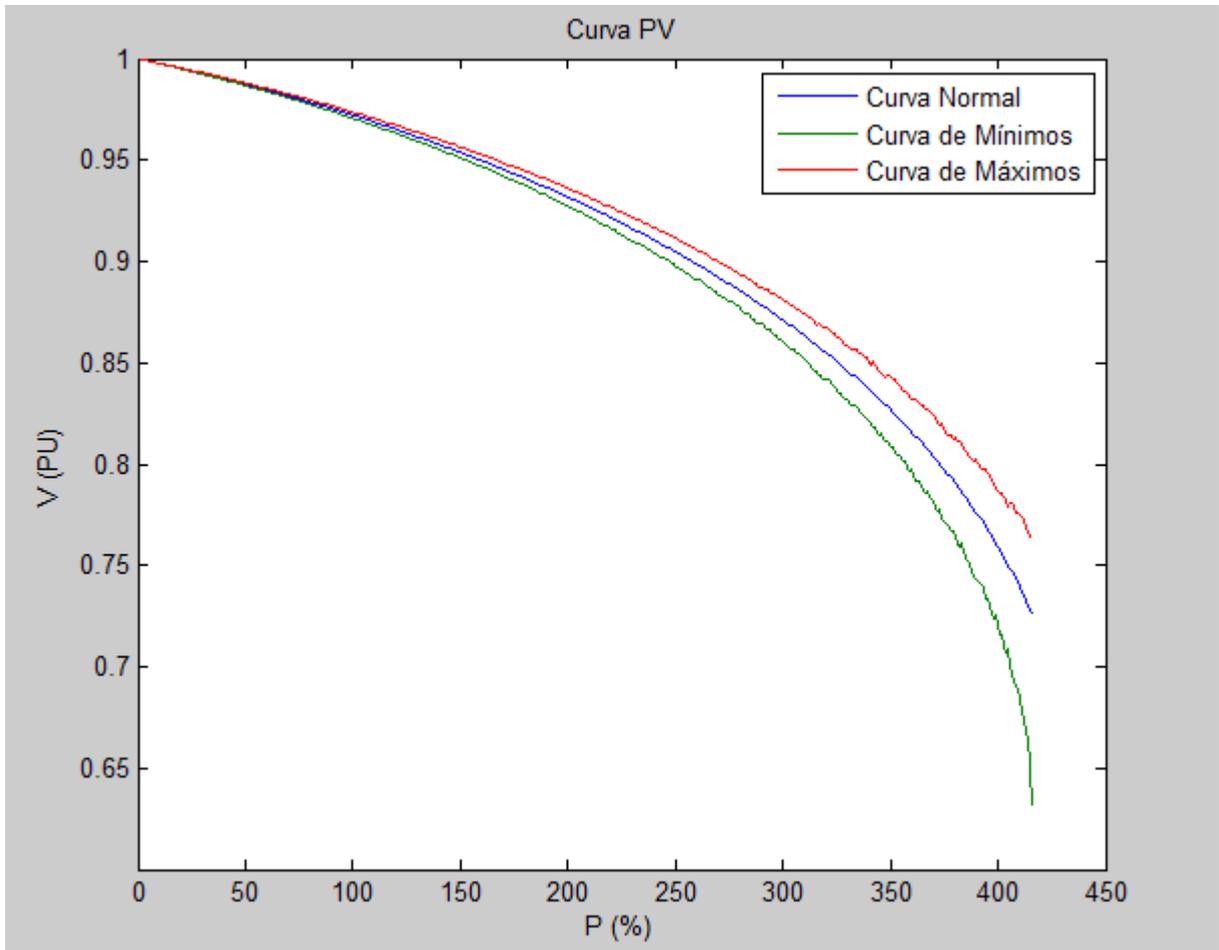


Figura 5 - Curva P-V para o sistema de 3 barras com faixa de 5%.

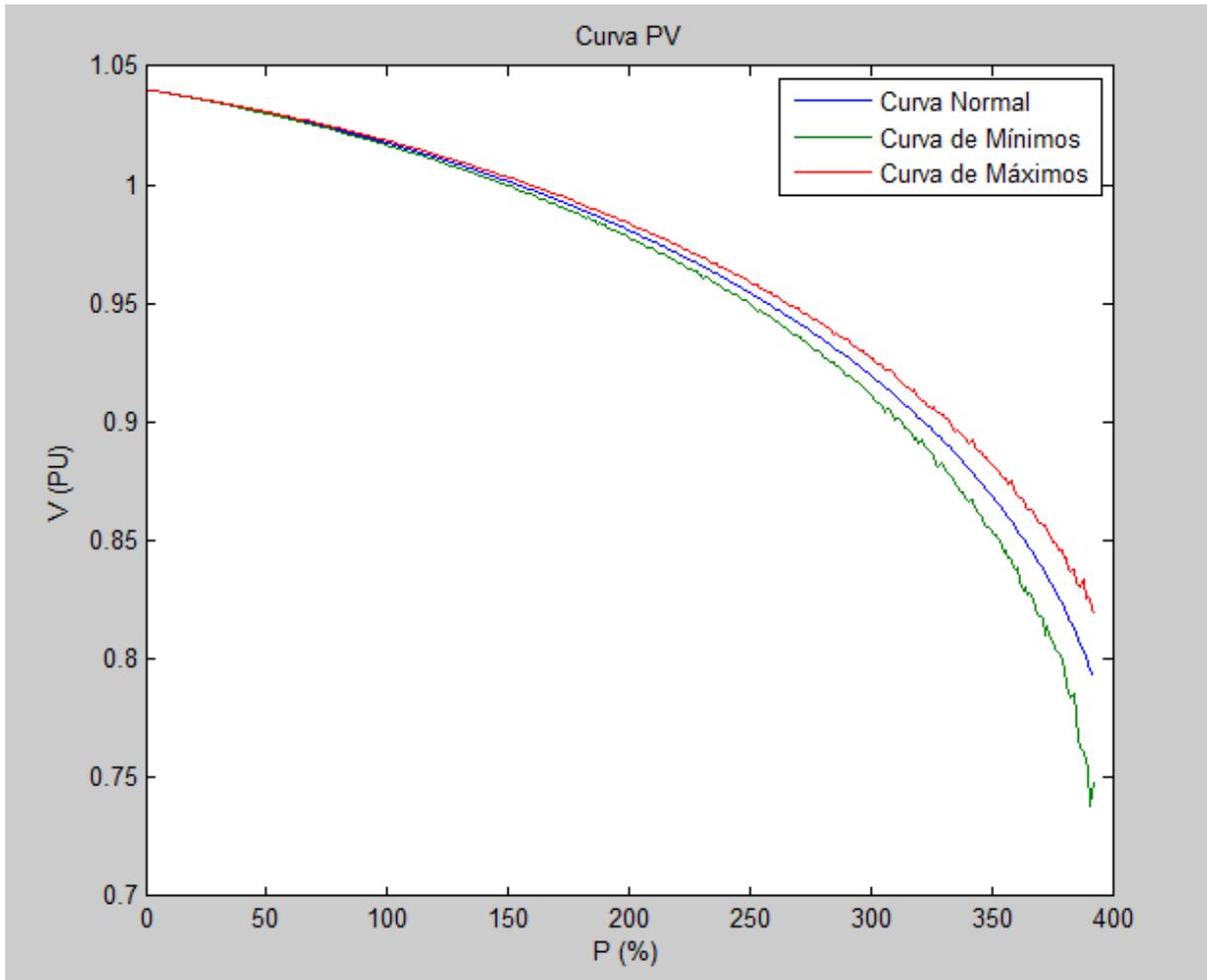


Figura 6 - Curva P-V para o sistema de 14 barras com faixa de 5%.

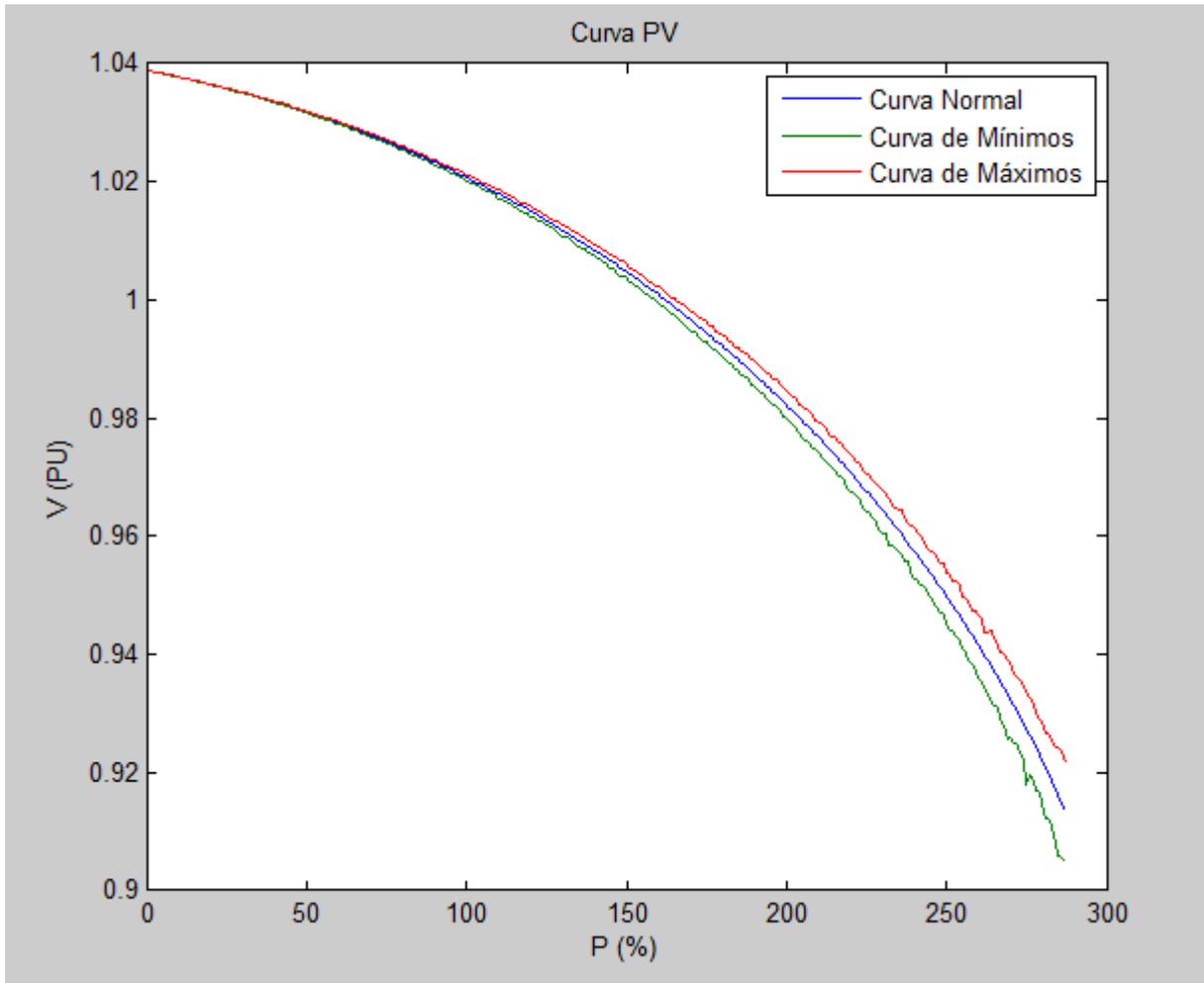


Figura 7 - Curva P-V para o sistema de 30 barras com faixa de 5%.

A Tabela 23 mostra no ponto de máximo carregamento dos sistemas, os valores de tensão em (PU).

Tabela 23 - Valores de tensão no ponto de máximo carregamento para uma faixa de 5%.

<b>Sistema</b>	<b>Tensão Inferior (PU)</b>	<b>Tensão Normal (PU)</b>	<b>Tensão Superior (PU)</b>
<b>3 Barras</b>	0,6307	0,7257	0,7628
<b>14 Barras</b>	0,7483	0,7928	0,8193
<b>30 Barras</b>	0,9047	0,9137	0,9216

Como pode ser observado nos gráficos o sistema que suportou mais aumentos de potência sem entrar em colapso de tensão foi o sistema de 3 barras, e o mais sensível, ou seja, o sistema que entrou em colapso de tensão com menos aumentos de potência, foi o sistema de 30 barras entrando em colapso de tensão com um menor número de iterações. Os dados mostrados na Tabela 23 são os valores de tensão no ponto de máximo carregamento do sistema, com o auxílio da simulação de Monte Carlo pôde-se obter uma faixa de valores de tensão ao invés de apenas um valor. Para o sistema de 3 barras a faixa de tensão foi de 0,6307 (PU) à 0,7628 (PU), no sistema de 14 barras a faixa foi de 0,7483 (PU) à 0,8193 (PU), e no sistema de 30 barras a faixa foi de 0,9047 (PU) à 0,9216 (PU).

As Figuras 8 à 10 mostram os gráficos dos sistemas de 3, 14 e 30 barras respectivamente para uma faixa de 3%.

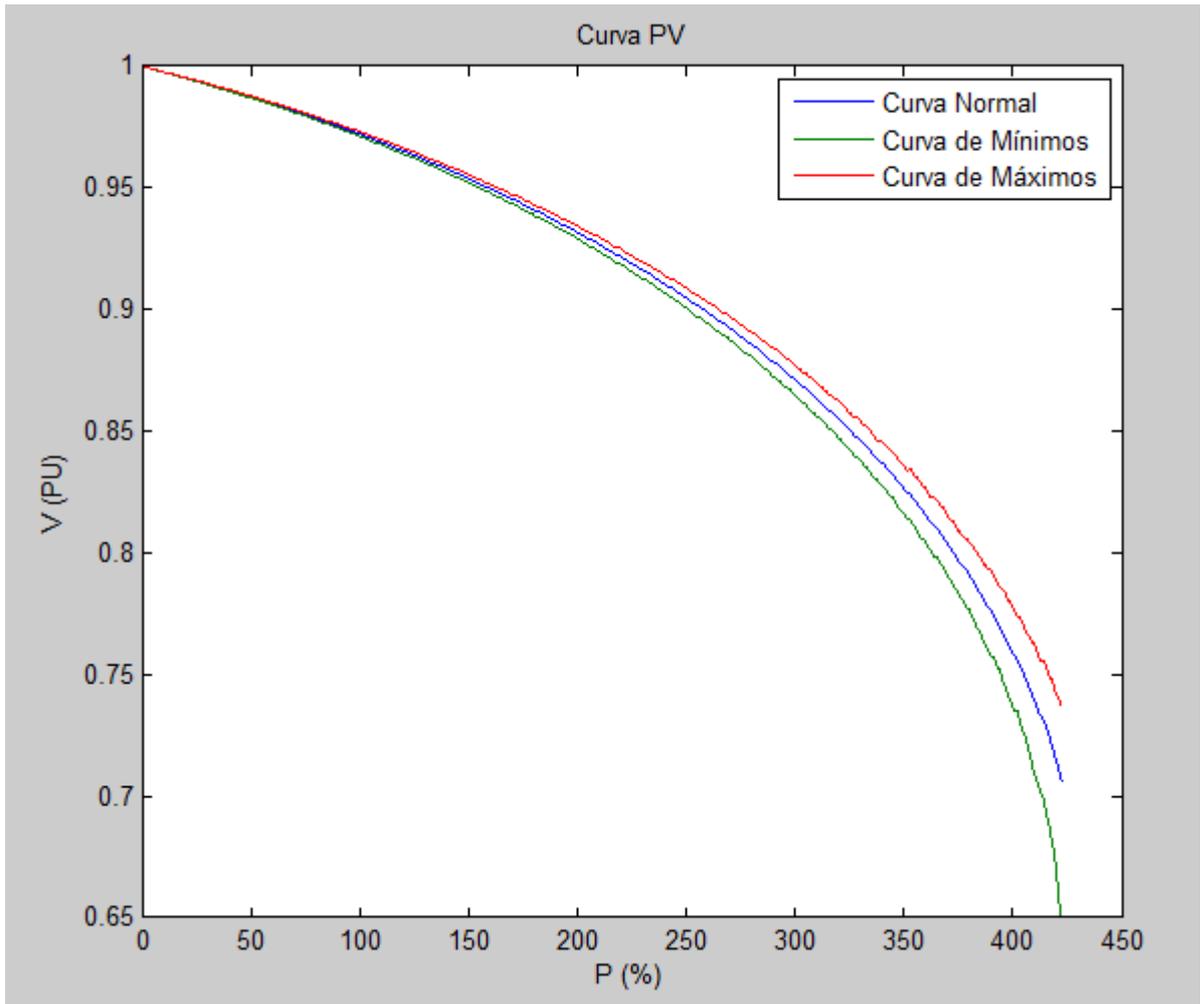


Figura 8 - Curva P-V para o sistema de 3 barras com faixa de 3%.

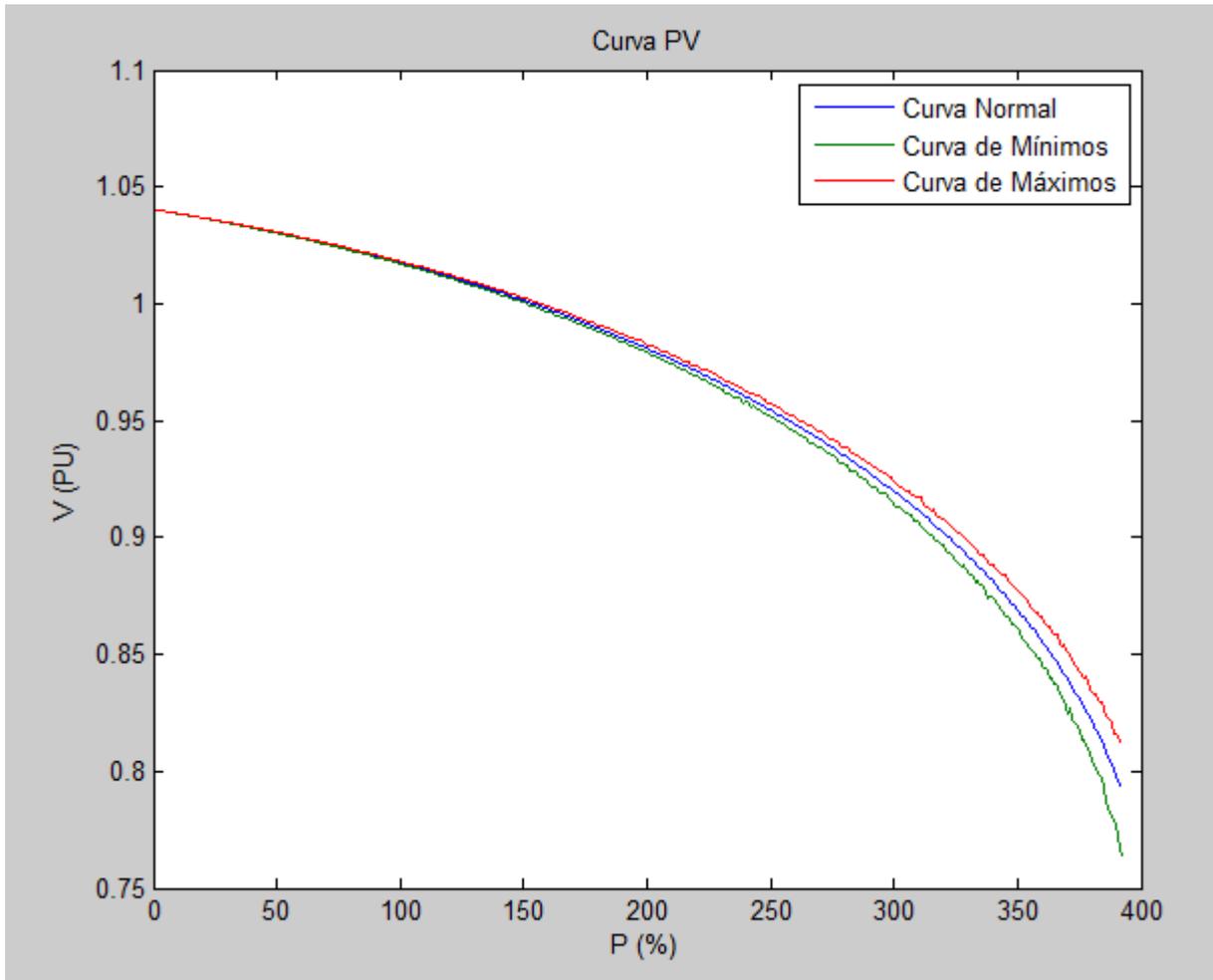


Figura 9 - Curva P-V para o sistema de 14 barras com faixa de 3%.

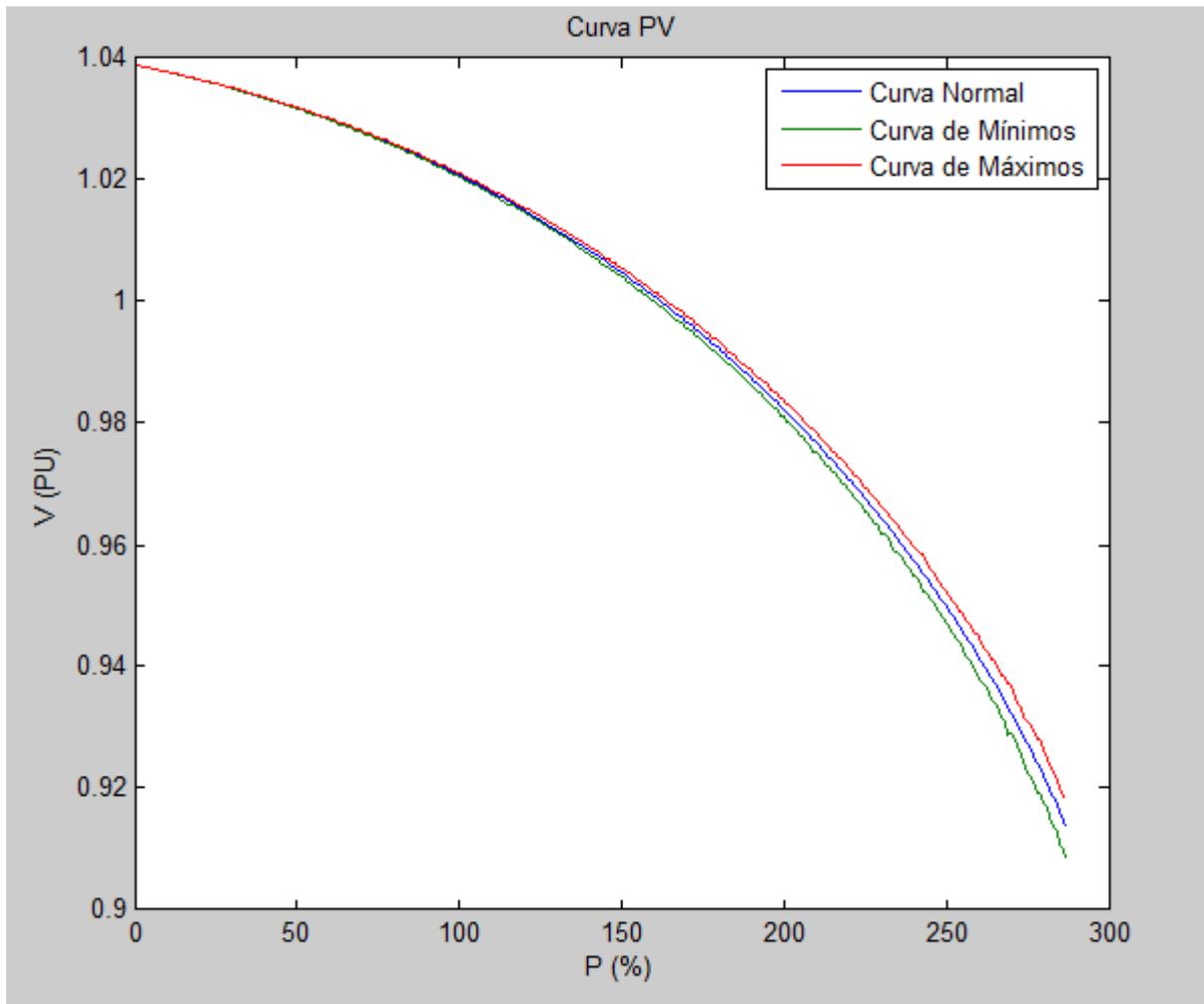


Figura 10 - Curva P-V para o sistema de 30 barras com faixa de 3%.

A Tabela 24 mostra no ponto de máximo carregamento dos sistemas, os valores de tensão em (PU).

*Tabela 24 - Valores de tensão no ponto de máximo carregamento para uma faixa de 3%.*

<b>Sistema</b>	<b>Tensão Inferior (PU)</b>	<b>Tensão Normal (PU)</b>	<b>Tensão Superior (PU)</b>
<b>3 Barras</b>	0,6502	0,7057	0,7370
<b>14 Barras</b>	0,7629	0,7928	0,8116
<b>30 Barras</b>	0,9085	0,9137	0,9181

Como pode ser observado nos gráficos o sistema que suportou mais aumentos de potência sem entrar em colapso de tensão foi o sistema de 3 barras, e o mais sensível, ou seja, o sistema que entrou em colapso de tensão com menos aumentos de potência, foi o sistema de 30 barras entrando em colapso de tensão com um menor número de iterações. Os dados mostrados na Tabela 24 são os valores de tensão no ponto de máximo carregamento do sistema, com o auxílio da simulação de Monte Carlo pôde-se obter uma faixa de valores de tensão ao invés de apenas um valor. Para o sistema de 3 barras a faixa de tensão foi de 0,6502 (PU) à 0,7370 (PU), no sistema de 14 barras a faixa foi de 0,7629 (PU) à 0,8116 (PU), e no sistema de 30 barras a faixa foi de 0,9085 (PU) à 0,9181 (PU).

As Figuras 11 à 13 mostram os gráficos dos sistemas de 3, 14 e 30 barras respectivamente para uma faixa de 6%.

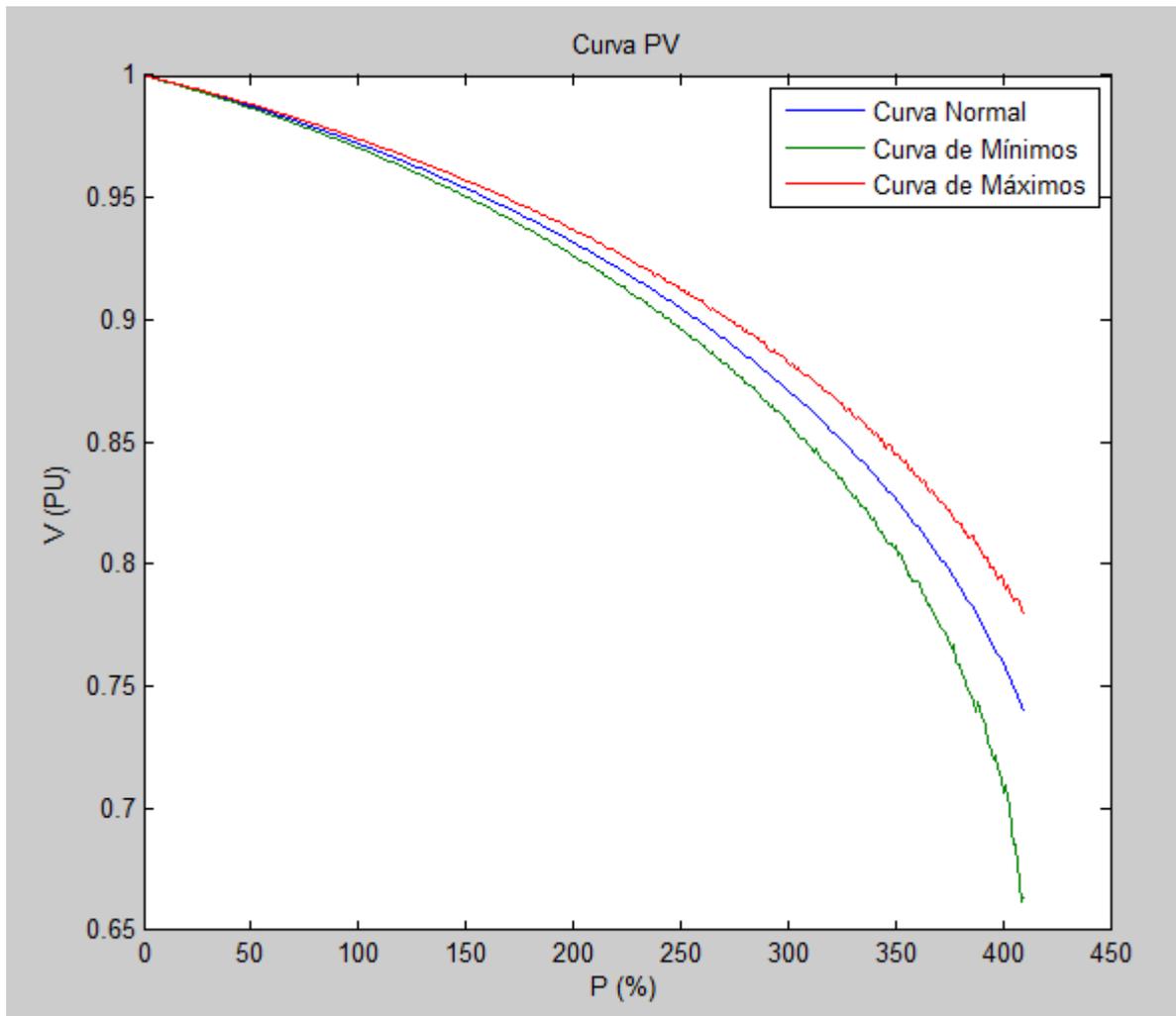


Figura 11 - Curva P-V para o sistema de 3 barras com faixa de 6%.

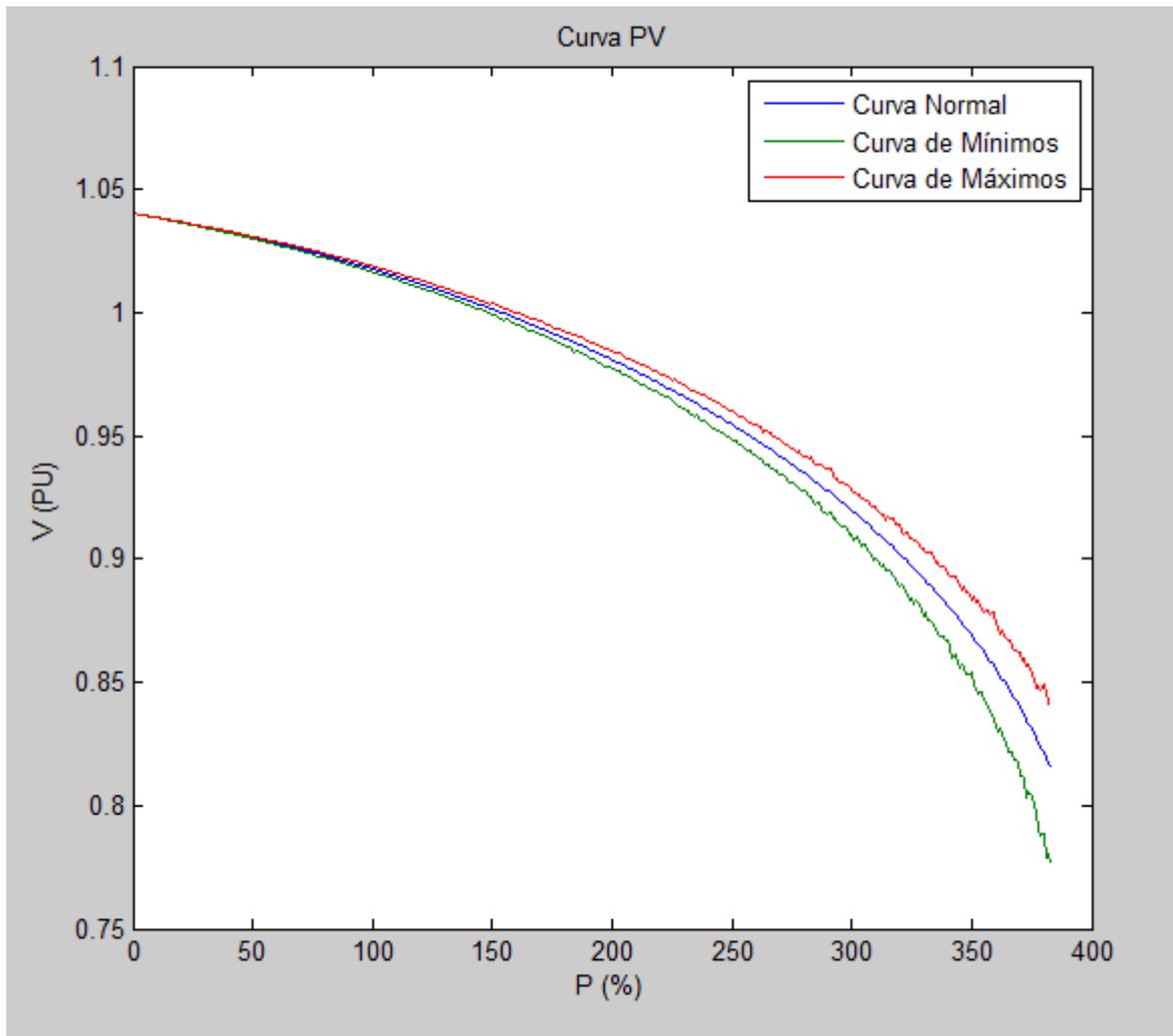


Figura 12 - Curva P-V para o sistema de 14 barras com faixa de 6%.

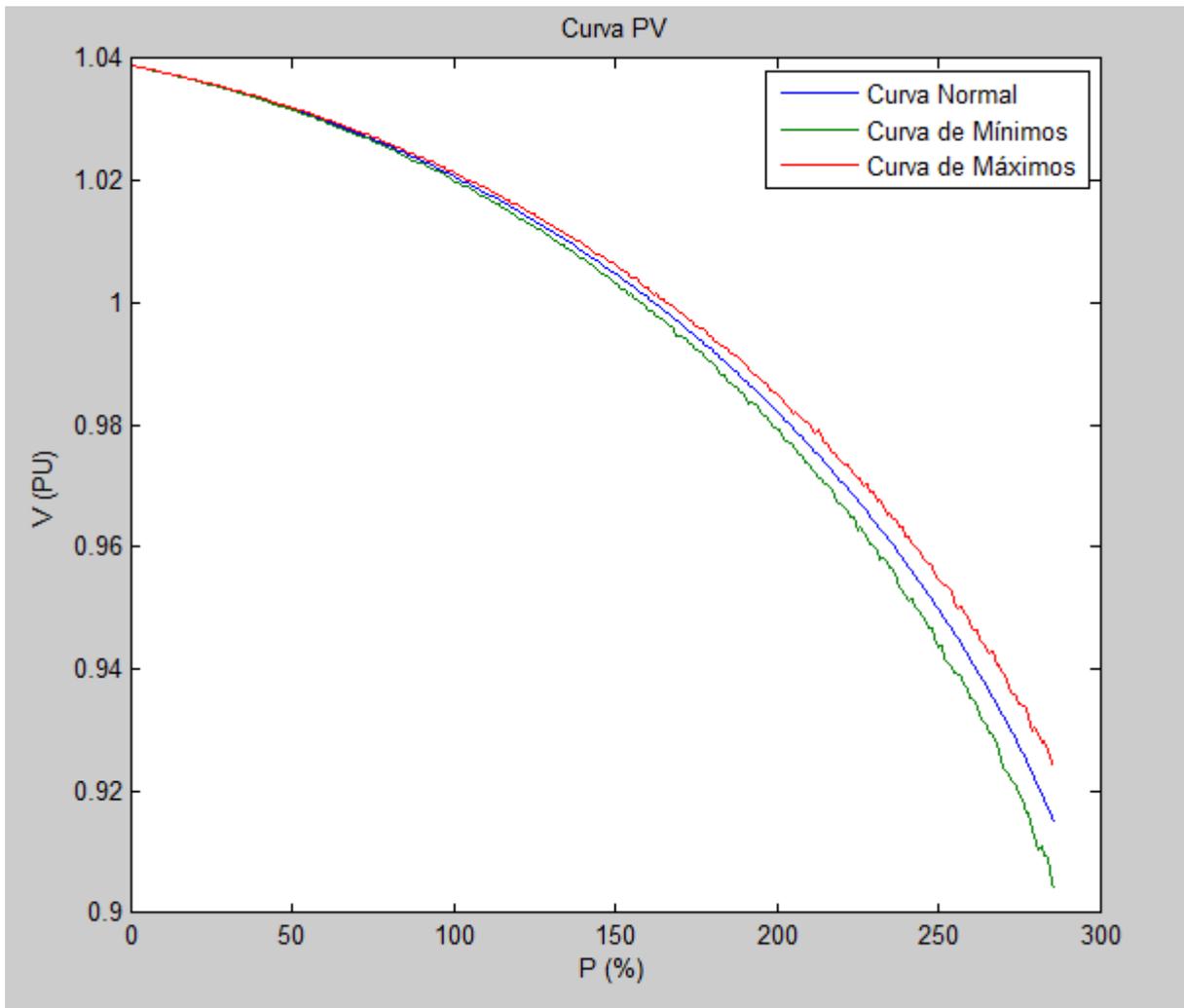


Figura 13 - Curva P-V para o sistema de 30 barras com faixa de 6%.

A Tabela 25 mostra no ponto de máximo carregamento dos sistemas, os valores de tensão em (PU).

*Tabela 25 - Valores de tensão no ponto de máximo carregamento para uma faixa de 6%.*

<b>Sistema</b>	<b>Tensão Inferior (PU)</b>	<b>Tensão Normal (PU)</b>	<b>Tensão Superior (PU)</b>
<b>3 Barras</b>	0,6639	0,7398	0,7789
<b>14 Barras</b>	0,7763	0,8154	0,8407
<b>30 Barras</b>	0,9039	0,9149	0,9240

Como pode ser observado nos gráficos o sistema que suportou mais aumentos de potência sem entrar em colapso de tensão foi o sistema de 3 barras, e o mais sensível, ou seja, o sistema que entrou em colapso de tensão com menos aumentos de potência, foi o sistema de 30 barras entrando em colapso de tensão com um menor número de iterações. Os dados mostrados na Tabela 25 são os valores de tensão no ponto de máximo carregamento do sistema, com o auxílio da simulação de Monte Carlo pôde-se obter uma faixa de valores de tensão ao invés de apenas um valor. Para o sistema de 3 barras a faixa de tensão foi de 0,6639 (PU) à 0,7789 (PU), no sistema de 14 barras a faixa foi de 0,7763 (PU) à 0,8407 (PU), e no sistema de 30 barras a faixa foi de 0,9039 (PU) à 0,9240 (PU).

A Tabela 26 mostra as variações percentuais superiores e inferiores da tensão em PU no ponto de máximo carregamento dos sistemas da simulação de Monte Carlo para as faixas de 3%, 5% e 6%.

Tabela 26 - Variações percentuais.

Sistema	Taxa de variação de 3%		Taxa de variação de 5%		Taxa de variação de 6%	
	Varição Inferior	Varição Superior	Varição Inferior	Varição Superior	Varição Inferior	Varição Superior
3 Barras	-7,86%	4,44%	-13,09%	5,11%	-10,26%	5,29%
14 Barras	-3,77%	2,37%	-5,61%	3,34%	-4,80%	3,10%
30 Barras	-0,57%	0,48%	-0,99%	0,86%	-1,20%	0,99%

A Tabela 26 mostra percentualmente o quanto poderá variar a tensão para mais e para menos no ponto de máximo carregamento do sistema considerando uma faixa de valores que foram levados em consideração pela simulação de Monte Carlo de 3, 5 e 6%. O sistema que obteve a maior faixa de valores de tensão foi o sistema de 3 barras, e o que obteve menor faixa foi o sistema de 30 barras.

## **CAPÍTULO 6**

### **CONCLUSÕES**

#### **6.1 Considerações Finais**

O presente trabalho apresenta uma metodologia para a obtenção da curva P-V através da simulação de Monte Carlo, onde a curva obtida é representada dentro de uma faixa de possíveis valores que representam as incertezas encontradas em um sistema elétrico real.

De um modo geral, as curvas obtidas no estudo desenvolvido neste trabalho apresentam resultados satisfatórios, podendo auxiliar os operadores de sistemas de energia elétrica na simulação e monitoração do ponto de máximo carregamento dos sistemas, evitando fenômenos como o colapso de tensão.

Concluindo, espera-se que este estudo venha a abrir novos horizontes de pesquisa dentro do setor elétrico brasileiro, ampliando os conhecimentos já existentes nas modelagens de sistemas de energia elétrica.

## 6.2 Propostas Para Trabalhos Futuros

Com o intuito de dar continuidade ao estudo são sugeridas algumas propostas de trabalhos futuros:

- Obter a curva P-V utilizando o cálculo do fluxo de potência com controles e limites.
- Obter a curva P-V a partir de outros sistemas além dos utilizados neste trabalho.
- Realizar um número maior de Simulação de Monte Carlo para cada sistema para aumentar a exatidão dos resultados.

## REFERÊNCIAS

- ANDRADE, M. **Uso de Medições Fasoriais na Determinação de Equivalentes para Avaliação da Estabilidade de Tensão dos Sistemas Elétricos**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.
- CANOSSA, J. H. **Um Programa Iterativo para Estudos de Fluxo de Potência**. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2007.
- CAPUTO, G. S. **Um Estudo de Planejamento da Expansão da Transmissão em Sistemas de Potência Considerando a Incerteza**. Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, Brasília, 2009.
- COSTA, A. **Índices de Estabilidade de Tensão num Sistema Elétrico de Energia**. Dissertação de Mestrado, Universidade do Porto, Porto, 2008.
- DUTRA, C. E. **Emulação de um Dispositivo FACTS Para Resolver Problemas de Estabilidade em Função do Tipo de Margem da Curva QV**. Monografia, Instituto Federal de Minas Gerais – Campus Formiga, Formiga, 2014.
- DIAS, J. A. **Avaliação da Confiabilidade Composta Baseada em Simulação de Monte Carlo com Representação da Geração Eólica**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- FERNÁNDEZ, R. A. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada na Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2012.
- GALLEGO, L. A. **Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas**. Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

KUNDUR, P, et al. **Definition and Classification of Power System Stability**. IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp. 1387-1401, Maio 2004.

LOURINHO, I. **Estudo dos Índices de Estabilidade e Controlabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência Multimáquinas**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

MANZONI, A. **Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Sistemas Elétricos de Potência: Aplicação a Simulação Rápida e Análise da Estabilidade de Tensão**. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

MARIOTTO, L. **Avaliação da Segurança da Operação de Sistemas Elétricos de Potência Considerando os Limites de Estabilidade Angular e de Tensão**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.

MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo, Brasil: Edgard Bluncher LTDA, 1983.

MOURA, R. S. **Bloqueio da Tensão de Campo de Máquinas Geradoras como Medida para Evitar o Fenômeno Colapso de Tensão**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

OLIVEIRA, K. **Método Rápido para Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão devido a Bifurcação de Hopf**. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

ONS – Operador Nacional do Sistema, **Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos**, Janeiro de 2012.

PALOMINO, E. **Reforço das Condições de Estabilidade de Tensão na Operação do Sistema Elétrico**. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

PEREIRA, L. E. S. **Metodologia Intervalar para Tratamento de Incertezas em Problemas de Fluxo de Potência**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011.

PEREIRA, M. V. F, BALU, N. J. **Composite Generation Transmission Reliability Evaluation**, Proceedings of the IEEE, vol. 80 no. 4, pp. 470-491, Abril 1992.

PILLCO, E, A. **Importância da Região de Estabilidade no Problema de Análise de Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência**. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

SESSA, B. C. **Avaliação de uma Ferramenta de Fluxo de Potência Ótimo para Cálculo de Limites de Intercambio**. Monografia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

TEIXEIRA, T. P. **Implementação de uma Ferramenta de Fluxo de Potência para Software de Treinamento de Operadores de Usinas Térmicas**. Monografia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. et al. **A new contingency analysis for voltage collapse assessment**. Electric Power & Energy Systems. Vol. 25, 781-785, 2003.

ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. et al. **On-Line Voltage Stability Monitoring**. IEEE Trans. On Power Systems. Vol. 15, No. 4, pp. 1300-1305, novembro 2000.