



PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ESTABILIZAÇÃO DA TENSÃO NAS REDES ELÉTRICAS

ARMINDO JOSÉ DE JESUS CORREIA

Setembro de 2023

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ESTABILIZAÇÃO DA TENSÃO NAS REDES ELÉTRICAS

Armindo José de Jesus Correia



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2023

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de TEDSEE
– Preparação para Dissertação/Estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica –
Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Armindo José de Jesus Correia, Nº 1990623, 1990623@isep.ipp.pt
Orientação científica: Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias, fmd@isep.ipp.pt

Co-Orientação: Manuel João Gonçalves, mdg@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
2023

Dedico este meu trabalho, principalmente ao nosso Pai eterno “Nosso Deus Todo Poderoso”, pela força espiritual que me tem concedido, nesta minha missão de Vida.

Aos meus queridos filhos Diogo Jorge Durais Correia e Ana Sofia Durais Correia, que são a razão da minha existência.

A minha companheira de Vida Marinez Ferreira da Luz. A todos os meus amigos, que me têm incentivado sempre que podem. A toda a minha família.

É difícil, mas é possível.

Agradecimentos

Os meus sinceros agradecimentos ao coordenador e orientador científico das Dissertações do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia (MEESEE), o Prof. Doutor Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias, fmd@isep.ipp.pt e ao meu dedicado Co-Orientador, o Prof. Manuel João Gonçalves, mdg@isep.ipp.pt, pelas suas dedicações sublimes a esta nobre cadeira do curso mencionado.

Deixo também aqui, o meu sincero apreço, pelo corpo docente de Sistemas Elétricos de Energia, que ao longo de todo o meu percurso no ISEP, tive a felicidade de uma forma excelente ter sido engrandecido nos meus conhecimentos de engenharia, que me levaram a chegar com dignidade ao patamar presente da minha posição neste Mestrado. Sem querer particularizar ninguém em especial, pois para mim, de uma forma ou de outra foram todos excelentes. Um bem hajam, para todos.

Armindo José de Jesus Correia

Resumo

Referência à Produção de Energia Elétrica. Abordagem, à produção de energias renováveis como amigas pela preservação do meio ambiente e sua sustentabilidade. Breve estudo das produções Hidráulica, Eólica e Solar, como as mais importantes fontes de energia.

Estabilização da Tensão nas Redes Elétricas ou Compensação da Energia Reativa, no sentido de minorar as perdas de Energia Ativa nas Redes. Tema a desenvolver na minha Dissertação. Fazer referência aos vários equipamentos elétricos indutivos dos consumidores industriais e domésticos espalhados pelas redes, os quais contribuem para um consumo elevado de Energia Reativa, normalmente associada a perdas de Energia. A Energia Reativa Indutiva vai-se acumulando nas redes elétricas, daí a necessidade de ser compensada. Ela origina um aumento inconveniente da corrente elétrica nas linhas (AT e MT), que em alguns pontos da rede pode colocar em causa a sua secção. A compensação é efetuada, nas diversas centrais e tipos de produção, em algumas subestações da rede de Transporte (AT) e Distribuição (MT) conforme as necessidades da rede, nos grandes e médios consumidores de Energia Elétrica e em menor quantidade nos consumidores domésticos.

Abordagem às diversas formas de compensação com Energia Reativa Capacitiva, nas várias produções de energia referidas.

Estudo objetivo do tipo correto de Compensação de Energia Reativa, conforme o valor total em causa dessa Energia. Adequar cada Tipo de compensação, de acordo com cada Produção de Energia, tendo em conta:

- Estudo do estado da arte.
- Construção do modelo ideal baseado às exigências Económico-Práticas do mercado. Estudo de um ponto específico de uma Rede Elétrica, para a implementação desse modelo.
- Escrita da Dissertação.

Palavras-Chave

Produção de energia elétrica, estabilização da Tensão, nas redes elétricas.

Abstract

Reference to Electric Energy Production. Approach to the production of renewable energies as friends for the preservation of the environment and its sustainability. Brief study of Hydraulic, Wind and Solar production, as the most important sources of energy. Voltage Stabilization in Electric Networks or Reactive Energy Compensation, in order to reduce losses of Active Energy in Networks. Theme to be developed in my Dissertation. Refer to the various inductive electrical equipment used by industrial and domestic consumers throughout the networks, which contribute to a high consumption of Reactive Energy, normally associated with energy losses. Inductive Reactive Energy accumulates in the electrical networks, hence the need to compensate. It causes an inconvenient increase in the electric current in the lines (HT and MV), which in some points of the network can jeopardize its section. Compensation is carried out, in the different plants and types of production, in some substations of the Transmission (AT) and Distribution (MT) network, according to the needs of the network, in large and medium-sized consumers of Electricity and, to a lesser extent, in domestic consumers.

Approach to the various forms of compensation with Capacitive Reactive Energy, in the various energy productions mentioned.

Objective study of the correct type of Reactive Energy Compensation, according to the total value of that Energy. Adapt each Type of compensation, according to each Energy Production, taking into account:

- Study of the state of the art.
- Construction of the ideal model based on the economic and practical requirements of the market. Study of a specific point of an Electric Network, for the implementation of this model.
- Dissertation Writing.

Keywords

Production of electrical energy, voltage stabilization, in electrical networks.

Résumé

Référence à la production d'énergie électrique. Approche de la production d'énergies renouvelables en tant qu'amis pour la préservation de l'environnement et sa durabilité. Brève étude de la production hydraulique, éolienne et solaire, comme sources d'énergie les plus importantes.

Stabilisation de tension dans les réseaux électriques ou compensation d'énergie réactive, afin de réduire les pertes d'énergie active dans les réseaux. Thème à développer dans mon mémoire. Se référer aux divers équipements électriques inductifs utilisés par les consommateurs industriels et domestiques à travers les réseaux, qui contribuent à une forte consommation d'énergie réactive, normalement associée à des pertes d'énergie. L'énergie réactive inductive s'accumule dans les réseaux électriques, d'où la nécessité de compenser. Il provoque une augmentation intempestive du courant électrique dans les lignes (HT et MT), qui en certains points du réseau peut mettre en péril son tronçon. La compensation est effectuée, dans les différentes usines et types de production, dans certaines sous-stations du réseau de Transport (AT) et de Distribution (MT), en fonction des besoins du réseau, chez les grands et moyens consommateurs d'Electricité et, à dans une moindre mesure, chez les consommateurs domestiques.

Approche des différentes formes de compensation avec l'Energie Réactive Capacitive, dans les différentes productions d'énergie citées.

Étude objective du type correct de compensation d'énergie réactive, en fonction de la valeur totale de cette énergie. Adapter chaque Type de compensation, en fonction de chaque Production d'Energie, en tenant compte :

- Étude de l'état de l'art.
- Construction du modèle idéal en fonction des exigences économiques et pratiques du marché. Etude d'un point spécifique d'un Réseau Electrique, pour la mise en place de ce modèle.
- Rédaction de mémoire.

Mots-clés

Production d'énergie électrique, stabilisation de tension, dans les réseaux électriques.

Índice

AGRADECIMENTOS	II
RESUMO	IV
ABSTRACT	VI
RÉSUMÉ	VIII
ÍNDICE	X
ÍNDICE DE FIGURAS	XIV
ÍNDICE DE TABELAS	XIX
SIGLAS E ACRÓNIMOS	XXII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	8
1.2.OBJETIVOS.....	12
1.3.ORGANIZAÇÃO DA TESE.....	16
2. ESTABILIDADE DA TENSÃO (ESTADO DA ARTE)	18
2.1. MÉTODOS DE CONTROLO DA TENSÃO.....	21
2.1.1. GERADORES SÍNCRONOS.....	21
2.1.2. BATERIAS DE CONDENSADORESS.....	23
2.1.3. TRANSFORMADORES COM TOMADAS DE REGULAÇÃO EM CARGA.....	23
2.1.4. SVC (STATIC VAR COMPENSATORS).....	23
2.1.5. COMPENSADORES SÍNCRONOS.....	23
2.1.6. STACOM (STATIC SYNCHRONOUS COMPENSATORS).....	24
2.1.7. TCSC (THYRISTOR CONTROLLED SERIES COMPENSATION).....	24
2.1.8. UPFC (UNIFIED POWER FLOW CONTROLLER).....	24
2.2. COMPORTAMENTO DAS CARGAS ELÉCTRICAS.....	24
2.3. CONTROLO PREVENTIVO DO COLAPSO DA TENSÃO.....	25
2.3.1. ESTADOS DE OPERAÇÃO DE UM SEE.....	25
2.3.2. MEDIDAS DE CONTROLO PREVENTIVO DO COLAPSO DA TENSÃO.....	28
2.4. MÉTODOS DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE DA TENSÃO.....	29
2.4.1. ÍNDICES DE DISTÂNCIA AO COLAPSO DA TENSÃO.....	31
2.5. A GRANDEZA FSQV.....	36
2.5.1. MODELO MATEMÁTICO DE FLUXOS DE CARGA.....	36
2.5.2. A GRANDEZA FSQV.....	39
2.5.3. DETECÇÃO AUTOMÁTICA DO PONTO DE COLAPSO.....	41
2.5.4. ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DO VALOR FSQV JUNTO AO PONTO DE COLAPSO.....	44
2.6. CONCLUSÕES.....	49
3. PRODUÇÃO DE ENERGIA - ALGUMAS FONTES RENOVÁVEIS	51
3.1. PRODUÇÃO ENERGIA EÓLICA NOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	51
3.2.FATORES FAVORÁVEIS AO DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA.....	54
3.2.1. FATOR AMBIENTALE VONTADE POLÍTICA.....	54
3.3. A ENERGIA EÓLICA NOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	54
3.3.1 TOPOLOGIA DA REDE ELÉTRICA.....	55
3.3.2 FUNCIONAMENTO DE UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	57
3.3.3 REGULAÇÃO DA FREQUÊNCIA E DA TENSÃO.....	57
3.4. TECNOLOGIAS DOS AEROGERADORES DE GRANDE POTÊNCIA.....	69
3.4.1. AERODINÂMICA E CARACTERÍSTICA ELÉTRICA DO AEROGERADOR.....	69
3.4.2. PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DOS AEROGERADORES LIGADOS À REDE.....	

ELÉTRICA	78
3.4.2.1 AEROGERADOR COM GERADOR DE INDUÇÃO DE ROTOR EM GAIOLA.....	78
3.4.2.2 AEROGERADOR COM GERADOR SÍNCRONO DE ÍMANES PERMANENTES....	80
3.4.2.3 AEROGERADOR COM GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO	82
3.5. REQUISITOS TÉCNICOS DE LIGAÇÃO À REDE ELÉTRICA	83
3.5.1. LEGISLAÇÃO PORTUGUESA PARA A INTEGRAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA	85
3.5.2. CAPACIDADE DE SUPORTAR CAVAS DE TENSÃO NA SEQUÊNCIA DE DEFEITOS	88
3.5.3. FORNECIMENTO DE CORRENTE REATIVA DURANTE CAVAS DE TENSÃO	88
3.5.4. FORNECIMENTO DE ENERGIA REATIVA	90
3.5.5. DESVIO DA FREQUÊNCIA	91
3.5.6. PARTICIPAÇÃO NA REGULAÇÃO DA TENSÃO	92
3.6. PRODUÇÃO ENERGIA HIDRÁULICA NOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	93
3.7. PRODUÇÃO ENERGIA FOTOVOLTAICA NOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	97
3.8. PRODUÇÃO ENERGIA ELÉTRICA DISTRIBUÍDA.....	100
3.9. RESUMO E CONCLUSÕES	102
4. RESULTADOS NUMÉRICOS E ANÁLISE CRÍTICA	104
4.1. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS UTILIZADOS	105
4.2. OS PERFIS DA TENSÃO NOS BARRAMENTOS	106
4.2.1. OS PERFIS DA TENSÃO NOS BARRAMENTOS DA REDE DE 14 BARRAMENTOS	106
4.3. A IDENTIFICAÇÃO DOS BARRAMENTOS CRÍTICOS	111
4.3.1. IDENTIFICAÇÃO DOS BARRAMENTOS CRÍTICOS DA REDE TESTES 14 BARRAMENTOS.....	111
4.4. UM NOVO MÉTODO PARA A DETERMINAÇÃO DO COLAPSO DA TENSÃO	113
4.4.1. A GRANDEZA FSQV	113
4.4.2. CURVAS FSQV COM VÁRIOS CENÁRIOS DE CARGA.....	115
4.4.3. UMA SEGUNDA ABORDAGEM DA DETECÇÃO DO PONTO DE COLAPSO COM O MÉTODO FSQV E COM VÁRIOS CENÁRIOS DE CARGA	117
4.4.3.1. CURVAS FSQV COM VÁRIOS CENÁRIOS DE CARGA DEFINIDOS PARA A REDE DE TESTES DE 14 BARRAMENTOS (2ª ABORDAGEM)	117
4.5. ESTUDO DE CONTINGÊNCIAS UTILIZANDO O MÉTODO FSQV	119
4.5.1. ESTUDO DE CONTINGÊNCIAS DE LINHAS/TRANSFORMADORES	119
4.5.1.1. ESTUDO DE CONTINGÊNCIAS DE LINHAS/TRANSFORMADORES DE 1º NÍVEL	119
4.5.1.2. ESTUDO DE CONTINGÊNCIAS DE LINHAS DE 2º NÍVEL	127
4.5.2. ESTUDO DE CONTINGÊNCIAS DE GERADORES	132
4.5.2.1. ESTUDO DE CONTINGÊNCIAS DE GERADORES DE 1º NÍVEL	132
4.5.2.2. ESTUDO DE CONTINGÊNCIAS DE GERADORES DE 2º NÍVEL	137
4.6. O NOVO ÍNDICE DE DISTÂNCIA AO COLAPSO NIVCP	138
4.7. SIMULAÇÕES EM POWER WORLD EM REDES DE 5 E 7 BARRAMENTOS.....	141
4.7.1. REDE COM 5 BARRAMENTOS	141
4.7.2. REDE COM 7 BARRAMENTOS	146
5. CONCLUSÕES	150
ANEXO A - DADOS E RESULTADOS DAS REDES DE TESTE	154
1. REDE DE TESTES DE 14 BARRAMENTOS DO IEEE	154

2. REDE DE TESTES DE 57 BARRAMENTOS DO IEEE.....	167
ANEXO B - O PROGRAMA FCNR.....	160
1. AS MOTIVAÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DE SOFTWARE EM MATLAB.....	160
2. O PROGRAMA FCNR	161
2.1 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS DO PROGRAMA FCNR	162
ANEXO C – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM AS REDES DE TESTE	167
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	189

Índice de Figuras

Figura 1- Curva tensão - Tempo capacidade exigida às instalações Produção Eólica para suportarem Cavas de Tensão.	14
Figura 2- Triângulo Trigonométrico das Potências.	21
Figura 3- Estados de Operação de um SEE.	25
Figura 4- Curva PV de Variação da Tensão com a Carga.	31
Figura 5- Gráfico do Método da Continuação.	33
Figura 6- Gráfico do Método da Continuação Predictor-Corrector.	33
Figura 7- Fluxograma para o FC pelo Método Newton-Raphson.	39
Figura 8- Fluxograma para o FC Contínuo pelo Método Newton-Raphson.	41
Figura 9- Iterações necessárias para Convergência da Rede de testes de 57 Barramentos do IEEE.	42
Figura 10- Curvas da variação dos valores FSQV e valores da diagonal da sub-matriz jacobiana J_{22} dos barramentos 2 e 3, referentes respectivamente aos cenários B1 e B6 (simulações realizadas com a rede de testes de 57 barramentos do IEEE).	44
Figura 11- Variações dos valores FSQV e valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos barramentos 1 a 57 da comparação respectivamente dos cenários B1 e B6 (simulações realizadas com a rede de testes de 57 barramentos do IEEE).	45
Figura 12- Curvas de variação dos valores FSQV e da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos barramentos 1 a 10, da comparação respectivamente dos cenários B1 e B6 (simulações realizadas com a rede de testes de 57 barramentos do IEEE).	46
Figura 13- Curvas de variação dos valores FSQV e da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos 14 barramentos, da comparação respectivamente dos cenários A1 e A9 (simulações realizadas com a rede de testes de 14 barramentos do IEEE).	47
Figura 14- Curvas de variação dos valores FSQV e da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos 14 barramentos, da comparação respectivamente dos cenários A1 e A5 (simulações realizadas com a rede de testes de 57 barramentos do IEEE).	48
Figura 15- Capacidade geradora acumulada dos parques eólicos portugueses [INEGI_11].	52
Figura 16- Parque Híbrido Eólico-Solar de Mosteiro-Mina de Orgueirel (Sabugal-Portugal) Potência instalada de (11+8,4 MW).	53
Figura 17- Estrutura de uma rede elétrica clássica [Teninge_09].	56
Figura 18- Diagrama de blocos de um sistema de produção [Machowski_97].	57
Figura 19- Evolução da frequência em função do nível de produção/consumo:	58

Figura 20- Diagrama de blocos de um regulador de velocidade [Cutsem_10].	59
Figura 21- Característica de estatismo do gerador [ERSE_11a].	59
Figura 22- Síntese dos meios de regulação da tensão [Richardot_07].	65
Figura 23- Regulação secundária da tensão [Richardot_07].	67
Figura 24- Regulação hierárquica da tensão [Teninge_09].	68
Figura 25- Princípio da conversão da energia eólica [Poitiers_06].	70
Figura 26- Perfil aerodinâmico de uma pá [Teninge_09].	70
Figura 27- Curva de variação de C_P com λ , obtida pela expressão (2.28).	72
Figura 28- Perfil aerodinâmico e sistemas de forças que atuam na pá [Tarnowski_06].	72
Figura 29- Coeficiente de sustentação e coeficiente de arrastamento em função do ângulo de ataque [Tarnowski_06].	73
Figura 30- Característica elétrica de um gerador eólico [Courtecuisse_08].	75
Figura 31- Curvas de variação de C_P com λ , obtidas pela expressão 2.35, para vários valores de β .	76
Figura 32- Característica de um gerador eólico de velocidade fixa com sistema stall [Courtecuisse_08].	77
Figura 33- Esquema de ligação Aero geradores com geradores de indução de rotor em gaiola [Teninge_09].	79
Figura 34- Esquema de ligações do aerogerador com DFIG [Teninge_09].	81
Figura 35- Operação subsíncrona e supersíncrona do aerogerador com DFIG [Dendouga_10].	81
Figura 36- Esquema de ligações do aerogerador com gerador síncrono de ímãs permanentes [Teninge_09].	83
Figura 37- Produção eólica e desvio na interligação [Pinto_09].	86
Figura 38- Subida e descida rápida da tensão quando os parques eólicos injetam potência reativa (8:00 h) e deixam de injetar potência reativa (22:00 h) [Marcelino_09].	87
Figura 39- Curva tensão-Tempo capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão [RRT_10], [RRD_10].	88
Figura 40- Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante as cavas de tensão [RRT_10], [RRD_10].	89
Figura 41- Central Hidroelétrica de Três Gargantas – China.	94
Figura 42- Central Hidroelétrica de Alto Lindoso.	95
Figura 43- Central Hidroelétrica de Itaipu.	96
Figura 44- Central Hidroelétrica da Aguieira	96
Figura 45- Parque Híbrido Eólico-Solar de Mosteiro-Mina de Orgueirel (Sabugal-Portugal).	99

Figura 46- Central Fotovoltaica com 32140 paineis solares (9, 96 MW) - cobertura estacionamento.	100
Figura 47- Esquema unifilar da rede de testes de 14 barramentos do IEEE	105
Figura 48- Esquema unifilar da rede de testes de 57 barramentos do IEEE.	106
Figura 49- Perfis da tensão nos barramentos da rede 14 barramentos (barramentos 1 a 8).	108
Figura 50- Perfis da tensão nos barramentos da rede de 14 barramentos (barramentos Ref. e do 9 ao 14).	108
Figura 51- Pontos característicos das curvas de tensão nos barramentos PV e barramento PQ (4, 5 e 7) da rede de 14 barramentos.	110
Figura 52- Pontos característicos das curvas de produção de energia reactiva dos barramentos PV da rede de 14 barramentos.	110
Figura 53- Curvas dos coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos PQ da rede de simulação de 14 barramentos.	112
Figura 54- Curvas dos coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos PV da rede de simulação de 14 barramentos.	112
Figura 55- Curva FSQV para a rede de 14 barramentos	115
Figura 56- Curvas FSQV referentes à rede de 14 barramentos (sem contingência ou com contingência na linha 2 provocada no PC 1).	120
Figura 57- Reduções dos PMC provocadas por contingências de linha de 1ª ordem na rede de testes de 14 barramentos.	122
Figura 58- Curvas FSQV correspondentes à simulação sem contingência e às 19 contingências provocadas no ponto de carga base (rede de testes de 14 barramentos).	122
Figura 59- Curvas FSQV referentes às 6 piores Contingências de linhas/transformadores da rede de 14 barramentos	123
Figura 60- As curvas FSQV referente às 6 contingências de linhas/transformadores menos penalizantes da rede de 14 barramentos.	124
Figura 61- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.1 (rede de 14 barramentos).	125
Figura 62- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.2 (rede de 14 barramentos).	125
Figura 63- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.3 (rede de 14 barramentos).	125
Figura 64- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.38 (rede de 14 barramentos).	126
Figura 65- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.385 (rede de 14 barramentos).	126
Figura 66- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.39 (rede de 14 barramentos).	126

Figura 67- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.6 (rede de simulação de 14 barramentos).	127
Figura 68- Curvas FSQV referentes à rede de 14 barramentos (sem contingências, conting. LI 2, conting. LI 4, e conting. L2 e 4 em simultâneo).	128
Figura 69- Curvas FSQV referentes à rede de 14 barramentos (sem contingências, conting. LI 3, conting. LI 8, e conting. LI 3 e 8 em simultâneo).	129
Figura 70- Curvas FSQV referentes às contingências provocadas na rede de 14 barramentos: sem conting.; contig. LI 2 (PC 1); conting. LI 4 (PC 1); conting. LI 2 (PC 1.1); e LI 4 (PC 1.15).	130
Figura 71- Curvas FSQV referentes às contingências provocadas na rede de 14 barramentos: sem conting.; contig. LI 2 (PC 1); conting. LI 4 (PC 1); conting. LI 2 (PC 1.1); e LI 4 (PC 1.2).	131
Figura 72- Curvas FSQV referente às contingências provocadas na rede de 14 barramentos: sem contingências; contig. LI 3 (PC 1); conting. LI 8 (PC 1); conting. LI 3 (PC 1.2); e LI 8 (PC1.25).	131
Figura 73- Curvas FSQV referente à rede de 14 barramentos: sem contingências; contig. LI 3 (PC 1); conting. LI 8; e conting. LI 8 (PC 1.2); e LI 3 (PC 1.4).	131
Figura 74- Curvas FSQV referentes à rede de 14 barramentos (sem contingências ou com contingência no gerador 2 provocada no PC 1).	133
Figura 75- Curvas FSQV referentes às contingências de gerador/ <i>shunt</i> capacitivo da rede de 14 barramentos e provocadas no PC 1.	135
Figura 76- Curva FSQV sem contingência e com contingência no gerador 2 provocada nos PC 1 e 1.1 (rede de 14 barramentos).	136
Figura 77- Curva FSQV sem contingência e com contingência no gerador 2 provocada nos PC 1 e 1.68 (rede de 14 barramentos).	136
Figura 78- Curva FSQV sem contingência e com contingência no gerador 2 provocada nos PC 1 e 1.7 (rede de 14 barramentos).	136
Figura 79- Curvas FSQV referente às contingências provocadas na rede de 14 barramentos: sem conting., contig. G2 PC 1, conting. G3 PC1, conting. em simultâneo G2 e G3 PC1 e conting. G2 (PC 1.2) e G3 (PC1.5).	138
Figura 80- Índice NIVCP para a rede de 57 barramentos	140
Figura 81- Redução do índice NIVCP provocada por contingências de linha de 1º nível da rede de 57 barramentos.	140
Figura 82- Esquema unifilar da rede de 5 barramentos na situação 1.	142
Figura 83- Esquema unifilar da rede de 5 barramentos na situação 2.	143
Figura 84- Esquema unifilar da rede de 5 barramentos na situação 3.	145
Figura 85- Esquema unifilar da rede de 5 barramentos na situação 4.	146
Figura 86- Esquema unifilar da rede de 7 barramentos na situação 1.	147
Figura 87- Esquema unifilar da rede de 7 barramentos na situação 2.	148
Figura 88- Esquema unifilar da rede de 7 barramentos na situação 3.	149

Índice de Tabelas

Tabela 1- Número Iterações FC, do FC Contínuo, para a Convergência da Rede de Simulação de 57 Barramentos do IEEE.	43
Tabela 2- Margens indicadas para as tensões na RNT [ERSE_09].	63
Tabela 3- Margens indicadas para as tensões na RNT após falha simples (critério $N-1$) [ERSE_09].	63
Tabela 4- Margens indicadas para as tensões na RNT após falha de linhas de circuito duplo [ERSE_09].	63
Tabela 5- Regulamentos de rede em países com elevada penetração eólica.	84
Tabela 6- Valores da $\text{tg } \phi$ nas Horas cheias e de ponta e nas Horas de vazio e de super-vazio.	90
Tabela 7- Valores da $\text{tg } \phi$ nas Horas cheias e de ponta e nas Horas de vazio e de super-vazio para os parques eólicos em regime especial.	91
Tabela 8- Matriz de disparos dos Grupos Geradores-Bomba da Central da Aguieira. Indicador não definido.	Erro!
Tabela 9- Tensões nos barramentos para vários PC (rede de 14 barramentos).	107
Tabela 10- Limites produção de energia reactiva dos geradores da rede de simulação de 14 barramentos.	109
Tabela 11- Coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ e tensões dos barramentos PQ referentes ao FC anterior ao colapso (rede de simulação de 14 barramentos).	112
Tabela 12- Coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos e valores da grandeza FSQV para a rede de 14 barramentos	113
Tabela 13- Cenários de cargas A1 a A9 para a rede de 14 barramentos.	115
Tabela 14- Quatro últimos valores FSQV para os cenários A1 a A9 para a rede de 14 barramentos.	116
Tabela 15- Crescimento percentual das cargas para os cenários A1 a A9 para a rede de 14 barramentos.	116
Tabela 16- Cenários de cargas A1 a A9 para a rede de 14 barramentos (2º abordagem).	118
Tabela 17- Quatro últimos valores FSQV para os cenários A1 a A9 para a rede de 14 barramentos (2º abordagem).	118
Tabela 18- Resultados da simulação de contingência de linha para a rede de 14 barramentos.	120
Tabela 19- Impacto no PMC das contingências de 2º nível para a rede de 14 barramentos.	129
Tabela 20- Limites de produção de energia reactiva dos geradores da rede de 14 barramentos para a contingência do gerador do barramento 2.	133
Tabela 21- Redução do PMC devido a contingência de gerador ou <i>shunt</i> capacitivo da rede de 14 barramentos.	134
Tabela 22- Limites de produção de energia reactiva dos geradores da rede de 14 barramentos para as contingências dos geradores/shunt capacitivo.	134
Tabela 23- Redução do PMC devido à contingência de dois geradores da rede de 14 barramentos.	138

Tabela 24- Resultados mais importantes da simulação de contingências de linha para a rede de 57 barramentos.	141
Tabela 25- Sem sobrecarga, com pequena contingência das tensões nos barramentos 4 e 5.	141
Tabela 26- Sem sobrecarga, com pequena contingência das tensões nos barramentos 2,4 e 5.	142
Tabela 27- Com sobrecarga e contingências nos barramentos 2, 3, 4 e 5, contingências de cargas nas linhas 1-2, 1-4, 1-5 e 5-3.	143
Tabela 28- Análise da Energia acima de $T_g \varphi = 0,4$ ou abaixo de $\text{Cos } \varphi = 0,92848$	144
Tabela 29- Sem sobrecarga com compensação por Baterias de Condensadores nos barramentos 2, 3, 4 e 5 com pequena contingência das tensões nos barramentos 2, 3, 4 e 5.	145
Tabela 30- Sem sobrecarga, com pequena contingência das tensões nos barramentos 3.	146
Tabela 31- Com pequena contingência das tensões nos barramentos 2 e 7 e já bastante mais nos 3, 4 e 5 e com sobrecarga nas linhas 1-2, 1-3 e 2-5.	147
Tabela 32- Com elevadas contingências das tensões nos barramentos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 e com sobrecarga nas linhas 1-2, 1-3, 2-5 e 2-6	148
Tabela A1- Dados e resultados do FC da rede de 14 barramentos do IEEE.	155
Tabela A2- Dados das linhas da rede de 14 barramentos do IEEE.	155
Tabela A3- Dados e resultados do fluxo de cargas da rede de 57 barramentos.	156
Tabela A4- Dados das linhas da rede de 57 barramentos do IEEE.	157
Tabela B1- Dados de entrada e saída das rotinas do programa FCNR.	162
Tabela B2- Erros máximos da comparação dos resultados do FC obtidos entre o programa FCNR e o Power World para a rede 14 e 57 barramentos.	164
Tabela B3- Resultados da comparação entre as tensões obtidas nos FC realizados com o programa FCNR e o Power World para a rede 14 barramentos.	164
Tabela B4- Resultados da comparação entre as potências produzidas nos FC realizados com o FCNR e com o Power World para a rede 14 barramentos.	164
Tabela B5- Resultados da comparação entre as tensões obtidas nos FC realizados com o FCNR e o Power World para a rede 57 barramentos.	165
Tabela B6- Resultados da comparação entre as potências produzidas nos FC realizados com o FCNR e o Power World para a rede 57 barramentos.	166
Tabela C1- Tensões nos barramentos para vários pontos de carga para a rede de 57 barramentos (ordenada por número crescente de barramento).	167
Tabela C2- Tensões nos barramentos para vários pontos de carga para a rede de 57 barramentos (ordenados em primeiro lugar por tipo de barramento e em segundo lugar por valor crescente da tensão do ultimo FC).	169
Tabela C3- Coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos e valores da grandeza FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos.	170
Tabela C4- Cargas finais referentes aos cenários B1 a B11 para a rede de simulação de 57 barramentos (1ªabordagem).	172
Tabela C5- Cargas finais referentes aos cenários B1 a B11 para a rede de simulação de 57 barramentos (2ªabordagem).	173
Tabela C6- Erros dos valores FSQV finais para os aumentos de carga do barramento 2 da rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 5%).	174

Tabela C7- Erros dos valores FSQV finais para os aumentos de carga do barramento 2 da rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).	175
Tabela C8- Erros dos valores FSQV finais para os aumentos de carga do barramento 3 da rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).	178
Tabela C9- Aumento das cargas base para um erro máximo de 1% no valor final do FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).	180
Tabela C10- Aumento das cargas base para um erro máximo de 2% no valor final do FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).	181
Tabela C11- Aumento das cargas base em dois barramentos para um erro máximo de 1% no valor final do FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).	182
Tabela C12- Aumento das cargas base em dois barramentos simultâneos para um erro máximo de 2% no valor final do FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).	183
Tabela C13- Resultados das simulações de contingência de linha com a rede de 57 barramentos (indexado por ordem crescente do N° de linha).	185
Tabela C14- Resultados das simulações de contingência de linha com a rede de 57 barramentos (indexado por ordem decrescente da redução do PMC).	186

Siglas e Acrónimos

AC	–	Alternating Current (Corrente Alternada)
AT	–	Alta Tensão
AVR	–	<i>Automatic Voltage Regulator</i> (Regulador Automático de Tensão)
BlackOut	–	Apagão Total de Energia
BT	–	Baixa Tensão
CPU	–	<i>Communications Processor Unit</i> (Unidade Processadora de Comunicações)
DC	–	<i>Direct Current</i> (Corrente Contínua)
ER	–	Elemento de Rede
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FC	–	Fluxo de Cargas
FCNR	–	Fluxo de Cargas pelo Método Newton-Raphson
FCR	–	<i>Field Current Regulator</i> (Regulação de Tensão em Corrente de Campo - Manual)
FSQV	–	<i>Full Sum $\delta Q/\delta V$</i> (Soma Total da Derivada $\delta Q/\delta V$)
IEEE	–	Institute of Electrical and Electronic Engineers (Instituto de Engenheiros Eléctricos e Eletrónicos)
MAT	–	Muito Alta Tensão
MT	–	Média Tensão
NIVCP	–	<i>New Index to Voltage Collapse Point</i> (Novo Índice ao Ponto de Colapso da Tensão)
NR	–	Newton Raphson
PC	–	Ponto de Carga
PCS	–	Perceptrão Camada Simples
PMC	–	Perceptrão Multicamada (RNA)
RNA	–	Rede Neuronal Artificial RP (Retro-Propagação)
RRD	–	Regulamento da Rede de Distribuição [RRD_10]
RRT	–	Regulamento da Rede de Transporte [RRT_10]
SEE	–	Sistemas Eléctricos de Energia
SFCR	–	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Eléctrica
STATCOM	–	<i>Static Synchronous Compensator</i> (Compensador Síncrono Estático)
SVC	–	<i>Static Var Compensators</i> (Compensadores Variáveis Estáticos da Reactiva)

TCSC	–	<i>Thyristor Controlled Series Compensation</i> (Compensação Série Controlada por Tirístores)
TCT	–	<i>Tap Changers Transformer</i> (Transformadores com Comutação de Tomadas em Carga)
ULTC	–	<i>Under-Load Tap Changer</i> (Comutador de sub-carga)

1. INTRODUÇÃO

A história da origem da eletricidade perde-se na antiguidade, no tempo da primeira observação da eletrificação de objetos por atrito. Filósofos gregos, entre os quais, Thales de Mileto no ano 600 (século VI a.C.), descobriu que ao esfregar uma peça de âmbar com um pedaço de lã ou pele, o âmbar adquiria propriedade de atrair pequenos pedaços de palha. A palavra eletrão, deriva da palavra âmbar (elektron em grego), que deu origem à ciência da eletricidade. Os gregos também descobriram que algumas pedras “as magnetitas (loadstones)” que se encontravam em Magnesia (localidade da Ásia Menor) atraíam exclusivamente o ferro, mesmo sem serem friccionadas. O estudo desta propriedade originou a ciência do magnetismo. No século XI, árabes e chineses usaram a magnetita a flutuar sobre a água para se orientarem na navegação. Nasceram assim as bússolas. Em 1269 o Francês Pierre de Maricourt, efetuou o primeiro estudo sistemático dos ímãs. Usou uma agulha magnetizada, para traçar o que chamou de "linhas de força" ao redor de uma esfera de magnetita e descobriu que estas linhas convergem em duas regiões, em lados opostos da esfera, como as linhas longitudinais da Terra. Por analogia, chamou as regiões onde as linhas de força convergem de pólos. Desde essa época, a electricidade teve uma evolução relativamente lenta. Em 1729 o Inglês Stephen Gray (1729), com suas experiências de transferência de carga elétrica de um bastão de vidro para uma bola de marfim pendurada por um cordel Gray concluiu, que muitas substâncias podem ser classificadas de condutoras

ou isolantes. Os condutores, entre os quais os metais e as soluções iônicas, permitem o fluxo livre da carga. Os isolantes, como a madeira, borracha, seda e vidro, não permitem o fluxo livre da carga. O Francês Charles du Faye (1733), concluiu que existem dois tipos de cargas, observadas como "fluxos de carga elétricos", sendo que as cargas iguais se repelem e as diferentes se atraem. Em 1750 o Norte-Americano Benjamin Franklin, sugeriu que um único tipo de carga circularia de um corpo para outro pela fricção, tendo designado o corpo carregado positivamente o que acumulou a carga e o corpo carregado negativamente o que perdeu a carga. Efectuou várias experiências científicas, tendo comprovado suas teorias sobre a existência da eletricidade. O estudo mais famoso, foi quando descobriu as cargas positivas e negativas em raios e como estes fenômenos tinham origem elétrica. Concluí-se haver uma convergência entre a eletricidade e o magnetismo, mas demorou algum tempo a ser evidente a relação entre as duas ciências. Durante todo o século XVIII, foram realizadas várias experiências, mas as conclusões eram só qualitativas.

Foi em 1785 que o trabalho definitivo sobre as forças elétricas, foi atribuído ao Físico Francês Charles Augustin de Coulomb. Coulomb realizou a experiência, de carregar uma pequena bola de seiva vegetal (pith) recoberta de ouro com uma quantidade de carga Q . Tocando-a com uma outra bola idêntica, sabia que cada uma delas ficaria com metade da carga ($Q/2$). Ao repetir esse processo, Coulomb obteve várias quantidades de carga. Para medir a força entre as bolas ou seja determinar a lei de interação entre as cargas elétricas, ele utilizou uma balança de Torção. Com a "lei de interação entre as cargas elétricas", ele concluiu que cargas de sinais iguais se repelem e cargas de sinais opostos se atraem. Coulomb descobriu que, mantendo as cargas constantes, a força é proporcional a $1/d^2$. Por outro lado mantendo a distância fixa, a força é proporcional ao produto das cargas. Então temos, $|F| = k_0 \times q \times Q/d^2$ onde k_0 é uma constante que vale: $k_0 = 9.0 \times 10^9$ (N.m²/C²).

F - Força Eletrostática (N); k_0 - Constante Dielétrica no Vácuo (N.m²/C²);

q - Carga Elétrica de Prova (C); Q - Carga Elétrica (C); d - Distância entre as Cargas (m).

Durante o século XVIII os conceitos de diferença de potencial e de corrente elétrica foram desenvolvidos aos poucos. O estudo exaustivo da interdependência entre estas duas grandezas, era dificultado por razões, tais como a inexistência de uma fonte de corrente contínua. Até 1800, a única forma para produzir uma corrente elétrica, era descarregar uma garrafa de Leyden através de um condutor elétrico, não existiam instrumentos para medir as grandezas elétricas. No início dos estudos da eletricidade, não existiam meios de armazenar

cargas elétricas por longos períodos. Não se sabia qual é o verdadeiro papel, que o condutor elétrico exerce no percurso da carga através dele. O Norte-Americano Benjamin Franklin, substituiu a garrafa de vidro por uma placa plana de vidro, que de um modo mais simples deu lugar a um dispositivo constituído por duas placas metálicas paralelas separadas por ar. Nasceu assim o famoso "Condensador", capacitor no Brasil.

O Italiano Alessandro Volta (Pavia), apoiado nas experiências de seu compatriota Luigi Galvani (Fisiologista) com "eletricidade animal" efectuou ensaios com placas de Cu e Zn, tendo descoberto que as mesmas ficavam carregadas pelo simples contacto entre os dois metais. Volta sabia, que os órgãos das enguias elétricas, têm uma estrutura laminada de várias camadas intercaladas por um fluído. Então separou os pares de discos de Zn e Cu com papel ensopado por uma solução salina ou ácida. Esse arranjo, tornou possível produzir várias faíscas deixando incandescentes alguns fios metálicos. Em 1799 Volta anunciou a invenção da "Pilha Voltaica", a qual permitiu gerar uma corrente contínua pela primeira vez. Este invento, foi muito importante para o estudo futuro do eletromagnetismo.

O Inglês Michael Faraday, efectuou vários estudos sobre o eletromagnetismo, os quais foram aproveitados pelo inglês James Clerk Maxwell, que tendo trabalhado sobre eles, criou uma forma matemática para o eletromagnetismo, as "Leis de Maxwell". Essa grande descoberta, permitiu descobrir que a luz é uma onda eletromagnética e sua velocidade pode ser determinada por medidas puramente elétricas e magnéticas. Em 1827 o Alemão Georg Simon Ohm (Físico e Matemático), descobriu a "Lei de Ohm", demonstrando que a diferença de potencial através de um dispositivo elétrico é diretamente proporcional à corrente que o atravessa ($U = R \times I$). Os dispositivos elétricos que seguem a lei de Ohm, são conhecidos por puramente Ohmicos e os que não seguem são não-Ohmicos. As ciências da eletricidade e do magnetismo, desenvolveram-se sempre de forma isolada.

Em 1879 o Norte-Americano Thomas Alva Edison inventou a lâmpada incandescente, sendo a primeira formada por um filamento de carvão, envolvido por um bolbo a vácuo e ficou acesa só por 45 horas. Nesse ano o Norte-Americano Edwin Helbert Hall (Físico), descobriu o aparecimento de um campo elétrico transversal em um condutor elétrico, no qual circula uma corrente elétrica na presença de um campo magnético (efeito Hall). Se usar um condutor de cobre, a corrente elétrica nesse metal se deve ao fluxo de partículas de carga negativa, sendo que os portadores de cargas são partículas carregadas negativamente.

Em 1880 Edison construiu a primeira instalação de luz elétrica incandescente, na

embarcação oceânica do SS Columbia, onde usou uma primeira forma de soquete de madeira "1880 Wire Terminal Base" e lâmpadas incandescentes de filamento de carbono. No início, as tomadas elétricas das lâmpadas (no SS Columbia) eram ligadas ao dínamo elétrico (DC), por um par de fios de cobre entrançados de tecido a um braço de suporte tubular em latão oco roscado, como os usados nas lâmpadas a gás padrão da época. Edison colocou em funcionamento a primeira central terrestre de geração (Pearl Street-Nova York 1882). Essa central usava motores a vapor e no início alimentava cerca de 400 lâmpadas. A energia elétrica gerada pelo sistema, era em corrente contínua (DC), distribuída a uma Tensão de 120-220 V, usada pelos clientes de eletricidade para as lâmpadas e motores.

É necessário lembrar de um célebre cientista no campo da eletricidade, o Físico Sérvio Nicola Tesla, apesar de ter sido muito esquecido no seu tempo. Suas prestações foram principalmente em relação à corrente alternada e sistemas complexos de distribuição de energia. Como sabemos hoje em dia, na transmissão da corrente alternada o sentido dos elétrons varia de sinal, o que facilita a sua conversão de alta para baixa tensão e vice-versa. Essa descoberta revolucionou a eletricidade, pois foi verificado por ele que a corrente alternada é melhor do que a contínua para o transporte da energia em longas distâncias. Criou a bobina de Tesla, que é um transformador que gera eletricidade sem fio por ressonância no ar. Foi a origem dos transformadores. No início da década de 1880 Tesla, descobriu o motor de indução de corrente alternada (AC) e patentes relacionadas com o sistema polifásico, foram licenciadas e comercializadas em 1888 pela Westinghouse Electric. Faleceu em janeiro de 1943 na cidade de Nova York. Seu trabalho caiu quase no esquecimento após a sua morte. Contudo, em 1960 a Conferência Geral de Pesos e Medidas atribuiu em sua homenagem, a unidade (SI) de densidade do fluxo magnético como “Tesla”. A partir de 1990, houve um reaparecimento do interesse popular por Tesla.

Em Portugal a eletricidade apareceu no início no século XIX. O processo de eletrificação do país, teve muitos avanços e recuos e começou com a iluminação pública, antes da iluminação dentro de casa. Foi em meados de 1878, na comemoração do 15º aniversário do príncipe D. Carlos, que foram acesos os candeeiros na esplanada da Cidadela de Cascais. Estes foram oferecidos pela Câmara de Lisboa, tendo sido utilizados novamente, no mês a seguir, na zona do Chiado. Foi o pontapé de saída para a eletrificação de Portugal, tendo entusiasmado os portugueses com a novidade.

Em Lisboa, faziam-se excursões de família para ver os candeeiros a funcionar com a

eletricidade, sem o desagradável cheiro no ar dos anteriores, que funcionavam a querosene.

Foi já no final do século XIX e início do XX, que surgiram as primeiras empresas de produção e distribuição de energia elétrica:

Companhias Reunidas Gás e Eletricidade (CRGE)-1891; Construção da Central da Boavista-1903; Central do Ouro-1908; Construção da Central do Desterro-1909; Central Tejo-1914; União Elétrica Portuguesa-1919. [EDP_All]

O desenvolvimento económico-social do país não permitia o crescimento da energia elétrica, apesar de o debate sobre a produção de hidroeletricidade ter conquistado posição. A iluminação a gás nas ruas de Lisboa durou até 1965. Decorria na Europa a II Guerra Mundial, em Portugal o avanço da eletricidade se realizava, sob o regime do Estado Novo (Salazar), que se tinha declarado neutro nessa guerra. No ano de 1944 o estado português decidiu-se, pelo desenvolvimento de centrais hidroelétricas com a “Lei da Eletrificação”, da autoria do Eng.º Ferreira Dias. Seguidamente, foram criadas as sociedades Hidroelétrica do Zêzere e Hidroelétrica do Cávado. Em 1947 é criada a Companhia Nacional de Eletricidade (CNE). Portugal se tinha tornado, praticamente num produtor de energia renovável e estamos a caminhar de novo nesse sentido. Foi já nos anos 50, que se construíram algumas das principais e importantes barragens, tendo feito parte do quadro de industrialização do país, significando um bom desenvolvimento económico-social para as diversas regiões. Estamos a falar de Centrais como:

- Rio Rabagão – Alto Rabagão (1964), Vila Nova (1951), Frades I (2005), Frades II (2017);
- Rio Cávado - Caniçada (1955), Salamonde (1953), Paradela (1956), Vilarinho das Furnas (1972), Salamonde II (2005);
- Rio Lima – Alto Lindoso (1992), Touvedo (1993);
- Rio Douro – Miranda do Douro (1961), Picote (1958), Bemposta (1964), Pocinho (1982), Valeira (1975), Régua (1973), Carrapatelo (1972), Crestuma-Lever (1985);
- Afluentes Rio Douro – Senhora de Monforte (Rio Côa-1993), Baixo Sabor (Rio Sabor -2016), Rio Tua: Nunes (Rio Tuela-1995), Foz do Tua (2011), Tabuaço (Rio Távora 1965), Varosa (Rio Varosa-1976), Rio Tâmega; Torrão (1988), Gouvães (2021);
- Rio Zêzere – Caldeirão (1993) Castelo do Bode (1951), Cabril (1954); Bouçã (1955), Santa Luzia (Rio Unhais-1942);

- Rio Mondego – Aguieira (1981), Raiva (1982);
- Rio Tejo – Fratel (1973), Pracana (Rio Ocreza-1950), Central Belver (1952);
- Rio Guadiana – Alqueva (2002); Pedrógão (2006).

Algumas destas Centrais de Produção Hidroelétrica, são já de entrada em serviço nos anos 60, 70, 80, 90 e outras mais recentes do século XXI. Em menos de 10 anos, a produção de energia passou a ser cerca do triplo da de 1950, tendo-se confirmando na época a predominância de energia de origem Hídrica em relação à Térmica. Contudo, em 1966 ainda havia muitas freguesias em Portugal onde a eletricidade não chegava. Foi necessário alargar o apoio à eletrificação rural pelo Governo. O consumo de energia elétrica não parou de crescer, com várias indústrias, câmaras municipais e seus cidadãos, a dependerem cada vez mais da eletricidade. Nas décadas seguintes assistimos à introdução de grupos geradores térmicos de elevada potência, movidos a queima de carvão e de fuelóleo (Tapada do Outeiro e Carregado). A geração de eletricidade a partir das centrais térmicas, era uma última reserva, quando não houvesse água nas hídricas, vento para as eólicas ou sol para as fotovoltaicas e também não houvesse capacidade na interligação da nossa rede elétrica com a rede de Espanha. [EDP_All]

Em 1974, predominavam no país conflitos político-sociais, que levaram a uma fase de nacionalização do setor elétrico, foi então criada em 1976 a “Eletricidade De Portugal” (EDP). O cenário herdado pela EDP, era complexo e desequilibrado na eletrificação de todo o País. A distribuição da energia elétrica, estava concentrada nos grandes centros urbanos, uma parte do país estava ainda às escuras. Tornou-se necessário aumentar a capacidade das centrais electroprodutoras. A energia elétrica era indispensável para várias utilizações. O consumo era cada vez maior e era necessário criar estabilidade. [EDP_All]

Portugal enfrentava uma enorme precariedade industrial, o sector elétrico não estava organizado e as crises inesperadas do petróleo, não eram favoráveis ao desenvolvimento de uma empresa pública. A EDP tinha três grandes objetivos:

Eletrificação total do território; Melhoria de qualidade dos serviços prestados; Uniformização tarifária.

Foi necessário aumentar a produção de energia elétrica, para cobrir as necessidades do país no futuro. Coube à EDP Produção (Grupo EDP), aumentar a capacidade instalada do parque electroprodutor nacional. Foram construídas, as centrais a fuelóleo do Carregado e a

carvão as de Setúbal, Sines e Pego. Esta última, foi vendida no processo de privatização e abertura do mercado da eletricidade ao setor privado. Com a introdução do gás-natural em Portugal, instalaram-se também as centrais do Ribatejo, Lares e a conversão de Tapada do Outeiro. Nos anos 90, a energia termoelétrica representava cerca de 70% da produção total de energia elétrica em Portugal. Ajudava a manter uma reserva sempre disponível, quando as outras fontes de energia primária não tivessem capacidade para abastecer o país. Foi nos anos 90, que a EDP promoveu com grande êxito as operações “Trás-Os-Montes e Beira Baixa”, zonas que estavam quase às escuras, tendo sido necessário agir rapidamente. Com esta atitude, tinha-se resolvido o problema da eletrificação de todo o país. [EDP_All]

Em finais do século passado, o poder político pensou em avançar com a privatização da EDP. O processo demorou vários anos e acabou por acontecer a 14 de fevereiro de 2013. Os desafios emergentes do século XXI, mostram-se virados para a liberalização do mercado da energia elétrica e para as exigências de preservação ambiental. A utilização dos combustíveis fósseis tem de ser reduzida a quase zero, substituída pelo aproveitamento das energias alternativas e limpas. Não é aceitável, continuar a usar fontes de energia não renováveis no futuro, porque as suas reservas são finitas e porque não são sustentáveis. Assim passamos, para a utilização do gás natural, das energias eólica, solar e dos mares. A energia elétrica é cada vez mais procurada, mas o crescimento da produção não pode ter por base a energia termoelétrica, esta deve funcionar sempre como uma reserva. [EDP_All]

A EDP é uma empresa de referência, pela caminhada tecnológica que tem feito. Os desafios futuros da transição energética, devem passar pelos 3D: A digitalização, a descarbonização e a descentralização. É uma das empresas líderes no setor energético mundial e pretende continuar a ser uma empresa distinta, com foco sempre no crescimento. Os seus objetivos terão sempre de ser traçados, tendo em conta a preocupação ambiental, a inovação tecnológica, a preocupação social e principalmente o cliente. [EDP_All]

Desde que Edison inventou a lâmpada incandescente, construiu a 1ª instalação de produção de luz elétrica incandescente (1880), e as preciosas contribuições de Nicola Tesla no desenvolvimento da AC, a humanidade teve uma súbita e significativa melhoria de Vida. Tudo isto aconteceu em finais do século XIX. Apartir daí a evolução da eletricidade e seus derivados tecnológicos (Semicondutores, Eletrónica de Potência, Eletrónica Digital, Circuitos Integrados (IC), Leds, etc.), não mais parou. Em cerca de 1,5 séculos, a tecnologia evoluiu tanto, que tudo que é descoberto é função da eletricidade e melhoria da sua

qualidade. Hoje em dia, não se pode imaginar o mundo sem eletricidade. O caminho é no sentido do que é renovável e sustentável, para a Natureza e para o Homem.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Foi já em pleno século XX, com o crescente desenvolvimento industrial e a elevada necessidade de produção de energia elétrica, que os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) se tornaram nos sistemas mais importantes do fornecimento dessa energia, graças às suas características muito próprias. A energia elétrica, com suas características especiais, tem a possibilidade de ser transportada à escala continental. É através dos SEE, que se tem vindo a criar uma dependência crescente da energia elétrica, actualmente com níveis elevados. Todos os sectores económicos, centram suas necessidades energéticas, com um grau maior ou menor, no consumo da energia elétrica. Esta energia, tem a vantagem de ser fácil o seu controlo e o seu transporte. Outra característica importante e extraordinária deste tipo de energia, é a possibilidade de se transformar com bastante facilidade em outras formas de energia, que o consumidor final necessita. Todavia, a energia elétrica não existe na natureza. Assim, é por isso uma forma de energia intermédia, produzida por conversão de outros tipos de energia, que de modo convencional se designam de energias primárias.

Os SEE, são actualmente sistemas bastante complexos, constituídos por centenas de centrais produtoras de energia elétrica (termoeléctricas, hidroeléctricas, eólicas, solares) linhas de transporte (MAT e AT), subestações de transporte (MAT, AT, e MT), subestações de distribuição (AT, MT e BT) etc. Nas redes de grande dimensão, estes sistemas comportam milhares de componentes. O funcionamento de todos esses componentes, é continuamente monitorizado por diversos tipos de proteções. Em caso de violação dos limites definidos, a protecção retira de serviço o componente respectivo, evitando a sua destruição, que eventualmente poderia colocar em risco bens e até mesmo pessoas. As consequências para o sistema eléctrico da saída de qualquer componente, dependerão da sua importância. Os SEE têm diversos tipos de proteções, que devem isolar os componentes defeituosos em tempo relativamente curto, sendo que após o isolamento do defeito o sistema se deve reajustar e continuar o normal fornecimento de energia elétrica. Para que seja possível a aplicação deste princípio, é necessário que os outros componentes possam substituir a falta de um qualquer componente. Por exemplo, após uma saída de um gerador por um defeito grave, a reserva girante (outro gerador) deverá substituir a produção perdida. O mesmo se aplica á saída de uma linha de transporte, onde as outras linhas terão que ter capacidade de suportar a energia

da linha em falta ou após a perda de um transformador, os outros transformadores terão que ter capacidade de fornecer a quantidade de energia do componente em falta. A estabilidade de um SEE, está intimamente interligado ao grau de segurança definido para esse sistema, porque na falta de reserva de produção, transporte ou mesmo transformação de energia elétrica, o sistema entra em situação de instabilidade. Se não forem efectuadas, manobras necessárias para anular a instabilidade, o SEE pode muito rapidamente evoluir para o colapso da tensão ou frequência, provocando um apagão parcial ou total (*BlackOut*) do sistema, com consequências económico-sociais muito elevadas.

Em situações normais de funcionamento dos SEE, tem de haver um equilíbrio contínuo entre a energia elétrica produzida e a consumida, porque ao contrario de outras formas de energia, a energia elétrica não pode ser armazenada. Para manter os sistemas eléctricos estáveis, a frequência da rede elétrica na Europa e em Portugal deve permanecer num intervalo muito pequeno, $50 \text{ Hz} \pm 0,1\%$ (0,05 Hz) ou seja entre 49,05 e 50,05 Hz. Contudo, é permitido pelo RNT que os grupos geradores possam oscilar entre $\pm 3\%$ (1,5 Hz) ou seja entre 48,5 e 51,5 Hz para o caso principalmente das eólicas [RNT_10 (3.6.6)].

Como os consumos de energia elétrica sempre variam, a produção também está continuamente a variar acompanhando os consumos. A capacidade de produção imediata, também chamada de reserva girante, é de grande importância dado a especificidade dos SEE. A reserva girante, é garantida por geradores que estão sincronizados com a rede e por isso prontos a produzir energia eléctrica. Essa reserva de geradores, é vital para fazer face a eventuais falhas de produção ou até aumentos súbitos de consumo.

Outra característica dos SEE, é manter a Tensão praticamente constante. O seu valor pode variar dentro do intervalo $\pm 5\%$ da tensão nominal. As tensões são mantidas dentro do intervalo especificado, através da produção de energia reativa capacitiva. A produção dessa energia é também imprescindível, para anular as quedas de tensão que se verificam ao longo da rede elétrica. As cargas eléctricas além da energia ativa, também consomem energia reativa normalmente indutiva. Essa reativa tem de ser compensada pelo sistema, fornecendo à rede energia reativa capacitiva. Os SEE, para além das variações naturais de consumo, as quais obrigam a um contínuo ajustamento da produção de energia eléctrica, estão também sujeitos a muitas situações de contingência, que os fragilizam, tais como, saída de geradores, linhas e transformadores. Torna-se necessário, que o sistema seja seguro, mesmo em situações extremas e desfavoráveis, para uma boa continuidade da alimentação das cargas.

A origem do SEE é nas centrais produtoras de energia eléctrica, onde se realiza a conversão da energia primária em energia eléctrica. De acordo com a quantidade de energia a transportar e da distância até próximo dos centros de consumo, as características da energia eléctrica são modificadas através de transformadores, para que o seu transporte seja efectuado da forma mais económica possível. Junto do consumo, as características da energia eléctrica são sucessivamente alteradas para se adequarem às características do sub-sistema distribuidor e na parte final essas características são do tipo de Baixa Tensão ou seja 230/400V. Existem vários tipos de produção conforme a sua fonte de origem primária. Entre os diversos tipos existentes na actualidade, podemos citar: produções convencionais como as centrais termoeléctricas (petróleo, carvão, gás natural); produção nuclear; produção hidráulica; produções com fontes alternativas (solar, eólica, biocombustíveis, oceanos e geotérmica). As fontes energéticas convencionais (fuelóleo (petróleo), carvão), causam inúmeros problemas ambientais, tais como o agravamento do efeito estufa do Planeta. Essas fontes, conjuntamente com a hidráulica, representavam a maior percentagem da produção de energia eléctrica em quase todo o mundo, até meados dos anos 70. Foi a partir desta época, que se optou por fontes de energia alternativas, nomeadamente as fontes de energia renováveis (solar, eólica e hidráulica), pois representam opções energéticas com menor impacto ambiental. Algumas das fontes de energia alternativas (biocombustíveis, oceanos e geotérmica), são pouco utilizadas, pois necessitam de maiores investimentos tecnológicos para a sua viabilização económica. A produção termoeléctrica, que nos anos 90 representava cerca de 70% do total da produção de energia eléctrica em Portugal [EDP_All], vai sendo desmontada (Ex. Sines 15-01-2021), representando neste momento uma última reserva.

Os SEE desempenham um papel de extrema importância no desenvolvimento socio-económico das nações, estando a enfrentar atualmente diversos problemas críticos, devido ao esgotamento dos recursos naturais, ao aumento sistemático do consumo de energia eléctrica, aos problemas ambientais e às pressões económico-financeiras. Caso haja um apagão parcial ou total (*BlackOut*) do sistema, esta situação leva à paralisação da economia, com custos socio-económicos muito altos nas zonas afectadas.

A produção distribuída, principalmente das eólicas, apostam no desenvolvimento sustentável e a reestruturação do sector da produção de energia eléctrica, são factores que tornam os SEE cada vez mais complexos [Nguy_09]. Estes obstáculos contribuem, para que os SEE sejam cada vez mais explorados próximos dos seus limites físicos, especialmente ao

nível da capacidade do transporte da energia elétrica. Os recentes BlackOuts, de consequências gravíssimas, que ocorreram nos Estados Unidos da América e em alguns países Europeus, são o exemplo deste problema [Nguy_09]. No ano de 2003 ocorreram dois BlackOuts de grandes proporções. O primeiro foi com uma perda de uma carga de cerca de 62 GW, por mais de 24 horas, incluiu a cidade de Nova York e provocou o caos e a paragem total da economia das zonas afectadas. O segundo foi em Itália, de menor proporção relativamente ao primeiro, mas também com consequências socio-económicas assinaláveis. Incidentes desta natureza, prejudicam milhões de pessoas, como o caso dos BlackOuts que ocorreram na Índia em finais de Julho de 2012, onde foram afectadas cerca de 700 milhões de pessoas. Estes apagões levantaram novamente o paradigma da segurança dos SEE.

Apesar deste tipo de perturbações nos SEE, serem uma preocupação nas últimas décadas, elas acontecem esporadicamente. No entanto, as suas consequências podem ser enormes, tanto do ponto de vista económico-social, como do da segurança. Entre as perturbações que podem ocorrer num SEE, merece especial atenção os colapsos da tensão, devido aos problemas que originam, especialmente ao nível da qualidade de serviço. Essas causas são diversas, resultado da ocorrência de vários fenómenos dinâmicos e complexos.

A liberalização em curso do sector eléctrico, possibilita o aparecimento de produtores independentes e outras empresas distribuidoras de energia elétrica. Estas mudanças estão a alterar o padrão do sector eléctrico. No caso português, cujo sector era dominado por uma empresa, se passa para um mercado em que várias empresas têm acesso aos sub-sistemas de produção e de distribuição de energia elétrica. Por um lado o mercado se tornou mais competitivo e em princípio o cliente final é beneficiado com as mudanças. Por outro lado os sistemas tendem a ser explorados muito perto dos seus limites técnicos, aparecendo por consequência, com mais severidade e frequência, problemas de instabilidade da tensão. A todas estas dificuldades, acresce ainda a rejeição de certos grupos de opinião pública, por razões ambientais ou outras, de localizar novos centros produtores e de construir novas linhas de transporte, criando dificuldades acrescidas na expansão dos sistemas eléctricos e fragilizando assim a sua segurança. Estas dificuldades têm levado ao aproveitamento das capacidades do sistema eléctrico até pontos mais próximos dos limites do sistema, deixando de existir a margem de segurança que o sobre-dimensionamento permitia no passado.

Entre os vários tipos de problemas que podem existir nos sistemas eléctricos, destaca-se a instabilidade da tensão. Caso não sejam realizadas manobras para a anular, essa

instabilidade da tensão, pode caminhar para a sua fase mais gravosa e extrema, o colapso da tensão. Com a diminuição da margem de segurança e a maior probabilidade de ocorrer situações de instabilidade da tensão, torna-se necessário a monitorização do estado do sistema elétrico de energia (SEE), com a análise de índices de distância ao colapso da tensão [Kund_94, 04]. Nas últimas décadas, muitos investigadores têm centrado a sua investigação [Ajja_92, 92^a; Cani_96; Kess_86; Lema_90; LofT_92, 93; Tira_88], no estudo dos fenómenos de instabilidade da tensão, determinando índices de distância ao colapso da tensão, através da quantificação da distância, do ponto de funcionamento actual, ao ponto de colapso da tensão. Este estudo tem também permitido determinar medidas de controlo preventivo das situações de instabilidade da tensão.

A instabilidade da tensão, é um fenómeno localizado, mas as suas consequências podem se propagar e terem um impacto significativo em todo o sistema. Os fenómenos de instabilidade da tensão se caracterizam, basicamente, por um decréscimo das tensões nos barramentos, que são observados sobretudo em zonas de consumos elevados, interligados a sistemas de grandes dimensões, através de linhas de transmissão extensas. Estes fenómenos de instabilidade, podem provocar anomalias capazes de desencadear (parcial ou totalmente), o abaixamento da tensão. O principal factor que contribui para a ocorrência de situações de instabilidade da tensão, é a incapacidade do sistema responder às necessidades de energia reativa. Os operadores e os investigadores da rede elétrica, procuram estudar as causas que provocam essas instabilidades, para encontrar soluções adequadas, evitando esses problemas e minimizando os seus impactos no sistema. A estabilidade da tensão está relacionada com a capacidade de um sistema elétrico, em manter a tensão num nível aceitável em todos os barramentos do sistema sob condições normais de funcionamento e mesmo após ter sido sujeito a uma perturbação [Cuts_98].

O trabalho a ser desenvolvido na dissertação, é fundamentalmente centrado nesse importante problema da “Estabilidade da Tensão nas Redes Eléctricas”, sendo de especial relevância o seu controlo e resolução de acordo com as normas Internacionais [IEEE_81, 92, 96^a, 96b, 96c,] e Nacionais [ERSE_09, 11a, 11b e DGEG_18] vigentes, além de regulamentos específicos da rede elétrica. O estudo será fundamentado em documentação bibliográfica teórica e prática de engenharia do sector dos SEE.

1.2. OBJETIVOS

O principal objectivo desta dissertação é o de analisar o problema da estabilidade da tensão nos SEE, para conhecer o comportamento dinâmico do sistema de energia eléctrica, após a ocorrência de perturbações e encontrar soluções para a resolução dessas prováveis contingências. Principalmente analisar índices de estabilidade da tensão e da distância ao ponto de colapso.

Esse problema de estabilidade da tensão, não é tão grave nas produções hídricas. Nas centrais hídricas os grupos geradores são quase todos síncronos e os equipamentos de controlo da tensão (AVR), principalmente os de compensação tipo STATCOM (baseado em tecnologia de IGBTs), têm a capacidade de ajustar a tensão de acordo com as características técnicas da excitação do rotor de cada gerador com relativa facilidade. Os sistemas fotovoltaicos, conectados à rede, podem causar impactos na qualidade da energia eléctrica. Entre eles, se enunciam os principais problemas destes sistemas, que são gerar flutuações da tensão (efeito *Flicker*), mais elevadas (sobre-tensões) ou mais baixas (sub-tensões) que a nominal; potência reativa; alterar o fator de potência; harmónicos; etc. As produções eólicas, conectadas à rede, também têm alguns problemas de estabilidade da tensão, conforme o tipo de aerogeradores instalados em suas centrais. Os aerogeradores mais antigos, principalmente os assíncronos, são os mais problemáticos. Mas com as evoluções tecnológicas, apareceram outros mais evoluídos (os síncronos), que são mais versáteis quando ligados à rede eléctrica. As eólicas, usam também controladores de tensão, com compensação da reativa do tipo STATCOM específicos para aerogeradores, que são os mais versáteis que existem no mercado, embora haja outros tipos conforme as exigências tecnológicas de cada equipamento electro-produtor.

A grande penetração de energia eólica na rede eléctrica portuguesa, ao longo dos últimos anos, forçou a uma actualização dos requisitos técnicos exigidos aos centros electro-produtores eólicos, por parte dos operadores do sistema, de modo a garantir uma melhor segurança de operação da rede eléctrica. Entre os novos requisitos técnicos, que os produtores eólicos têm de cumprir, realçam-se, os que impõem a capacidade de os geradores eólicos terem de sobreviver a cavas de tensão, perante a ocorrência de curto-circuitos na rede eléctrica e à capacidade de injeção de corrente reativa na rede durante a ocorrência de defeitos por parte dos centros electro-produtores eólicos, com a intenção de fornecer suporte de tensão ao sistema durante o defeito [Carv_11].

Os parques eólicos portugueses, introduzidos antes da entrada em vigor do regulamento

da rede de transporte [RRT_10] e do regulamento da rede de distribuição [RRD_10] não são obrigados a cumprir estes requisitos, tendo de ser desligados na sequência de cavas de tensão. Entretanto, mesmo os parques eólicos equipados com máquinas adequadas aos novos requisitos impostos pelos referidos regulamentos, perante a ocorrência de cavas de tensão profundas (tensão no ponto de ligação do parque eólico inferior a 0,20 p.u.), como se pode observar na figura 1, implica a sua saída de serviço e da rede eléctrica. [RRT_10, RRD_10]

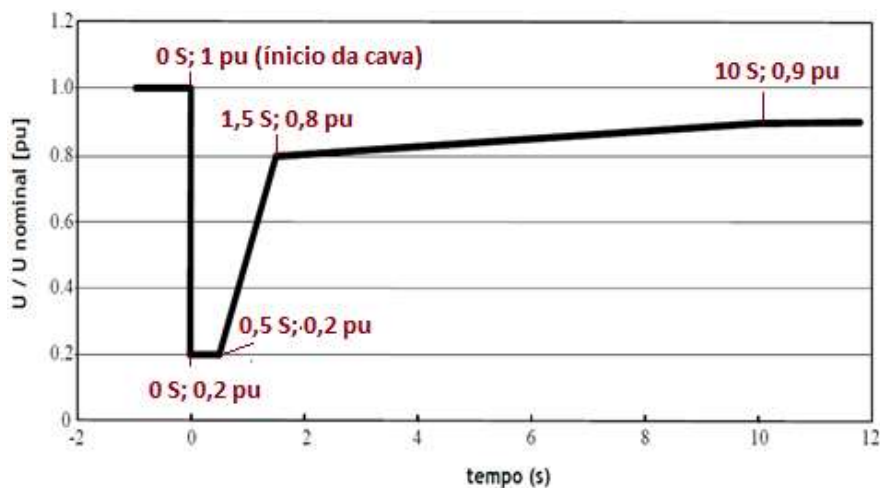


Figura 1- Curva tensão - Tempo capacidade exigida às instalações Produção Eólica para suportarem Cavas de Tensão.

Perante a ocorrência de defeitos, a saída de serviço de grandes quantidades de produção eólica pode provocar um impacto negativo na estabilidade de tensão da rede eléctrica. Para impedir, que haja dificuldade de restauração após a saída de um número acentuado de parques eólicos na sequência de um curto-circuito, os parques eólicos portugueses (sobretudo os de potência instalada mais elevada) têm que dispor de equipamentos que lhes permita possuir capacidade de sobreviver a cavas de tensão, fornecendo um serviço de sistema ao injetar corrente reactiva durante o defeito, nomeadamente bancos de baterias de condensadores.

Nos estudos a serem realizados, vão ser incluídas principalmente análises da produção eólica. Pretende-se retirar conclusões, que permitam por exemplo, especificar quais as medidas preventivas e corretivas de controlo a implementar, de forma a evitar o colapso da tensão, parcial ou total (*BlackOut*), da rede eléctrica com produção eólica. Pretende-se analisar os requisitos impostos pelos novos regulamentos [RRT_10, RRD_10], para os parques eólicos ligados à rede eléctrica. Será analisado o comportamento dos principais tipos de aerogeradores utilizados nos parques eólicos ligados à rede eléctrica portuguesa (gerador de indução de rotor em gaiola, gerador de indução duplamente alimentado e gerador síncrono

de ímanes permanentes com um elevado número de pares de pólos), perante a ocorrência de defeitos no sistema.

Os principais objetivos do trabalho da dissertação a realizar, vão incidir mais nos sistemas eólicos, devido às suas particularidades relativamente à estabilidade da tensão e serão os seguintes:

- Apresentar o estado da arte referente à estabilidade da tensão em SEE, com produção especialmente de energia eólica, fazendo algumas abordagens à produção solar e à hidráulica;
- Desenvolver modelos estáticos e dinâmicos de cargas, incluindo modelos constituídos por um agregado de cargas, e analisar a dependência das cargas em função da tensão;
- Implementar as modelizações estabelecidas para a representação dos diferentes Geradores eólicos, tais como:
 - O aerogerador com “*Gerador de indução de rotor em gaiola*” com sistema de controlo pitch;
 - O aerogerador com “*Gerador de indução duplamente alimentado*” com sistema de controlo pitch e proteções internas da máquina crowbar e chopper;
 - O aerogerador com “*Gerador síncrono de ímanes permanentes*” com um elevado número de pares de pólos;
- Analisar o comportamento e a influência dos 3 modelos de aerogeradores com e sem capacidade de regulação de tensão no estudo da estabilidade da tensão nas redes de teste;
- Estabelecer uma metodologia para a determinação de medidas de controlo preventivo e corretivo que permita evitar o colapso da tensão nas redes analisadas com base no estudo realizado, tais como:
 - Bloqueio das tomadas dos ULTC com e sem deslastre de cargas;
 - *Thyristor Controlled Series Compensation (TCSC)*;
 - *Static Var Compensators (SVC)*;
 - *Static Synchronous Compensator (STATCOM)*;
- Desenvolver uma metodologia, para o estudo da estabilidade dinâmica da tensão num ponto da rede elétrica, utilizando o software POWERWORLD

aplicado à "Rede Elétrica Nacional", desenvolvido pela PowerWorld Corporation.

1.3. ORGANIZAÇÃO DA TESE

Este trabalho vai ser constituído por aproximadamente 4 capítulos.

Vai ser apresentado um capítulo, com os métodos de controlo da Tensão nos SEE. Será também abordada a temática, dos diversos tipos de equipamentos eléctricos (principalmente os indutivos), dos consumidores industriais mas também dos domésticos, espalhados pela rede, que contribuem para a instabilidade da tensão e por consequência da própria rede eléctrica. No controlo da tensão irá ser analisado o gerador síncrono, por ter um papel central na manutenção dos níveis da mesma, dentro dos intervalos definidos. Serão também analisados outros equipamentos importantes para a compensação de redes eléctricas, como por exemplo as baterias de condensadores, os transformadores com regulação em carga TCT (*Tap Changers Transformer*-Transformadores com Comutação de Tomadas em Carga), SVC, STATCOM, entre outros. Seguidamente será realizada uma análise do comportamento das cargas eléctricas, perante os fenómenos de instabilidade da tensão. Neste tipo de perturbações, devem ser realizadas acções correctivas para inverter a situação, assim o sistema não deve caminhar para uma situação extrema, de colapso da tensão. As medidas de controlo preventivo desse colapso, são muito importantes e por isso devem ser analisadas. Existem métodos de cálculo da distância ao colapso, que são muito importantes, para a definição de índices ao ponto de colapso. No final deste capítulo serão apresentadas as bases teóricas da grandeza FSQV.

Poderá ser analisado o apagão ocorrido no dia 14 de Agosto de 2003, que afectou a parte este e nordeste dos Estados Unidos e a província de Ontário do Canadá. Este estudo tem algum interesse particular, por ter tido um impacto económico-social de grande dimensão. Na origem deste apagão, estiveram problemas de estabilidade da tensão, provocados por incapacidade de produção de energia reactiva. Esta análise, permitirá ser um complemento ao estudo teórico a realizar no capítulo anterior.

Em outro capítulo, serão apresentados resultados numéricos da aplicação a um caso provável de instabilidade da tensão, num ponto de rede eléctrica, utilizando o software POWERWORLD aplicado às "Redes Elétricas". Esses resultados das simulações realizadas, serão acompanhados por uma análise crítica, essencial para a compreensão da investigação dinâmica realizada. Irá ser desenvolvido o método FSQV (*Full Sum $\delta Q/\delta V$*), através da

implementação do software POWERWORLD ou MATLAB, conforme for mais conveniente e versátil na pesquisa do ponto de colapso, relativamente ligado à estabilidade /instabilidade dos SEE. Apresentação dos resultados obtidos.

Finalmente um capítulo, onde devem ser apresentadas as conclusões do trabalho desenvolvido nesta dissertação.

2. ESTABILIDADE DA TENSÃO (ESTADO DA ARTE)

A evolução das sociedades modernas está interligada com o aumento progressivo do consumo de energia e em especial de energia elétrica. Actualmente e por vários motivos a construção de infra-estruturas não tem acompanhado o aumento de cargas, alterando a situação de sobre-dimensionamento dos sistemas, que permitia a existência de uma margem de segurança elevada, para uma exploração muito perto dos seus limites. Esta estratégia tem provocado um avolumar de problemas na condução do sistema elétrico com grande incidência na estabilidade da tensão. Contudo, nos últimos anos tem havido alterações significativas, com o aumento de instalações produtoras principalmente de energias renováveis, eólicas, algumas solares e também hídricas. Esse aumento, visa colmatar a desactivação de centrais termoelétricas, cuja percentagem na produção era muito elevada.

A estabilidade da tensão é a capacidade que o SEE tem de manter os níveis da tensão dentro de intervalos aceitáveis, em todos os barramentos do sistema elétrico, quer sob condições normais de exploração, quer após a ocorrência de uma contingência que perturbe o normal funcionamento do sistema [Kund_94]. Nas redes elétricas, ao longo do tempo, ocorrem aumentos de consumo de energia reactiva que as reservas de produção de energia reactiva devem corrigir. Desta forma é possível manter os níveis da tensão dentro dos valores adequados ($\pm 5\%$ da tensão nominal), em todo o sistema. Por outro lado, os centros produtores se encontram habitualmente distantes dos centros de consumo, sendo que o aumento do consumo implica um aumento do transporte dessa energia, originando maiores quedas de tensão nas linhas de transporte. Estas quedas deverão ser compensadas por aumentos de produção de energia reativa, para manter as tensões dentro dos limites definidos. Nas situações em que o aumento de produção de energia reactiva não é possível, podem ocorrer fenómenos de instabilidade da tensão nos sistemas elétricos. Essa instabilidade representa um comportamento anormal dos SEE, que se caracteriza por uma diminuição abrupta e incontroável da tensão. No início, para grandes variações de carga, correspondem pequenas variações da tensão, mas este comportamento se altera a partir de

um certo limite, passando a existirem grandes variações na Tensão. Este fenómeno tem um carácter normalmente local. No entanto há situações em que as Tensões descem a níveis muito baixos, o que incapacita o sistema de recuperar, ficando numa situação designada de colapso da Tensão. Esse colapso é parcial, caso só se verifique numa zona do sistema, ou total, que provoca um apagão designado por “*Blackout*”, afectando todo o SEE.

Nas últimas décadas várias situações associadas à instabilidade da tensão deram origem a alguns colapsos de redes, como por exemplo:

- Japão 1970 - Durante 30 minutos;
- USA 1970 - Durante horas no estado de Nova Iorque;
- França 1978 - Durante 26 minutos;
- Japão 1987 - Durante horas;
- EUA/Canadá 2003 - Durante mais de 24 horas;
- Itália 2003 - Durante mais de 5 horas;
- Índia 2012 - Durante mais de 6 horas.

Um dos mais importantes apagões, ocorreu no dia 14 de Agosto de 2003. Afectou a parte este e nordeste dos Estados Unidos e a província de Ontário do Canadá, com uma população estimada em 50 milhões de pessoas e uma carga eléctrica de 61,8 MW. A sua dimensão, impacto social e a necessidade de se complementar o estudo teórico com a análise de um caso prático, sugeriram que se considere este apagão como um “caso de estudo”. Outro factor que motivou fortemente o seu estudo foi a existência de um pré-colapso da tensão, que se verificou antes do apagão, devido à incapacidade de produção de energia reativa.

No decorrer deste trabalho, vai ser estudado um novo índice de estabilidade da tensão FSQV (*Full Sum $\delta Q/\delta V$*). Serão em particular estudadas as possíveis aplicações, na avaliação de estabilidade da Tensão de sistemas eléctricos de energia (SEE). Este trabalho vai ter as seguintes fases:

1. Estudo da estabilidade da tensão, dos índices da estabilidade da tensão apresentados na literatura, bem como os processos que determinam a distância ao ponto de colapso;
2. Estudo do índice da Estabilidade da Tensão FSQV; obtenção das curvas FSQV referentes a uma parte da rede eléctrica nacional de teste utilizada nas simulações ; estudo das bases teóricas da grandeza FSQV;

3. Caracterização das curvas FSQV obtidas para cada rede de teste, procurando encontrar semelhanças entre o andamento destas curvas e das curvas PV dos barramentos das redes de teste;
4. Estudo da aplicabilidade das redes neuronais no cálculo da distância ao ponto de colapso;
5. Análise do comportamento do último valor FSQV, antes do ponto de colapso, perante vários cenários de cargas, imprescindível para a definição de um novo índice ao colapso da tensão;
6. Cálculo da variação máxima do aumento das cargas base, definindo um desvio máximo para a grandeza FSQV, numa primeira fase em um barramento e numa segunda fase em todas as combinações possíveis de dois barramentos;
7. Análise da aplicabilidade do novo método FSQV no estudo de contingências de linhas, transformadores, geradores e baterias de condensadores, com a ocorrência de uma ou duas contingências;
8. Análise da aplicabilidade do novo método FSQV no estudo de planeamento da expansão da produção de energia reativa;
9. Definição de um novo índice de distância ao colapso NIVCP - *New Index to Voltage Collapse Point*, com base no novo método FSQV.

2.1 Métodos de Controlo da Tensão

A instabilidade da tensão pode ocorrer devido à ocorrência de uma contingência, como por exemplo a saída de serviço de um gerador ou de um transformador/linha, originando uma redução de produção de energia reativa. Esta situação pode ser ainda mais grave, se coincidir com a incapacidade de vários geradores aumentarem a sua produção de energia reactiva, por estarem no seu limite de produção. Outra situação que pode provocar instabilidade da tensão é o aumento de cargas anormal. Actualmente são mais frequentes vagas de calor ou frio, que provocam consumos acima das capacidades dos SEE.

2.1.1 Geradores Síncronos

Os geradores de grande potência são síncronos, ficando limitado para as pequenas produções de energia os geradores assíncronos, devido às suas limitações técnicas de entrada em rede. Os geradores síncronos são os que mais contribuem com a produção de energia elétrica para os SEE. A sua potência unitária poderá ir até várias centenas de MVA estando

unicamente limitados por restrições construtivas. Estes geradores, por conversão de energia primária, produzem energia activa, mas ao estarem dotados de sistemas de excitação no rotor, têm também a capacidade de produzir energia reativa.

A sua contribuição para a estabilidade da tensão nos sistemas eléctricos é essencial, sendo os principais responsáveis pela manutenção das tensões dentro dos limites definidos, por variação da produção da energia reativa. Em certas situações pontuais caracterizadas por níveis de tensões altos, são sub-excitados, passando a consumir energia reativa. Os geradores constituem assim a principal reserva de produção de energia reativa e os principais garantes da estabilidade de tensão nos sistemas eléctricos.

Por todas as razões apontadas, o estudo pormenorizado dos geradores síncronos é fundamental pela importância que têm nos SEE. Na análise de estabilidade da tensão dos SEE, é essencial o conhecimento das características e dos limites técnicos dos geradores, a qual vai ser analisada:

1. Assim, será abordado o “Estudo Teórico Básico” relacionado com os princípios básicos da electricidade, com suas expressões matemáticas baseadas no triângulo das potências (figura 2).

$$S^2 = P^2 + Q^2 \Leftrightarrow S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.1)$$

$$P = S \cos \varphi \Leftrightarrow \cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.2)$$

$$P = \sqrt{3} S \cos \varphi \Leftrightarrow \cos \varphi = \frac{P}{S \sqrt{3}} = \frac{P}{\sqrt{3} \sqrt{P^2 + Q^2}} - \text{Potência Trifásica}$$

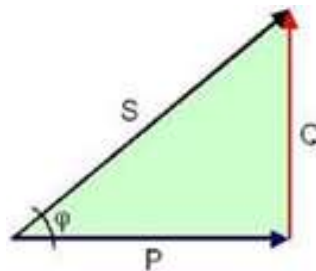


Figura 2- Triângulo Trigonométrico das Potências.

Sendo que:

S - Potência Aparente (VA)

P - Potência Ativa (W)

Q - Potência Reativa (VAr)

$\cos \varphi$ - Factor de Potência

2. Efectuar o estudo do “Modelo Matemático” (em pu), que descreve completamente as performances eléctricas das máquinas síncronas [Kund_94].
3. Os geradores síncronos são os principais produtores de energia reactiva, a análise dos “Limites de Capacidade da Produção de Energia Reactiva” é de extrema importância para o estudo da estabilidade da tensão nos SEE. Serão estudados os três factores que limitam a produção de energia reactiva:
 - O limite da intensidade de corrente no estator;
 - O limite da intensidade de corrente de excitação (rotor);
 - Região limite de aquecimento com o Gerador Sub-excitado.
4. O comportamento de um gerador síncrono perante a instabilidade da tensão também se pode realizar pela análise dos seus “Diagramas QV”. Esses diagramas QV são elaborados a partir de um conjunto de diagramas PQ, calculados para diferentes níveis da tensão da rede e sempre para a mesma potência ativa produzida que se considera constante [CIGRE_92].
5. A regulação da tensão em um gerador síncrono é efectuada pelo “Regulador Automático de Tensão”, “AVR (*Automatic Voltage Regulator*)”. Este regulador regula automaticamente a tensão nos terminais do gerador. Se a tensão do gerador descer abaixo de um valor pré-definido, o AVR vai automaticamente incrementar a produção de energia reactiva, actuando na excitação do gerador e levando a tensão novamente para o seu valor de referência. Será abordada a actuação do AVR, na perspectiva da sua contribuição para a estabilização da tensão.

2.1.2 Baterias de Condensadores

A rede de transporte de energia eléctrica caracteriza-se por ser predominantemente indutiva. As “Baterias de Condensadores”, em série ou paralelo, são uma das formas que habitualmente é usada para realizar a sua compensação, mantendo os níveis da tensão dentro dos valores desejados. Desta maneira é possível reduzir a intensidade de corrente que transita nas linhas por injeção de energia reactiva capacitiva. As subestações MAT/AT ou MAT/MT, normalmente têm uma ou várias baterias de condensadores para produzirem localmente parte da energia reactiva que as cargas solicitam.[Kund_94]

2.1.3 Transformadores com Tomadas de Regulação em Carga

A utilização de transformadores com tomadas de regulação, “LTC - *Load Tap*

Changers”, permite regular as tensões nos barramentos, sendo por isso um importante meio para manter a estabilidade da tensão nos sistemas elétricos. Habitualmente todos os transformadores das subestações da rede de transporte, para ligação dos patamares MAT/MAT ou MAT/AT, são deste tipo. Também nas subestações AT/MT, este tipo de transformador é imprescindível com o mesmo propósito.

2.1.4 SVC (Static Var Compensators)

Os SVC (*Static Var Compensators*), apresentam vantagens relativamente às técnicas clássicas da compensação paralelo. As suas vantagens são o tempo mais curto de actuação e a de se conseguir que a tensão se mantenha num perfil quase constante [Ferr_99].

2.1.5 Compensadores Síncronos

Os compensadores síncronos são máquinas síncronas como os geradores síncronos, mas não têm a máquina primária para fornecer energia mecânica necessária para a produção de energia ativa, limitando-se à produção de energia reativa. Têm um princípio idêntico ao dos geradores no tocante à capacidade de excitação do rotor. O seu comportamento perante uma descida da tensão da rede também é idêntico ao gerador síncrono, ou seja, uma descida da tensão provoca o aumento da excitação da máquina, que por sua vez provoca o aumento de produção de energia reactiva e a consequente subida da tensão devido ao aumento de produção de energia reativa.

2.1.6 STATCOM (Static Synchronous Compensators)

Os STATCOM (*Static Synchronous Compensators*) são uma alternativa aos SVC, com enormes vantagens devidas à sua elevada capacidade de sobrecarga, a qual caracteriza os compensadores síncronos. Os STATCOM utilizam os recentes desenvolvimentos dos GTOs (*Gate Turn-off Thyristors*), que os aproximou dos tiristores de potência. Têm um tempo de resposta e características de regulação semelhantes aos SVC. Enquanto que os SVC têm os seus limites determinados pela máxima susceptância, os STATCOM são limitados pela intensidade de corrente máxima dos GTOs.

2.1.7 TCSC (Thyristor Controlled Series Compensation)

O TCSC (Thyristor Controlled Series Compensation) é um novo tipo de equipamento que pertence à nova família de FACTS (Flexible AC transmission Systems), tecnologias que recentemente foram desenvolvidas. Os TCSC são equivalentes aos condensadores série, mas

possibilitando a variação contínua de produção de energia reativa: Além desta vantagem também são rápidos e podem ficar sujeitos a uma sobrecarga por um período curto de tempo. Os benefícios da compensação série para a estabilidade da tensão são aumentados pela controlabilidade dos TCSC.

2.1.8 UPFC (Unified Power Flow Controller)

O UPFC (Unified Power Flow Controller) é um novo tipo de equipamento que pertence à nova família de FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), tecnologias que foram recentemente desenvolvidas as quais abrangem compensação série e paralelo. O controle é basicamente feito por dois VSC (*Voltage Sourced Converter*), onde equipamentos semicondutores ligam/desligam um condensador comum. A ligação do UPFC ao SEE é realizada por dois transformadores. A estabilidade da tensão pode ser melhorada com a utilização do UPFC, onde a utilização da compensação paralela melhora a tensão e a compensação série melhora a capacidade de transmissão de energia pela rede.

2.2 Comportamento das Cargas Eléctricas

O contínuo fornecimento de energia eléctrica às cargas, em condições de estabilidade da tensão, é um dos objectivos fundamentais dos SEE. A análise do comportamento das cargas perante uma instabilidade da tensão é importante para se entender a contribuição para a instabilidade. A modelação das cargas para o estudo de estabilidade da tensão não é fácil, porque as cargas são compostas por vários tipos de equipamentos com características próprias. As cargas se podem dividir em três tipos: cargas de impedância constante (Z), cargas de corrente constante (I) e cargas de potência constante (P). Contudo, a carga real é uma combinação dos três tipos de carga.

As cargas de potência constante são as que criam maiores problemas para a análise de estabilidade da tensão, devido ao seu comportamento perante uma descida da tensão. Caso ocorra uma descida da tensão, aumentam a intensidade da corrente consumida para manter a potência constante. Este aumento da corrente implica um aumento de queda da tensão, surgindo novo aumento de intensidade da corrente, até atingir o colapso.

Na prática se verifica que a carga é constituída predominantemente por motores de indução. Este tipo de cargas tem uma contribuição muito importante nos fenómenos da instabilidade da tensão. No caso de haver uma situação de instabilidade que provoca uma descida progressiva da tensão, a partir de um certo valor da tensão, se perde o ponto de

equilíbrio do motor, o que provoca a subida do deslizamento e a paragem do motor. O fenómeno é acompanhado por uma subida de intensidade da corrente consumida, agravando ainda mais a situação de instabilidade da tensão que a provocou. Os motores de indução têm um grande consumo de energia reativa. Para a correcção do seu factor de potência, é aconselhado, a instalação de várias baterias de condensadores no local, para um ou para vários motores. Esta atitude é economicamente viável, tendo em conta o elevado custo da energia reativa consumida. Nesta análise realizada, se consideraram as cargas com um comportamento linear.

2.3 Controlo Preventivo do Colapso da Tensão

2.3.1 Estados de Operação de um SEE

A caracterização dos estados de residência de um SEE, na perspectiva da estabilidade da tensão, é imprescindível para uma gestão correcta de um SEE. Na figura 3 são apresentados os estados onde pode estar um sistema eléctrico de energia [Ferr_99].

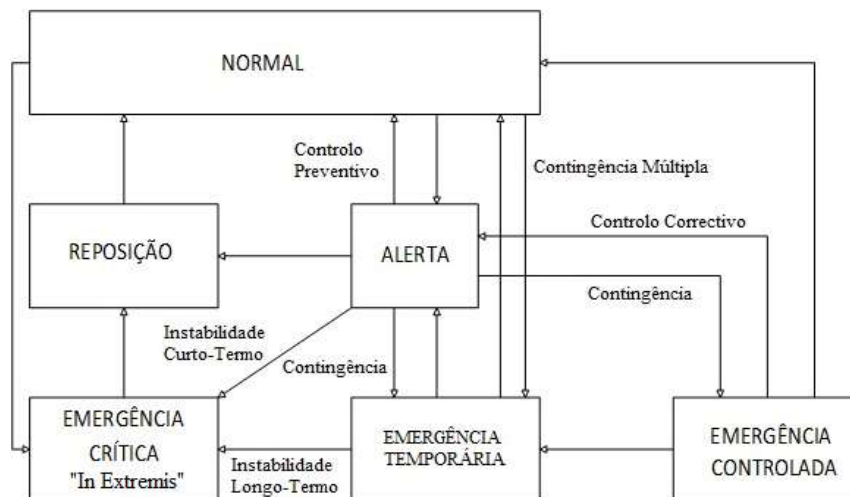


Figura 3- Estados de Operação de um SEE.

Atualmente os SEE são complexos devido à sua dimensão e ao grande número de equipamentos que podem influenciar o seu normal funcionamento. A operação de um sistema eléctrico é pois um processo difícil onde são constantes as alterações entre estados. Estas alterações anormais de carga, podem obrigar o sistema a transitar de estado. Existem habitualmente equipas de manutenção programada, para intervenção e realização de acções de reparação de avarias ou alterações necessárias aos equipamentos.

Um sistema se encontra no estado normal, se todas as cargas estiverem alimentadas, os valores da tensão e da frequência estiverem dentro dos seus limites normais e se não existir

nenhuma violação desses limites do SEE. Assim que um limite de operação for violado, o sistema transita para o estado de emergência. Exemplos da violação destes limites são um gerador ter atingido o seu limite de produção de energia reativa, a intensidade da corrente numa linha ser superior ao seu limite máximo e a tensão ou frequência saírem dos seus intervalos normais.

Inicialmente só foram considerados três estados: Normal, Emergência e Reposição [DyLi_67]. Na referência [Kund_94] são considerados cinco estados: Normal; Alerta; Emergência; “In Extremis” e Reposição. Como se pode ver na figura 3, o estado de emergência foi sub-dividido em três estados onde o sistema pode estar, de acordo com as suas condições de operação. O estado de emergência crítica coincide com o estado “*in extremis*”.

O sistema elétrico transita do estado normal para o estado de alerta sempre que haja violação dos níveis de segurança ou a possibilidade de contingências devido às más condições atmosféricas. Neste estado todas as variáveis ainda estão dentro do intervalo aceitável. O sistema transita para o estado de emergência temporária sempre que haja violação dos limites dos componentes: geradores, linhas ou transformadores, ou uma variação da tensão ou frequência para fora dos seus limites. Este estado é caracterizado por ser possível passar para o estado de alerta, caso sejam realizadas manobras pelos operadores, que anulem as violações que provocaram a mudança de estado. O sistema transita para o estado de emergência controlada quando existe uma situação de incapacidade de aumentar a produção de energia reativa para ser possível levar as tensões para os níveis desejados. Este estado é caracterizado pela necessidade de se realizar deslastre de cargas para voltar ao estado de alerta. O sistema transita para estado de emergência crítica, “*in extremis*” ou colapso, quando ocorrem contingências severas que colocam graves situações de instabilidade que conduzem o sistema a uma situação de pré-colapso ou mesmo de colapso.

No caso de ocorrer uma contingência muito grave ou caso haja uma sucessão de contingências que criem uma situação grave, o sistema pode transitar directamente do estado normal para emergência, não passando pelo estado de alerta. Neste estado as medidas de controlo a tomar têm que ser extremamente rápidas para fazer face a um possível disparo em cascata das proteções levando o sistema ao colapso. Para a passagem ao estado normal é necessário passar primeiro pelo estado intermédio de reposição de serviço. Este estado intermédio permite realizar a reposição de serviço dos diversos componentes do sistema que

provocaram esta situação.

Além das medidas de controlo correctivo, na operação dos sistemas de energia, também é possível realizar medidas de controlo preventivo, para fazer face a situações críticas que se aproximam. O cálculo de índices ao colapso da tensão permite antever essas situações críticas. Exemplos dessas medidas preventivas são a ligação de bancos de condensadores ou outros equipamentos, já analisados no item secção 2.2, para aumentar a produção de energia reativa, permitindo levar as tensões aos níveis desejados. Em uma situação extrema, caso estejam esgotados todos os recursos disponíveis, sem inverter a situação de instabilidade da tensão, é aconselhado a realização de deslastre de cargas.

O corte de cargas permite equilibrar a relação produção de reativa e cargas ativas, levando necessariamente à subida das tensões e reduzindo o risco de colapso. No caso do apagão de 14 de Agosto de 2003 nos EUA/Canadá, estiveram problemas de estabilidade da tensão e não existiram ou não foram eficazes as medidas de controlo preventivo-correctivo, o que provocou uma situação de pré-colapso da tensão.

Na figura 3, se verifica que o sistema pode estar em dois tipos de instabilidade: de curto-termo e de longo-termo. O de curto-termo, está relacionado com a ocorrência de uma grande contingência e com a rápida contribuição de algumas cargas, principalmente os motores de indução. A duração deste tipo de instabilidade, está entre os milisegundos e a dezena de segundos. O de longo-termo, está normalmente relacionada com o aumento lento das cargas ou o aumento de cargas devido à sua transferência em consequência de uma contingência. Esta instabilidade poderá prolongar-se de 0,5 a 30 minutos.

2.3.2 Medidas de Controlo Preventivo do Colapso da Tensão

Nos SEE, vários tipos de situações, já anteriormente referidas, podem provocar fenómenos de instabilidade da tensão. A partir do momento em que estas situações se manifestam, deverá haver acções correctivas para conduzir o sistema novamente ao estado normal. No entanto também há que realizar medidas preventivas, para que não ocorra a situação mais gravosa e extrema que é o colapso da tensão.

As acções a serem tomadas como medidas correctivas da instabilidade da tensão e preventivas do colapso da mesma, devem incidir sobre os vários componentes dos vários sub-sistemas do sistema elétrico. A actuação nos vários equipamentos, apresentados no item 2.1, para controlo da tensão é indispensável. As medidas a ser tomadas devem ter em conta

as características específicas de cada equipamento perante a descida da tensão. A capacidade de sobrecarga dos equipamentos é outra das características a ter em conta.

Como vimos na secção 2.1.1 são os geradores síncronos os principais garantes do controlo da tensão. Por esta razão, a actuação nestes componentes do SEE é fundamental para a correcção de situações de instabilidade da tensão.

As baterias de condensadores, por terem uma relação custo-benefício muito elevada, permitem ao longo do tempo a sua generalização como método de compensação nos sistemas eléctricos. A colocação de baterias de condensadores em serviço para fazer face a problemas de estabilidade da tensão é necessária, porque normalmente se localizam perto das cargas eléctricas a alimentar.

Como último recurso para evitar o colapso da tensão deve ser realizado o deslastre de cargas. As cargas com um baixo factor de potência devem ser as primeiras a ser desligadas, pela sua grande influência na tensão e o seu elevado consumo de energia reativa. Outras cargas prioritárias a serem cortadas, são as cargas com uma grande percentagem de motores de indução. Os motores de indução, analisados na secção 2.2, contribuem bastante para agravar as situações de colapso da tensão. Sobre o ponto de vista económico é mais aconselhado o corte de cargas residenciais do que as industriais. Na prática deve-se conciliar as cargas prioritárias, do ponto de vista técnico-económico e regulamentar. Cargas como hospitais, bombeiros, tribunais e outras importantes, não devem fazer parte da lista prioritária de deslastre, no ponto de vista regulamentar.

2.4 Métodos de Análise de Estabilidade da Tensão

A análise da estabilidade da tensão de um sistema eléctrico é realizada com base no seguinte sistema de equações matemáticas que caracteriza o SEE:

$$0 = g(x) \quad (2.3)$$

$$x' = f(x); x(t_0) = x_0 \quad (2.4)$$

O sistema de equações 2.3 é um sistema de equações algébricas não lineares associadas à resolução do FC. O sistema de equações 2.4 é um sistema de equações diferenciais que descreve o comportamento dinâmico das variáveis mais relevantes do sistema de eléctrico. Para a resolução do segundo sistema de equações é necessário a contribuição das soluções do primeiro sistema de equações. O sistema de equações diferenciais deverá incluir o comportamento dinâmico dos componentes do sistema, como por exemplo os geradores e

os seus controlos, cargas dos barramentos e outros equipamentos importantes para a análise dinâmica do sistema eléctrico.

Os problemas de análise de estabilidade dividem-se em duas classes [Kund_04]:

- Estabilidade da tensão a grandes perturbações;
- Estabilidade da tensão a pequenas perturbações.

A estabilidade da tensão a grandes perturbações refere-se à capacidade do sistema de energia de manter as tensões, dentro dos seus valores normais, após ter ocorrido grandes perturbações como a perda de geradores, linhas ou transformadores. A sua determinação requer análise da resposta não linear do sistema num período de tempo suficiente para que se ajustem as interações de equipamentos como motores, transformadores com regulação em carga e os limitadores da excitação dos geradores. O período de contingência pode ir de poucos segundos a dezenas de minutos.

A estabilidade da tensão a pequenas perturbações se refere à capacidade do sistema de energia em manter as tensões, dentro dos valores normais, após a ocorrência de pequenas perturbações como o aumento de carga. Esta forma de estabilidade é influenciada pelas características das cargas, controlos contínuos e discretos. Este conceito é útil para determinar, em cada instante, como o sistema responde a pequenas variações.

Como já foi referido acima, os problemas de instabilidade poderão ter a duração de poucos minutos a dezenas de minutos. Quanto à sua duração, os problemas e instabilidade poderão ser classificados como:

- Estabilidade da tensão a longo-termo;
- Estabilidade da tensão a curto-termo.

Estes dois tipos de estabilidade foram já analisados no item 2.3.1.

A análise da estabilidade da tensão de um SEE é um problema complexo, sendo necessário a modelização dos componentes que intervêm neste processo. A análise dos métodos do controlo da tensão, realizado na secção 2.1, com a análise dos vários componentes do ponto de vista da sua contribuição para a estabilidade da tensão é por isso muito importante para entender este fenómeno.

A estabilidade da tensão é um fenómeno dinâmico, dado que nela intervêm muitos equipamentos para a realização do controlo da tensão. O seu estudo poderá ser realizado utilizando o modelo de estabilidade transitória, com a resolução numérica do sistema de

equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico dos componentes do sistema que intervêm na estabilidade de tensão. Contudo, este tipo de simulações é muito complexo e precisa de um número elevado de cálculos, o que dificulta em termos do tempo necessário para os realizar. Por isso os estudos dinâmicos da estabilidade de tensão, ficam normalmente restringidas aos estudos necessários para os sistemas de proteção e controlos dos sistemas elétricos.

A análise de estabilidade da tensão de fenómenos lentos, necessita da modelização bastante detalhada dos vários componentes do sistema, por exemplo, alternadores, sistemas de regulação de tensão, transformadores com regulação em carga, modelos das cargas, etc. A modelização do sistema, obriga à integração numérica das equações diferenciais que definem o seu comportamento. Como resultado da modelização precisa do sistema, também será o dos fenómenos associados ao colapso da tensão. Estes estudos são realizados off-line, devido a serem muito demorados, e reservados para os estudos de planeamento ou para a compreensão detalhada de incidentes ocorridos no sistema.

Perante as limitações dos outros modelos, o modelo mais utilizado é o associado ao funcionamento do sistema em regime estacionário ou na linearização, em torno do ponto de funcionamento inicial, das equações de funcionamento dinâmico do sistema. Os métodos estacionários utilizam um modelo associado ao funcionamento em regime estacionário do sistema, como por exemplo o FC. Os resultados obtidos são consistentes com os resultados obtidos nas simulações dinâmicas [Fern_01]. As limitações apontadas a outros métodos, restringem o método estacionário, o modelo possível para o estudo de estabilidade da tensão.

Os métodos estacionários se podem sub-dividir em:

- Métodos pressupondo uma solução do fluxo de cargas (FC);
- Métodos de estabilidade estacionária.

2.4.1 Índices de Distância ao Colapso da Tensão

Nos SEE, o colapso da tensão corresponde a um apagão que poderá ser parcial ou total de todo o sistema eléctrico. Como já foi referido nas secções anteriores, várias situações podem obrigar o sistema eléctrico a entrar num período de instabilidade de tensão e caminhar rapidamente para o colapso de tensão, caso não sejam efectuadas acções que possam estabilizar ou recuperar o sistema para o estado normal de funcionamento.

Como se pode ver na figura 4, o ponto A é o ponto de colapso e está relacionado com o

ponto extremo da curva nariz da curva PV. Este ponto é o ponto limite de estabilidade de tensão em estado estacionário [Ajja_92] e está muito próximo do PMC (ponto máximo de cargas) [PesIEEE_02]. É no entanto possível medir a distância do ponto de funcionamento actual ao ponto de colapso da tensão, através das equações estáticas do FC. A distância é calculada utilizando um FC contínuo, onde as cargas dos barramentos são incrementadas com um factor de carga (λ) constante. Desta modo é possível atingir o ponto onde a matriz jacobiana se torna singular, que corresponde ao ponto de colapso da tensão, também chamado de ponto limite de estabilidade de tensão [Kund_94].

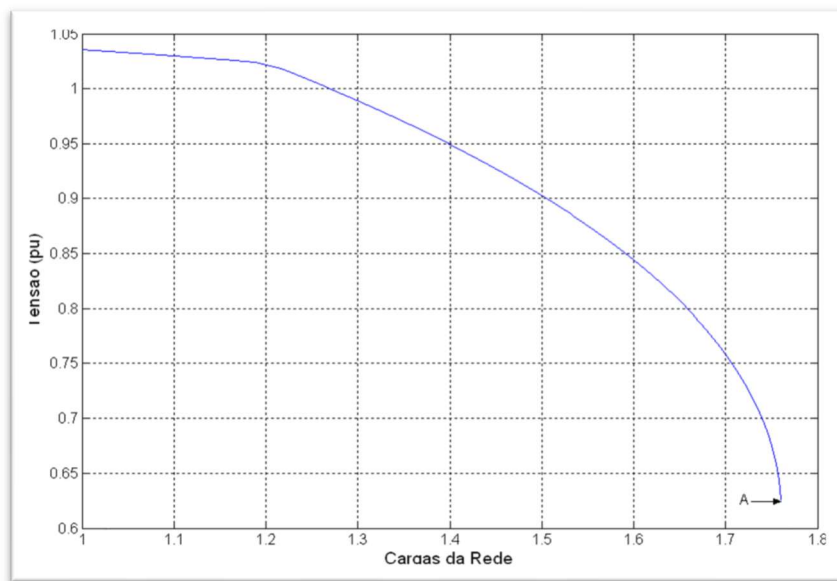


Figura 4- Curva PV de Variação da Tensão com a Carga.

A medida da distância, do ponto de funcionamento actual, ao ponto de colapso de um sistema eléctrico, permite aos gestores do SEE conhecer a margem de segurança que o sistema possui até ao colapso da tensão. A constante monitorização da situação, com a análise de índices de distância ao colapso, permite com tempo tomar medidas preventivas para que o mesmo não se realize.

Baseado nos métodos estacionários, já referidos nesta secção, foram desenvolvidos índices de análise à distância ao colapso da tensão, sendo de seguida analisados alguns dos que se consideram mais importantes. Os índices de avaliação da segurança dos sistemas eléctricos relativamente ao fenómeno da instabilidade da tensão, se podem dividir em dois tipos [CIGRE_94]:

- Índices baseados no estado actual do sistema;
- Índices baseados em grandes desvios do estado actual do sistema.

Enquanto que os primeiros consideram apenas o estado actual do sistema, utilizando apenas informação desse estado do sistema, os segundos índices calculam o aumento possível da carga do ponto de funcionamento actual até ao colapso. O aumento de cargas pode ser de igual percentagem em todos os barramentos ou só em pontos específicos. De acordo com a abordagem efectuada, o aumento pode ser só na potência ativa ou reativa ou em ambas. São exemplos do primeiro grupo de índices os obtidos nas referências [CIGRE_94 e Kess_86] a partir das quedas da tensão ou das perdas de ativa e/ou reativas, [Cani_96, LofT_92, LofT_93 e Tira_88] a partir dos valores próprios e/ou singulares da matriz do jacobiano num único FC pelo método Newton-Raphson ou [Ajja_92a] pela análise das equações diferenciais. O método da continuação [Lema_90] e da continuação predictor-corrector [Ajja_92] inserem-se na segunda classe de índices.

Método da Continuação

Este método utiliza crescimentos homotéticos na carga ativa e reativa em todos os barramentos. Os crescimentos da carga são calculados de tal forma que a rede atinja os pontos de descontinuidade, limites de produção de energia reativa. Na figura 5 se apresenta o método da continuação, a qual mostra que este método se baseia em aproximações lineares até se atingir o ponto de colapso da tensão, também chamado curva nariz, calculando a distância ao colapso. A linearização da curva PV, possibilita calcular as margens da potência ativa e reativa pelas equações:

$$P_{im} = P_{xa}^i - P_{x0}^i \text{ e } Q_{im} = Q_{xa}^i - Q_{x0}^i \quad (2.5)$$

Referentes ao barramento i , partindo do estado x_0 (estado inicial) e finalizando no estado x_a (situação crítica). O sistema é estável se os valores da potência ativa e reativa calculados forem superiores aos calculados antes, ou seja, $P_i \text{ novo} > P_i$ e $Q_i \text{ novo} > Q_i$. Estes valores ao serem superiores localizam os pontos do sistema na parte superior da curva PV ou PQ, ver figura 5. Quando esta condição não se verifica, significa que o ponto de funcionamento está no ponto crítico ou na parte inferior da curva PV ou PQ, passando o sistema a estar em uma situação instável.

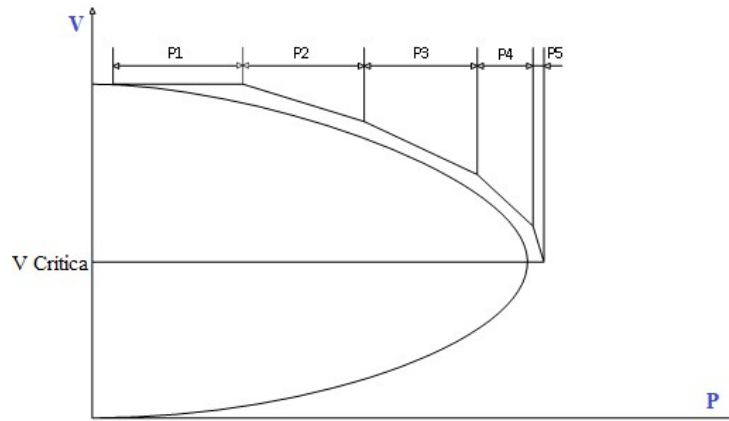


Figura 5- Gráfico do Método da Continuação.

As vantagens deste índice são evitar as dificuldades de convergência do FC na proximidade do colapso, o que significa também ultrapassar o problema da singularidade do jacobiano e fornecer o valor de potência ativa e reativa que o sistema pode crescer até atingir o ponto de colapso. Dado que a curva com aproximações lineares é sempre exterior à curva PV real, a distancia ao colapso é sempre superior à distância real, apontando-se um erro inferior a 5% [Fern_01].

Método da Continuação Predictor-Corrector

O método da continuação predictor-corrector é uma variante ao método da continuação. Se apresenta na figura 6 o método da continuação predictor-corrector. Neste método é possível definir um aumento de carga independente em cada barramento.

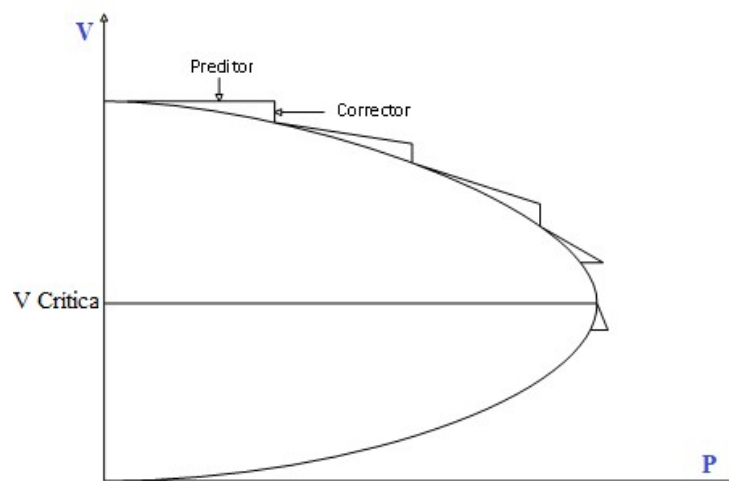


Figura 6- Gráfico do Método da Continuação Predictor-Corrector.

O ponto crítico obtido está mais próximo do ponto crítico real, sendo inclusive possível passar o ponto crítico da curva, ou seja consegue-se ultrapassar o problema da singularidade do jacobiano. Nesta variante ao método da continuação, são definidos dois

índices de distância ao colapso. O primeiro é definido por dV_i/dP_{total} , que permite obter o aumento total da potência ativa até ao colapso. O segundo é definido por dV_i/dQ_{total} , que permite obter o aumento total da potência reativa até ao colapso. Além destes dois índices também é calculado o barramento que está mais próximo de atingir uma situação de colapso da tensão, o qual é considerado o mais fraco.

Factores de Sensibilidade

Os índices baseados em factores de sensibilidade são usados por muitas empresas do sector eléctrico. Estes índices permitem detectar problemas de estabilidade de tensão e definir medidas correctivas [CIGRE_94 e PesIEEE_02]. Estes índices foram inicialmente usados, para analisar problemas de controlo da tensão em geradores e são definidos da forma seguinte:

$$VSF_i = \max_i \left(\frac{dV_i}{dQ_i} \right) \quad (2.6)$$

VSF (*Voltage Sensitivity Factor*), é o factor de sensibilidade da tensão.

Baseados no mesmo conceito são também usados como índices de estabilidade de SEE, o índice SF (*Sensitivity Factor*), que é definido por:

$$SF = \left\| \left| \frac{dz}{d\lambda} \right| \right\| \quad (2.7)$$

O sistema é representado pela equação $F(z,\lambda)$ e quando os valores de SF são muito altos o sistema pode entrar em colapso. Esta situação é devido a todas as entradas $dz_i/d\lambda$ tenderem para $\pm\infty$, quando o valor do parâmetro λ se aproxima do seu valor máximo ou seja λ tende para 0. O parâmetro λ representa as mudanças de carga, o máximo ponto deste parâmetro está associado ao ponto de colapso, definindo o PMC. Caso se pretenda só monitorizar a estabilidade da tensão, este índice passa a ser definido por:

$$SF = \left\| \left| \frac{dV}{d\lambda} \right| \right\| \quad (2.8)$$

Método do Ponto de Colapso

O método do ponto de colapso PoC [Cani_92] tem como base o facto do jacobiano ser singular no ponto de colapso, tendo um único valor próprio e igual a 0. Para esta situação específica, o jacobiano pode ser caracterizado pelo conjunto de equações seguinte:

$$\begin{aligned} F(x, \lambda) &= 0 \\ D_x^T F(x, \lambda) v &= 0 \\ \|v\| &\neq 0 \end{aligned} \quad (2.9)$$

ou pelo sistema equivalente:

$$\begin{aligned}
F(x, \lambda) &= 0 \\
D_x^T F(x, \lambda) w &= 0 \\
\|w\| &\neq 0
\end{aligned} \tag{2.10}$$

Sendo:

λ representa o parâmetro associado às cargas; $D_x F(x, \lambda)$ é o jacobiano do sistema; v é o vector próprio à direita correspondendo ao valor próprio igual a zero; w é o vector próprio à esquerda correspondendo ao valor próprio igual a zero. As condições para que $\|v\| \neq 0$ e $\|w\| \neq 0$, da não nulidade dos vectores próprios à direita e à esquerda no ponto crítico são respectivamente para v e para w , as seguintes:

$$[\partial F / \partial \lambda] v \neq 0 = k \text{ e } [\partial F^T / \partial \lambda] w = [\partial F / \partial \lambda] \neq 0 = k \tag{2.11}$$

Substituindo a terceira equação do sistema (2.3) ficará:

$$\begin{aligned}
F(x, \lambda) &= 0 \\
D_x^T F(x, \lambda) w &= 0 \\
[\partial F^T / \partial \lambda] w &= k
\end{aligned} \tag{2.12}$$

O jacobiano J_{poc} associado a este ficará:

$$\begin{bmatrix}
D_x F & 0 & \partial F / \partial \lambda \\
D_x^{T^2} F w & D_x^T F & 0 \\
0 & \partial F / \partial \lambda & 0
\end{bmatrix} \tag{2.13}$$

O jacobiano $D_x F$ do sistema é singular no ponto crítico, mas o jacobiano aumentado J_{poc} já não é singular, podendo-se resolver o sistema de equações (2.12), por exemplo pelo método de Newton e obter a solução no ponto crítico. Com base nos valores iniciais e do ponto crítico de λ , é possível definir um índice ao colapso da tensão onde a distância ao colapso será calculada por $|\lambda_0 - \lambda_c|$, sendo que λ_0 corresponde ao ponto inicial do sistema λ_c ao ponto de colapso da tensão.

2.5 A Grandeza FSQV

O estudo de “A Grandeza FSQV”, já abordado no início do capítulo 2, será apoiado no “Modelo Matemático de Fluxos de Carga”, tendo como sub-itens “A Grandeza FSQV”, “Detecção Automática do Ponto de Colapso” e “Justificação Teórica para o erro do Valor FSQV Junto ao Ponto de Colapso”. É apoiado no “Método Newton-Raphson” e será elaborado com ajuda de um software (PowerWorld ou Matlab).

2.5.1 Modelo Matemático de Fluxos de Cargas

O cálculo do FC permite em regime estacionário conhecer o estado do sistema, ou seja,

é possível determinar a tensão nos barramentos em módulo e fase, sendo possível depois calcular as potências nos ramos da rede. As cargas nos barramentos são definidas à partida pela sua potência ativa e reativa, e supõe-se que as pequenas flutuações de tensão e frequência, que ocorrem na exploração do sistema em regime estacionário, não afetam as referidas cargas.

Os FC são uma ferramenta muito importante e muito utilizada no planeamento, para definir a expansão das redes elétricas, na fase de projeto para a definição das características nominais do equipamento, e também na exploração para a definição da melhor configuração de perdas.

Entre os vários métodos, que permitem efetuar um FC, foi escolhido o método Newton-Raphson, por ser muito rápido na convergência, e permitir calcular factores de sensibilidade, como por exemplo, o coeficiente de sensibilidade $\delta Q/\delta V$, muito importante para a identificação dos barramentos críticos.

A base do método Newton-Raphson (NR), aplicado ao problema do FC, é a expansão da série de Taylor para duas ou mais variáveis [Grai_94]. Este método permite, de uma maneira eficiente, determinar as raízes de polinómios, equações trigonométricas, funções exponenciais ou logarítmicas [Barb_87]. O método NR é um método que se baseia num processo iterativo, ou seja, é um processo convergente para a solução parando quando o critério de paragem, previamente definido, for alcançado.

O modelo matemático do método NR para o FC [Grai_94] é representado pelas equações:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

$$\begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Onde J é a matriz jacobiana, sendo:

1. J_{11} é a sub-matriz jacobiana das derivadas parciais da potência activa em relação aos ângulos de fase da tensão. Esta sub-matriz tem a dimensão $(npq+npv) \times (npq+npv)$, onde “npq” é o número de barramentos PQ e “npv” o número de barramentos PV. O barramento 1 é excluído, por ser considerado de referência. Esta matriz tem a forma:

$$J_{11} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

2. J_{12} é a sub-matriz jacobiana da multiplicação das derivadas parciais da potência ativa em relação à tensão pela tensão. Esta sub-matriz tem a dimensão $(npq+npv)$ x (npq) . Por ser considerado de referência, o barramento 1 é excluído. Esta matriz tem o formato:

$$J_{12} = \begin{bmatrix} |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ |V_2| \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

3. J_{21} é a sub-matriz jacobiana das derivadas da potência reativa em relação aos ângulos de fase da tensão. Esta sub-matriz tem a dimensão (npq) x $(npq+npv)$. Por ser considerado de referência, o barramento 1 é excluído de novo. Esta matriz tem o formato:

$$J_{21} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

4. J_{22} é a sub-matriz jacobiana da multiplicação das derivadas parciais da potência reativa em relação à tensão pela tensão. Esta sub-matriz jacobiana tem a dimensão (npq) x (npq) . Novamente por ser considerado de referência, é excluído o barramento 1. Esta matriz tem o formato:

$$J_{22} = \begin{bmatrix} |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ |V_2| \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

O vector com os desvios de potência ativa ΔP_i e reativa ΔQ_i (2.21) tem a dimensão $(npv+npq) + (npq)$ ou seja são calculados os desvios ΔP_i para todos os barramentos PV e PQ excepto o barramento de referência e os desvios ΔQ_i para todos os barramentos PQ, de acordo com as expressões:

$$\Delta P_i = P_{i,sp} - P_{i,calc} \quad (2.20)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sp} - Q_{i,calc} \quad (2.21)$$

Sendo “sp” os valores especificados, e “calc” os valores calculados.

O vector que contém os incrementos das tensões em fase $\Delta\theta$ e em módulo ΔV (2.22), tem a dimensão $(npv+npq) + (npq)$, ou seja, são calculados os desvios $\Delta\theta$ para todos os barramentos PV e PQ, excepto o de referência (barramento 1) e todos os desvios ΔV para os barramentos PQ.

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Em cada iteração é necessário inverter a matriz jacobiana ou usar técnicas de manuseamento de matrizes esparsas, bifactorização, por exemplo. Com os novos incrementos das tensões em módulo ΔV e em fase com $\Delta\theta$, calculam-se os novos valores das tensões. Os valores iniciais são os seguintes:

- Um pu para o valor das tensões em módulo nos barramentos PQ;
- Zero para o valor de fase de todas as tensões.

Na figura 7 apresenta-se o fluxograma do FC pelo método de Newton-Raphson. Com base neste fluxograma, foi desenvolvido o programa FCNR (FC pelo método NR). Este software, que é apresentado no anexo B, constitui a peça central para a implementação dos algoritmos.

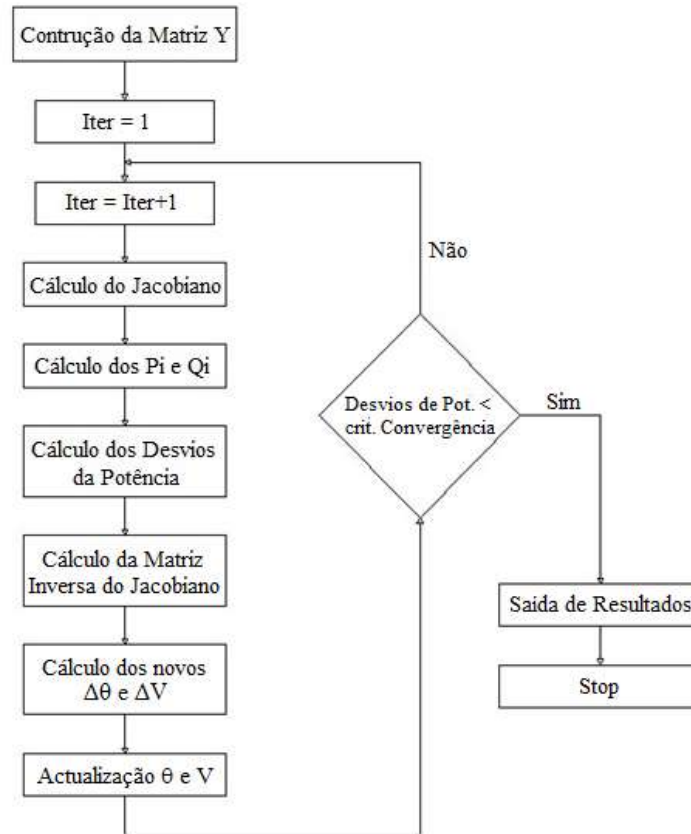


Figura 7- Fluxograma para o FC pelo Método Newton-Raphson.

2.5.2 A Grandeza FSQV

A equação 2.22 relaciona as potências com as tensões através da matriz jacobiana. A matriz jacobiana é constituída por quatro sub-matrizes com o formato mostrado em 2.23, onde uma delas é a sub-matriz jacobiana J_{22} . Os elementos da diagonal da sub-matriz jacobiana J_{22} contém os elementos $V_i (\partial Q_i / \partial V_i)$ 2.19.

A partir da recolha dos elementos $V_i (\partial Q_i / \partial V_i)$, ao longo do processo de carregamento da rede com um FC contínuo, é possível calcular os elementos $\partial Q_i / \partial V_i$ da diagonal principal e realizar a sua soma. A este somatório foi chamado o acrónimo *FSQV - Full Sum $\delta Q / \delta V$* . O cálculo é realizado pela equação:

$$FSQV = \sum_{i=1}^n \partial Q_i / \partial V_i \quad (2.23)$$

Em que n é o número de barramentos da rede.

Utilizando um FC contínuo, com um factor de crescimento de cargas λ constante, afectando de igual forma as cargas ativas e reativas, o ponto de colapso é atingido quando a matriz jacobiana se torna singular [Ajja_92a]. Em cada FC, do FC contínuo, é calculado o valor FSQV. Para cada rede é possível traçar as curvas FSQV.

Pela análise dos valores obtidos para o FSQV verificam-se que para vários cenários de crescimento de carga, em particular para barramentos com cargas elevadas ou barramentos críticos em termos de colapso da tensão (por exemplo por análise do $\partial Q_i/\partial V_i$ [Kund_94]), que o valor FSQV se mantém inalterado no último FC antes do colapso.

Surgiu então a ideia de se utilizar este valor para a detecção do colapso. No capítulo 4 mostra-se que de facto este valor, pode ser utilizado para a detecção do colapso e como referência para um novo índice de distância ao colapso.

Na figura 8 é apresentado o fluxograma para o FC contínuo pelo método Newton-Raphson. Como se pode ver no fluxograma apresentado na figura, em cada FC é realizado o controlo de produção de energia reativa. Os geradores síncronos têm limites para a produção de energia reativa. A detecção desses limites é crucial durante o FC contínuo. Quando os geradores atingem os limites máximos de produção de energia reactiva, a partir desses pontos, os barramentos PV deixam de poder aumentar a produção de energia reativa para manter a tensão constante. Por essa razão, passam a ter um comportamento de barramentos PQ, mantendo a produção de energia reativa no seu valor máximo.

Ao aumentar a carga num FC contínuo, o ponto de colapso é alcançado quando a matriz jacobiana é singular e por isso não tem inversa. Há então a necessidade de detectar de uma forma automática o ponto de colapso.

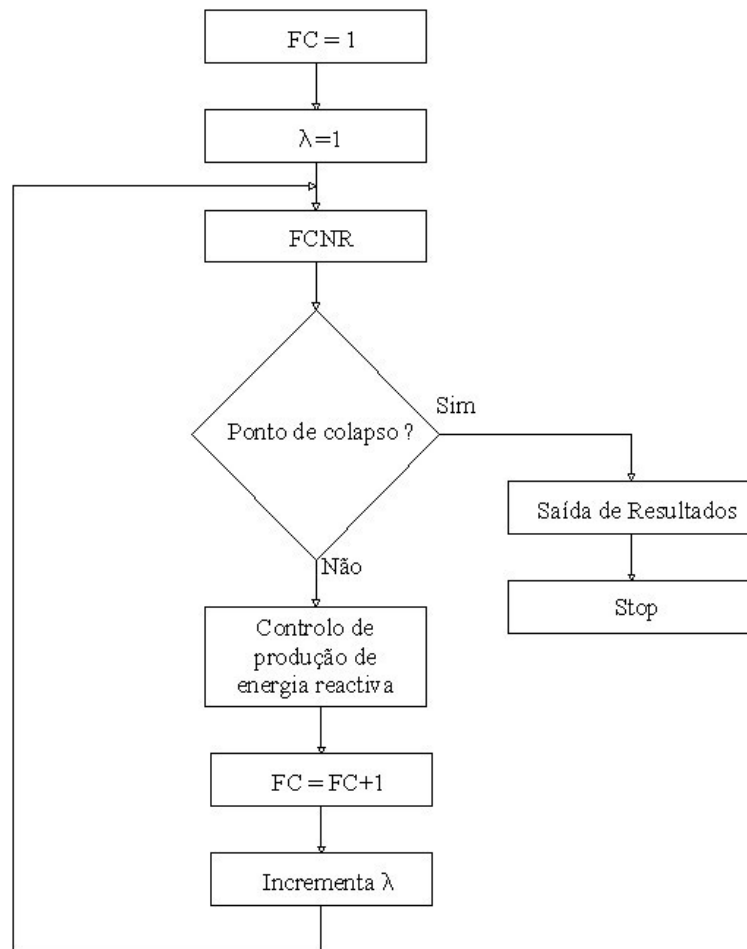


Figura 8- Fluxograma para o FC Contínuo pelo Método Newton-Raphson.

2.5.3 Deteção Automática do Ponto de Colapso

Nos FC contínuos, as cargas dos barramentos são sucessivamente afectadas por um factor de crescimento de cargas positivo, até que o ponto de colapso seja atingido. No ponto de colapso, o jacobiano é singular não tendo por isso inversa e o software entra num ciclo. Seria óptimo escolher uma variável que pudesse monitorizar a evolução do FC contínuo, para que fosse possível a definição de um critério de paragem automático do algoritmo.

A análise da evolução do número de iterações em cada FC, durante o FC contínuo foi escolhida, por ser referido em vários artigos científicos, como por exemplo [Ajja_92], que o número de iterações cresce à medida que se aproxima o ponto de colapso. Definida a variável que se pretende analisar, as rotinas do *software* desenvolvido sofreram as alterações necessárias, com a finalidade de ser possível a recolha do número de iterações de cada FC, ao longo do FC contínuo.

Como exemplo apresentam-se na figura 9 quatro curvas do número de iterações para a convergência dos FC de quatro simulações. Estas simulações foram realizadas com a rede de teste de 57 barramentos do IEEE, que será apresentada no capítulo 4. Estas 4 simulações foram realizadas com um o factor de crescimento de cargas λ positivo com o valor de 10^{-4} pu e os critérios de convergência utilizadas para as 4 simulações foram o desvio de potências de 10^{-3} , 10^{-4} , 10^{-5} e 10^{-6} pu.

Como se pode ver na figura 9, as quatro curvas referentes às quatro simulações monitorizam o número de iterações:

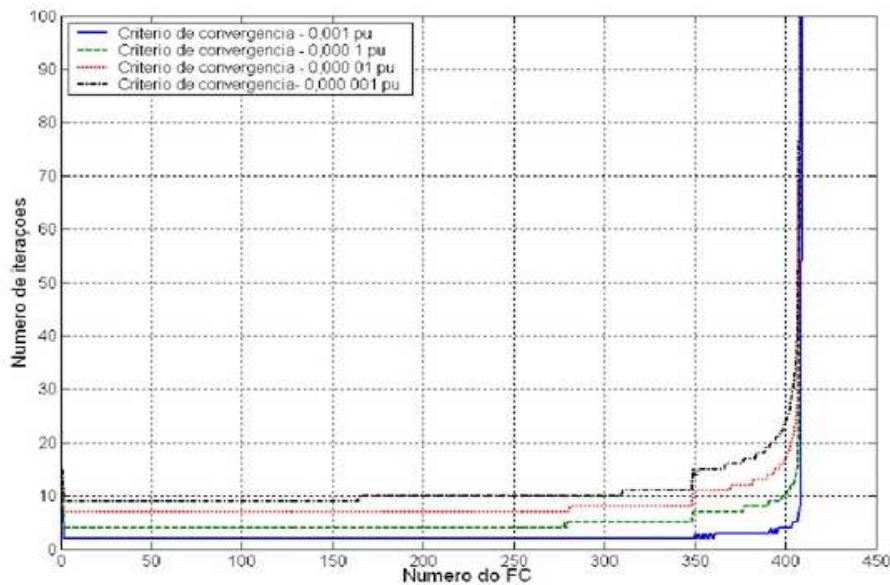


Figura 9- Iterações necessárias para Convergência da Rede de testes de 57 Barramentos do IEEE.

- Depois de um reajustamento inicial devido aos valores de partida das tensões e ângulos, o número de iterações para a convergência mantiveram-se constantes durante um longo período da curva;
- A simulação com o menor valor do critério de convergência (10^{-6}), foi a que sofreu a primeira alteração do número de iterações. Esta situação está correcta dado que tem a menor tolerância para a aceitação dos valores para a convergência;
- A simulação com o maior valor do critério de convergência (10^{-4}), foi a última a sofrer a primeira alteração dado que tem a maior tolerância para a aceitação dos valores para a convergência;
- Com o aproximar do ponto de colapso de tensão as dificuldades de convergência

aumentaram, na razão inversa do valor do critério de convergência, ou seja, quanto menor era o valor do critério de convergência mais cedo apareceram as dificuldades de convergência. Estas dificuldades de convergência provocaram o aumento do número de iterações necessárias para a convergência;

- O ponto de colapso a convergência não foi possível, devido à matriz jacobiana ser singular e não ter inversa. Nesse ponto, o número de iterações cresceu para valores que não podem ser confundidos com as dificuldades de convergência sentidas nos últimos FC devido à proximidade do ponto de colapso;
- Dando uma tolerância ao número de iterações, para que não se possa confundir com as dificuldades de convergência, o algoritmo pode parar. Nestas quatro simulações definiu-se como critério de paragem as 100 iterações.

Tabela 1- Número Iterações FC, do FC Contínuo, para a Convergência da Rede de Simulação de 57 Barramentos do IEEE.

Número FC dos Pontos de Quebra	Número Iterações para o Critério Convergência			
	10^{-3}	10^{-4}	10^{-5}	10^{-6}
1	8	11	13	15
2	1	4	7	9
165				10
178		5		
180			8	
310				11
349		7	11	
350	3			14
367				16
370			11	
377		8		17
381			13	
384				18
389				19
390			14	
391		9		19
391	4			10
394			15	
395				11
397		9	16	11
398		10		
399		11		13
400			17	14
401			18	15
401			19	16
403		11	10	18
404	5		11	30
405		13	13	33
406		15	17	39
407	6	19	35	51
408	8	100	100	100
409	100			

Na tabela 1 apresentam-se os "ponto de quebra" das curvas apresentadas na figura 9,

caracterizados por haver alteração do número de iteração. O trabalho realizado permitiu automatizar a paragem do algoritmo no ponto de colapso.

2.5.4 Análise da Evolução do Valor FSQV Junto ao Ponto de Colapso

Para analisar o comportamento da grandeza FSQV com vários cenários de carga realizaram-se simulações com as redes de teste de 14 e 57 barramentos. Após a realização de simulações com onze cenários de carga para a rede de testes de 57 barramentos, verificou-se que o valor do FSQV, correspondente ao último FC antes do colapso, tinha uma variação nula. Esta situação possibilitava a utilização do FSQV na detecção do ponto de colapso, realizando unicamente a análise do último valor FSQV antes do colapso, o que permite definir um novo método de detecção do colapso.

Na figura 10 são apresentadas as variações dos valores FSQV e da diagonal da sub-matriz jacobiana J_{22} dos barramentos 2 e 3, referentes aos cenários B1 e B6 definidos para a rede de 57 barramentos. A análise destas variações é importante dado que as cargas dos barramentos 2 e 3, no cenário B6, aumentam mais 200 % em relação às restantes cargas da rede.

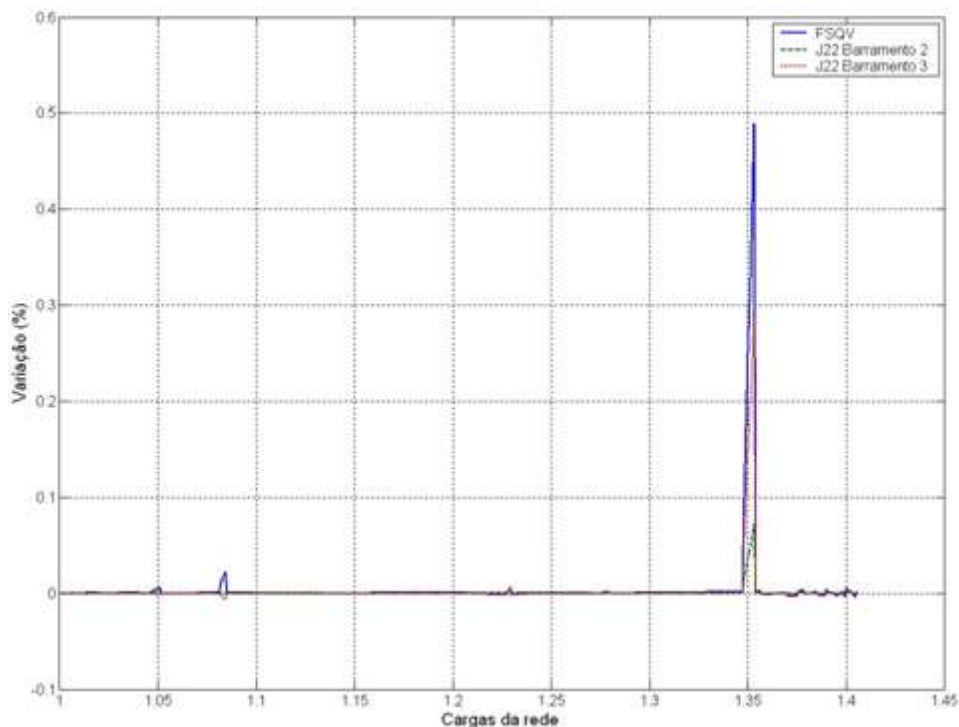


Figura 10- Curvas da variação dos valores FSQV e valores da diagonal da sub-matriz jacobiana J_{22} dos barramentos 2 e 3, referentes respectivamente aos cenários B1 e B6 (simulações realizadas com a rede de testes de 57 barramentos do IEEE).

Como se pode ver na figura 10, as maiores variações concentram-se na zona dos FC

correspondentes ao ponto de carga 1.35. Estas variações vão ser objecto de análise no capítulo 3. Neste momento interessa somente analisar as variações nos últimos FC antes do colapso.

Na figura 11 apresentam-se as variações, dos últimos 10 FC, da comparação dos valores FSQV e valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos barramentos 1 a 57, respectivamente dos cenários B1 e B6. Na figura, a curva referente à variação da grandeza FSQV destaca-se das restantes 57 curvas. As 57 curvas da variação dos valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} , aparecem muito sobrepostas, não se destacando nenhuma.

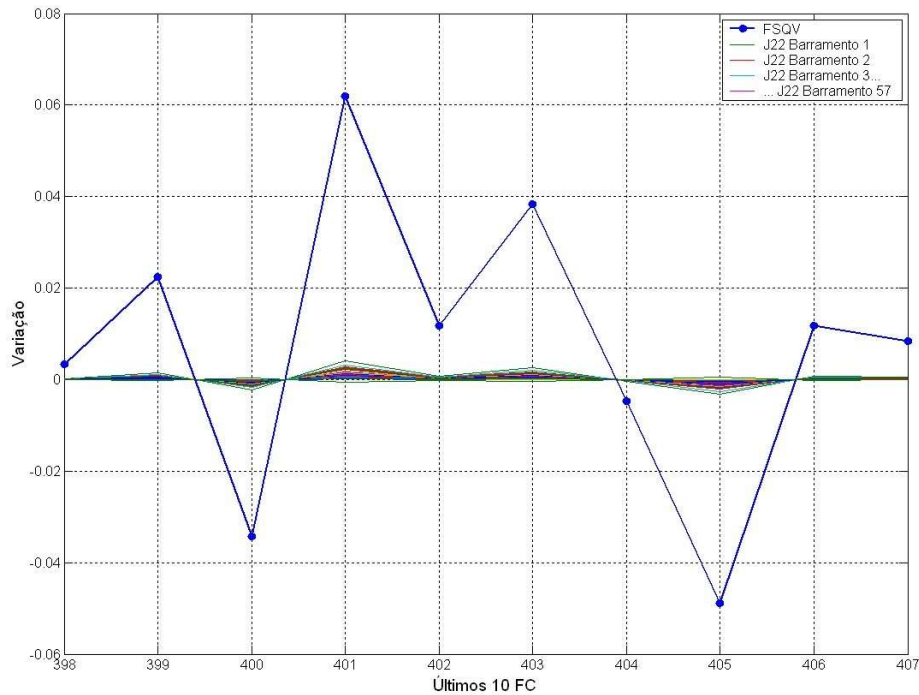


Figura 11- Variações dos valores FSQV e valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos barramentos 1 a 57 da comparação respectivamente dos cenários B1 e B6 (simulações realizadas com a rede de testes de 57 barramentos do IEEE).

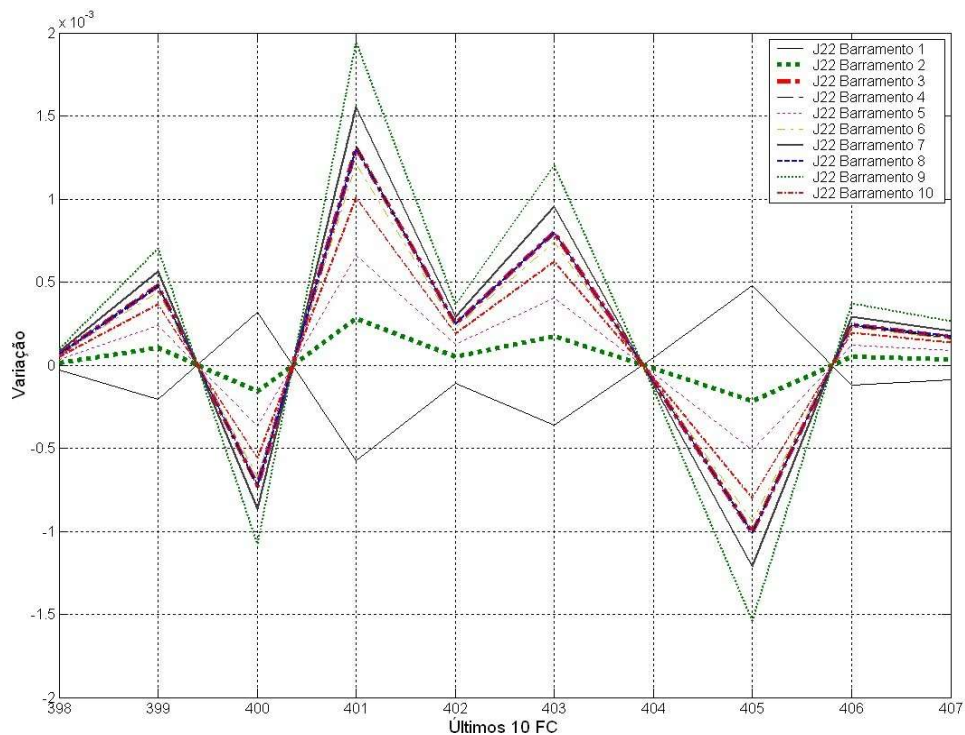


Figura 12- Curvas de variação dos valores FSQV e da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos barramentos 1 a 10, da comparação respectivamente dos cenários B1 e B6 (simulações realizadas com a rede de testes de 57 barramentos do IEEE).

Na figura 12 apresentam-se as curvas de variação, dos últimos 10 FC, dos valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos barramentos 1 a 10, da comparação respectivamente dos cenários B1 e B6. Como se pode ver na mesma figura, a variação referente aos barramentos 2 e 3, barramentos que sofreram um aumento de carga de 200%, têm uma variação da mesma grandeza dos restantes barramentos e havendo mesmo variações superiores.

Esta linha de investigação, pretende justificar a variação zero da comparação do valor FSQV entre os cenários B1 e B6, com eventuais aumentos das variações dos barramentos 2 e 3 e possíveis compensações pelos outros barramentos.

O cenário B1 corresponde ao cenário base onde foi utilizado um factor de crescimento de cargas igual para todos os barramentos, e no cenário B6, as cargas dos barramentos 2 e 3 cresceram mais 200 % do que os restantes barramentos. Porém, após análise dos resultados, pode-se concluir que a variação é zero porque as variações dos valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} , de todos os barramentos, referentes à comparação entre os cenários B1 e B6, são muito baixos e desprezáveis tal como os erros do FSQV. Portanto, não se confirma a tese formulada à partida.

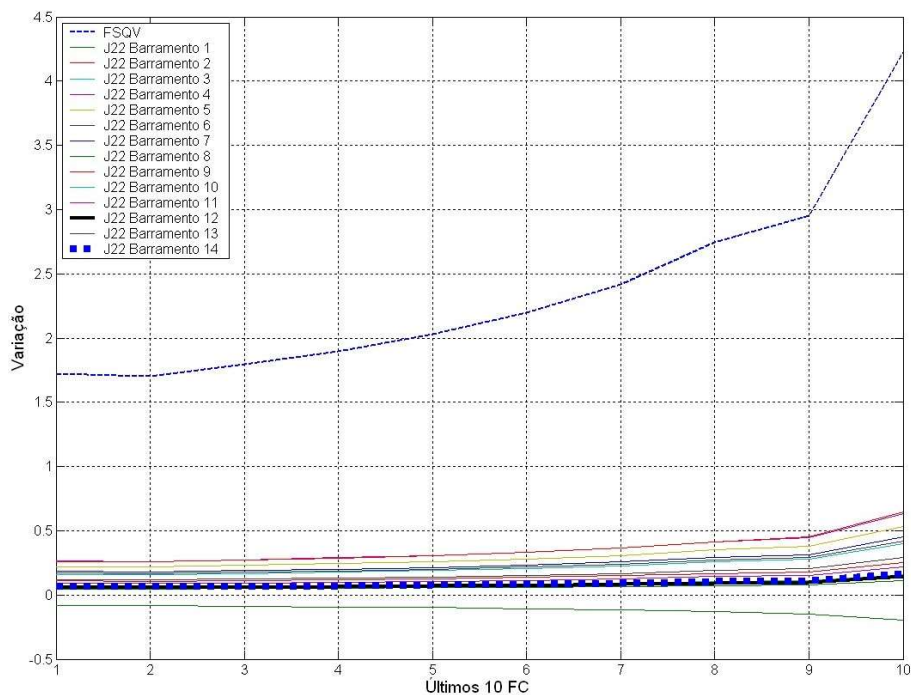


Figura 13- Curvas de variação dos valores FSQV e da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos 14 barramentos, da comparação respectivamente dos cenários A1 e A9 (simulações realizadas com a rede de testes de 14 barramentos do IEEE).

Na figura 13 apresentam-se as curvas de variação dos valores FSQV e da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos 14 barramentos desta rede, da comparação entre os cenários A1 e A9. O cenário A9 corresponde a um aumento da carga dos barramentos críticos, 12 e 14, de mais 100 % em relação às cargas dos outros barramentos.

Como se pode ver na figura 13, a curva de variação do valor FSQV destaca-se das restantes curvas. As curvas de variação dos valores da diagonal da submatriz e referentes aos barramentos 12 e 14, são sempre inferiores a curvas de variação de outros barramentos em que o aumento de carga foi inferior.

Na figura 14 apresentam-se as curvas de variação dos valores FSQV e dos valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos 14 barramentos, da comparação dos cenários A1 e A5. O cenário A5 corresponde a um aumento da carga dos barramentos com cargas reativas mais pesadas, 2 e 3, de mais 100 % em relação às cargas dos outros barramentos. Como se pode ver na figura 14, as curvas de variação referentes aos barramentos 2 e 3, são sempre inferiores a curvas de variação dos outros barramentos em que o aumento de carga foi inferior.

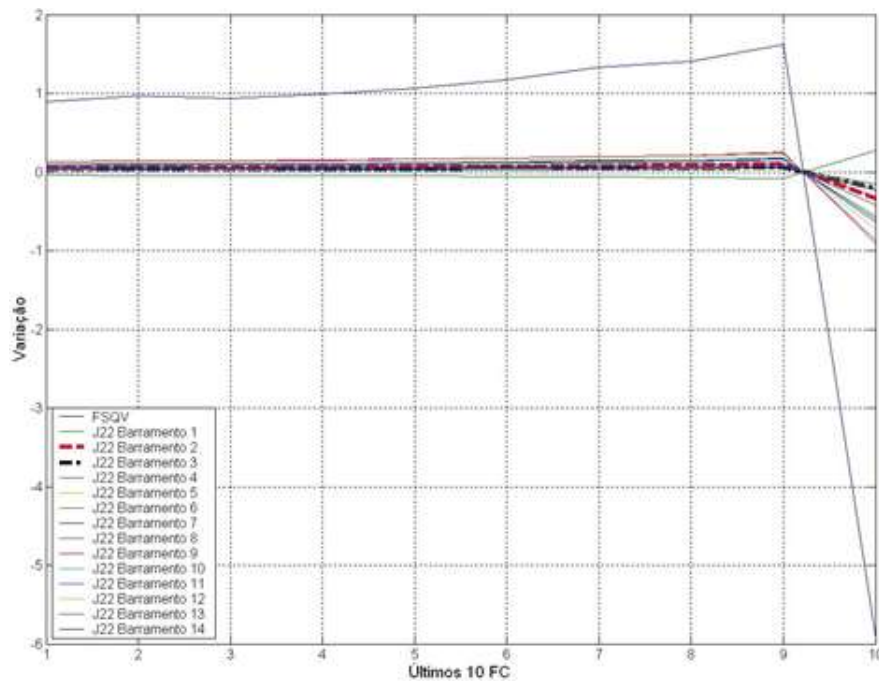


Figura 14- Curvas de variação dos valores FSQV e da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} dos 14 barramentos, da comparação respectivamente dos cenários A1 e A5 (simulações realizadas com a rede de testes de 57 barramentos do IEEE).

A segunda parte, desta fase da investigação, iniciou-se pela formulação de uma tese que mais uma vez não se confirmou, ou seja, existem variações dos valores FSQV, mas não se detecta a origem dos mesmos, especialmente nas curvas de variação referentes aos barramentos que sofreram maiores aumentos. Isto significa que as variações do FSQV têm origem num aumento de todos os valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} .

Após a investigação realizada e a análise dos resultados, é possível definir uma tese final para justificar a variação nula, dos valores FSQV antes do colapso:

A variação nula é devido há existência de variações muito baixas dos valores da diagonal da sub-matriz jacobiana J_{22} . O aumento da carga nos barramentos com situações extremas, cargas muito pesadas ou barramentos críticos, não têm influência nestas variações. A variação nula é então uma característica desta grandeza FSQV.

2.6 Conclusões

No capítulo 2 se caracterizou os métodos de controlo da Tensão dos SEE. O gerador síncrono é o principal elemento controlador das tensões nas redes eléctricas, pela facilidade e capacidade que tem em produzir energia reativa. A análise das suas características e/ou limitações, é essencial pela importância que o mesmo tem para com os sistemas eléctricos. O transformador com regulação em carga é também importante no controlo da tensão dos barramentos nas subestações. O aumento/diminuição de carga provoca variações nas tensões dos barramentos, que podem ser compensadas pelo ajustamento das tomadas do transformador. Outra maneira de efectuar essa compensação nas redes eléctricas, bastante usada em quase todos os sub-sistemas do SEE, pela sua excelente relação preço/benefício, é utilizando baterias de condensadores ligadas ou em série ou em paralelo. A sua análise é muito importante. Foram também analisadas outras formas de controlo da Tensão, tais como compensadores síncronos, SVC, STATCOM e TCSC. Excepto os compensadores síncronos (menos utilizados), estes mais recentes equipamentos, são de custo elevado, mas devido às suas interessantes características em relação às formas tradicionais de compensação, por vezes se recorre a eles para esse efeito. O STATCOM é o mais utilizado, apesar do seu elevado poder aquisitivo, contudo a sua versatilidade com as novas tecnologias de ponta no controlo das redes eléctricas, nomeadamente o controlo à distância por programação em centros de telecomando, o levam a ser mais procurado, principalmente em geradores hidroeléctricos de potências elevadas.

As cargas eléctricas contribuem bastante nas situações de instabilidade da tensão, principalmente certo tipo de cargas indutivas, que agravam essa instabilidade. Nessa posição se encontram os motores de indução, os quais constituem a maior parte desse tipo de cargas em uma rede eléctrica. A situação de instabilidade que provoca a descida da tensão, aumenta o consumo, agravando ainda mais essa situação de instabilidade da tensão que a provocou.

Foram analisadas as causas que podem provocar situações de instabilidade da tensão, assim como as medidas de controlo preventivo dos colapsos da tensão. Os colapsos da tensão são a fase extrema da instabilidade da tensão. Se as instabilidades da tensão não se resolverem ou forem estabilizadas, podem ocorrer actuações diversas de protecções em cascata, dando origem a um apagão parcial ou total (BlackOut) do sistema eléctrico.

Em virtude do risco de colapso da tensão nos SEE, obter índices de distância ao colapso, é imprescindível. Os gestores dos sistemas eléctricos, podem desta forma

monitorizar o seu estado e de um modo contínuo tomar medidas preventivas, para que não ocorram estas situações. O estudo de métodos de cálculo da distância ao colapso é uma tarefa fundamental. Analisou-se o estudo teórico e as metodologias de análise da estabilidade da tensão, assim como os métodos de cálculo de índices de distância ao colapso da Tensão.

O aumento da capacidade de processamento pelos PC, levou a ser adoptada uma solução mais simples e mais óbvia, para o cálculo da distância ao colapso, os FC contínuos com um factor de crescimento de cargas constante. Foi também abordado o estudo teórico da grandeza FSQV, para determinar o ponto de colapso da tensão.

3. PRODUÇÃO DE ENERGIA - ALGUMAS FONTES RENOVÁVEIS

3.1 Produção Energia Eólica nos Sistemas de Energia Elétrica

Em Portugal, a crescente integração de produção eólica nos SEE, verificada nestes últimos anos até 2011, conforme se mostra na figura 50, tem vindo a colocar novos desafios aos operadores da rede elétrica. No passado, os SEE foram projetados com uma hierarquia verticalmente integrada e descendente. Neste tipo de topologia os trânsitos de potência nas redes de distribuição são unidirecionais. Estas redes foram dimensionadas tendo em conta este efeito e dispunham, genericamente, de meios de controlo necessários para assegurar um fornecimento de energia elétrica aos consumidores com qualidade.

Nos últimos anos, o progressivo aumento de parques eólicos exigiu novos requisitos técnicos à produção eólica para se ligar às redes, através da definição de manuais de procedimentos, que entre outros requisitos técnicos, obrigou os aerogeradores a dispor de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Estes requisitos, cada vez mais exigentes, impostos pelos operadores, em paralelo com a natural pesquisa por soluções tecnológicas mais eficientes, impulsionaram o desenvolvimento de sistemas de conversão avançados e o uso generalizado de geradores com interface com a rede baseada em dispositivos de eletrónica de potência.

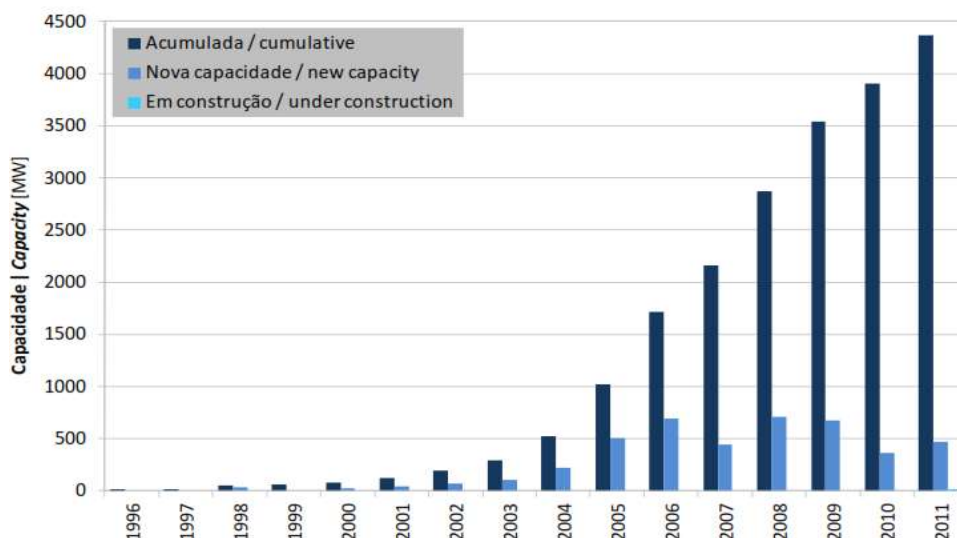


Figura 15- Capacidade geradora acumulada dos parques eólicos portugueses [INEGI_11].

Em 12-01-2023 a EDP Renováveis (EDPR) ligou à rede o seu primeiro projeto híbrido a nível global que combina a produção de energia eólica e solar num local único. É o primeiro parque da Península Ibérica a juntar as duas tecnologias, dando um contributo adicional para a descarbonização e para o aumento de energia renovável na rede elétrica.

Foi instalada a central solar fotovoltaica Mina de Orgueirel, junto ao parque eólico de Mosteiro, que permite criar o primeiro projeto híbrido de energia eólica e solar da EDP Renováveis e aumentar a produção de energia limpa.

Este projeto fotovoltaico está instalado no concelho do Sabugal e adiciona 8,4 MW ao complexo, que vai permitir aumentar a produção de energia renovável para mais de 39 GWh/ano. Esta central solar fotovoltaica (Mina de Orgueirel) foi instalada junto ao Parque Eólico de Mosteiro, sendo interligada diretamente com a sua subestação, aproveitando as infraestruturas elétricas existentes, criando um complexo híbrido de produção de energia elétrica. O novo projeto solar tem uma capacidade instalada de 8,4 MW com 17 mil painéis solares fotovoltaicos bifaciais, uma tecnologia que permite aproveitar a irradiação solar de ambos os lados do painel, maximizando a produção renovável.

O parque eólico conta com oito aerogeradores e uma capacidade instalada total de 11 MW e já inclui uma turbina mais potente instalada no âmbito de um projeto de sobre-equipamento. O parque eólico entrou em produção em 2004, já produziu mais de 350 GWh de energia limpa. Este projeto híbrido poderá produzir 39,5 GWh/ano, o suficiente para fornecer mais de 30 mil pessoas com energia renovável durante um ano. Este complexo vai também evitar a emissão de cerca de 18 mil toneladas de CO2 anualmente.

Colocar em operação o primeiro parque híbrido eólico/solar da EDPR é um reflexo de carácter pioneiro e inovador, assim como o compromisso firme com a transição energética das nossas principais geografias. Através desta hibridização, foi aumentada a produção elétrica na região e minimizado o impacto de novos projetos renováveis, através do uso de infraestruturas já existentes. A EDPR continuará a investir na hibridização de parques do seu portefólio, tanto no mercado português como noutros com grande potencial de desenvolvimento.

A hibridização de ativos existentes, através da conjugação de tecnologias como a eólica, a solar e a hídrica, é uma das principais vias de crescimento das energias renováveis, com vários benefícios para o setor. Aumento da eficiência dos projetos, a utilização e partilha de infraestruturas elétricas já existentes, a promoção da estabilidade de custos e a redução do impacto ambiental. A EDP tem neste momento em estudo e ou desenvolvimento mais de 1600 MW em projetos híbridos em Portugal e Espanha nestas tecnologias, com previsão de entrada em operação ao longo dos próximos anos. A empresa pretende continuar a apostar em projetos semelhantes em todas as suas geografias e está já a desenvolvê-los na América do Norte, América do Sul e em algumas outras regiões da Europa como Polónia, Itália e Grécia. O grupo EDP foi pioneiro a nível europeu no desenvolvimento de projetos renováveis híbridos, tendo inaugurado em 2022 no Alqueva o maior projeto solar flutuante da Europa na albufeira de uma central hídrica.



Figura 16- Parque Híbrido Eólico-Solar de Mosteiro-Mina de Orgueirel (Sabugal-Portugal)
Potência instalada de (11+8,4 MW).

3.2 Fatores Favoráveis ao Desenvolvimento da Energia Eólica

O crescimento ao qual foi sujeito o sector da energia, particularmente ao nível da produção eólica ao longo destes últimos anos, tem sido possível graças a vários fatores,

especialmente de ordem ambiental. Estes fatores embora de natureza diversa, têm também uma forte componente associada às orientações políticas.

3.4.1 Fator Ambiental e Vontade Política

A tomada de consciência, por parte dos decisores políticos dos problemas ambientais, em particular o referente ao aquecimento global, levou os países desenvolvidos a refletir sobre os meios a porem em prática de forma a limitar o impacto ambiental do sector energético. Neste contexto, várias iniciativas foram desenvolvidas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Entre essas iniciativas encontra-se o Protocolo de Quioto (2005), cujos objetivos para a Europa referentes a 2020 passam por reduzir, em pelo menos 20 %, as emissões de gases de efeito estufa (em relação a 1990) e atingir uma quota de 20 % de energias renováveis no consumo energético global. De acordo com a Agência Internacional de Energia, o setor da energia elétrica representa cerca de 16 % do consumo energético global, mas a sua produção gera cerca de 40 % das emissões de gases de efeito de estufa [Europ_08]. É, portanto, uma área onde muitos esforços devem ser realizados e onde a energia eólica assume um papel preponderante. De facto, a energia eólica não gera resíduos nem gases de efeito de estufa durante o processo de produção de energia elétrica, permitindo assim reduzir as emissões de gases de efeito de estufa.

Com o objetivo de promover o desenvolvimento das energias renováveis, muitos países estabeleceram planos de remuneração específicos para assegurar a rentabilidade dos projetos e incentivar o investimento neste sector. Em relação à energia eólica, muitos países, criaram tarifas bonificadas para a produção da energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis durante os primeiros anos de exploração, incluindo Portugal. O sector ligado à energia eólica tem aproveitado estas medidas para implementar a construção de novos parques eólicos.

3.3 A Energia Eólica nos Sistemas de Energia Elétrica

Na Europa, a vontade de ver desenvolvidas as fontes de energias renováveis, bem como a abertura dos mercados de energia elétrica, conduziram a inúmeras alterações nos SEE. Os produtores independentes de energia elétrica podem ligar-se à rede de distribuição (E-REDES) e à REN e vender a energia elétrica produzida ao operador do sistema. A interligação da produção distribuída nas redes de distribuição levou ao abandono da exclusividade da produção nas grandes centrais e a um novo conceito de exploração e concepção das redes elétricas. No antigo modelo de redes, o fluxo de potência era

unidirecional, das grandes centrais para a rede de transmissão, para os consumidores, passando pela rede de distribuição, agora há também ou pode haver também produção ligada às redes de distribuição.

A rede elétrica é um sistema dinâmico e complexo onde entram em ação vários componentes interligados entre si, os quais possuem os seus próprios limites físicos. Esta rede tem por objetivo satisfazer a alimentação dos consumidores garantindo a qualidade de serviço da energia elétrica, bem como a segurança das pessoas e dos bens, pelo que o SEE deve ser corretamente dimensionado e controlado.

3.3.1 Topologia da Rede Elétrica

A maioria das redes elétricas foram projetadas por razões técnicas e económicas em uma hierarquia descendente. A figura 17 representa o modelo clássico de uma rede elétrica. No topo desta hierarquia encontram-se os sistemas de produção, ditos clássicos. Estes sistemas dispõem de elevadas potências e são sobretudo constituídos por centrais termoelétricas a carvão, centrais de ciclo combinado a gás natural e grandes centrais hidroelétricas. Estes produtores estão ligados à rede de transporte, também denominada por alguns autores de rede de transmissão, emalhada de muito alta tensão e alta tensão através de subestações elevadoras. A rede de transporte é de envergadura nacional e é dimensionada para transportar grandes quantidades de energia elétrica sobre grandes distâncias com o mínimo de perdas elétricas. A rede elétrica Portuguesa está interligada com a rede elétrica Europeia através da rede elétrica Espanhola, existindo neste momento nove linhas de interligação. A exploração da rede de transporte é feita de forma emalhada para aumentar a segurança de funcionamento e assim garantir a continuidade de serviço.

Em Portugal, a energia elétrica é conduzida até aos consumidores através da rede de distribuição com níveis de tensão de 15 e 30 kV. As redes de distribuição estão ligadas à rede de transporte através de subestações e são exploradas de forma radial, em antena, nas zonas rurais e em malha aberta nas zonas urbanas.

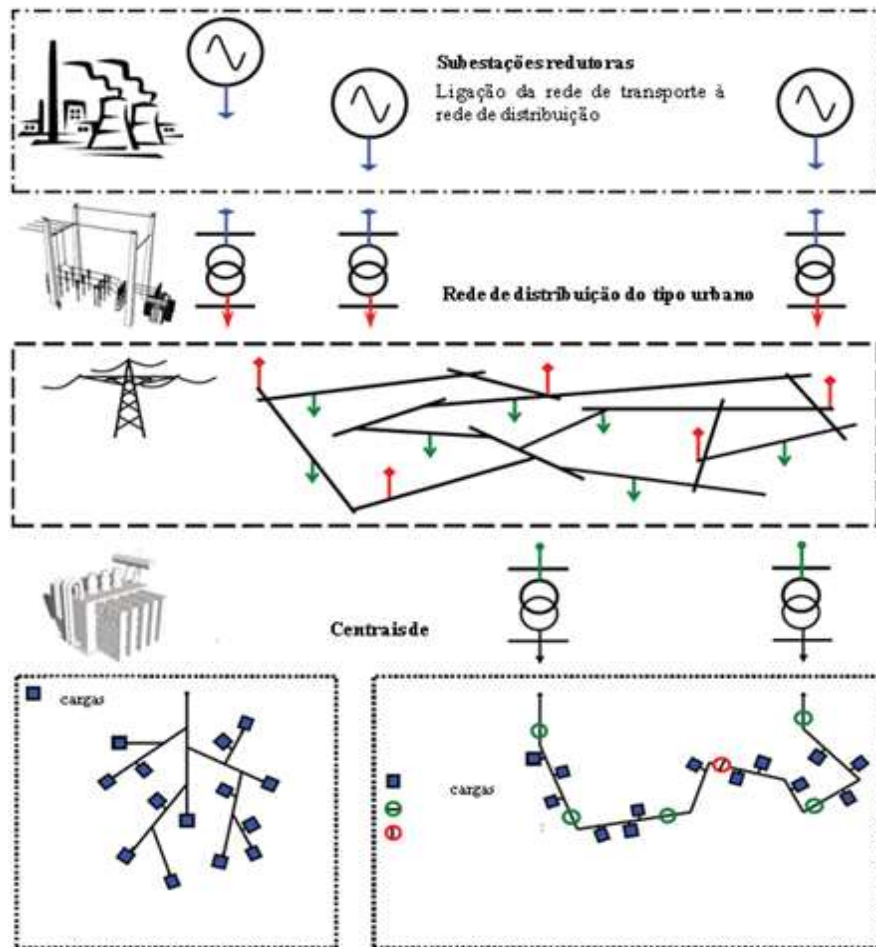


Figura 17- Estrutura de uma rede elétrica clássica [Teninge_09].

Com este tipo de topologia os trânsitos de potência nas redes de distribuição são unidirecionais. Estas redes foram dimensionadas tendo em conta este efeito e dispunham dos meios de controlo necessários para assegurar um bom fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Apesar de existirem alguns produtores ligados à rede de distribuição estes têm uma potência instalada praticamente insignificante e não afetam a exploração e o funcionamento da rede. Nos últimos anos, o aumento da produção distribuída levou ao aparecimento de novas condicionantes de exploração. Assim sendo, a exploração das redes de distribuição e as condições de interligação não podem ser executadas da mesma forma, tendo sido publicada nova regulamentação [RRT_10], [RRD_10], para permitir a interligação de novos produtores e a exploração adequada das novas redes.

Para uma melhor compreensão dos problemas e das condicionantes que resultam da inserção da produção da energia eólica na estabilidade da tensão das redes elétricas, foi apresentado no capítulo 2 o comportamento de duas redes de teste, onde foram analisadas as principais regulações existentes no SEE, dando-se maior importância à análise da regulação

da tensão e à compensação da energia reativa.

3.3.2 Funcionamento de um Sistema de Energia Elétrica

Um SEE é caracterizado pela frequência e pelos diferentes níveis de tensão. A estabilidade destas grandezas, dentro dos valores limites regulamentados, garante o funcionamento do sistema e sua integridade. Os principais produtores são chamados a participar nos serviços do sistema conforme se mostra na figura 18, isto é, devem colaborar na regulação da tensão e da frequência nos termos definidos pelo Operador da Rede de Transporte (ORT). Existem também, vários dispositivos na rede, com o objetivo de manter os níveis da tensão. A rede elétrica está sujeita a fenômenos transitórios devendo ser capaz de suportar e voltar ao estado de funcionamento normal o mais rápido possível, de forma a minimizar os inconvenientes para os consumidores.

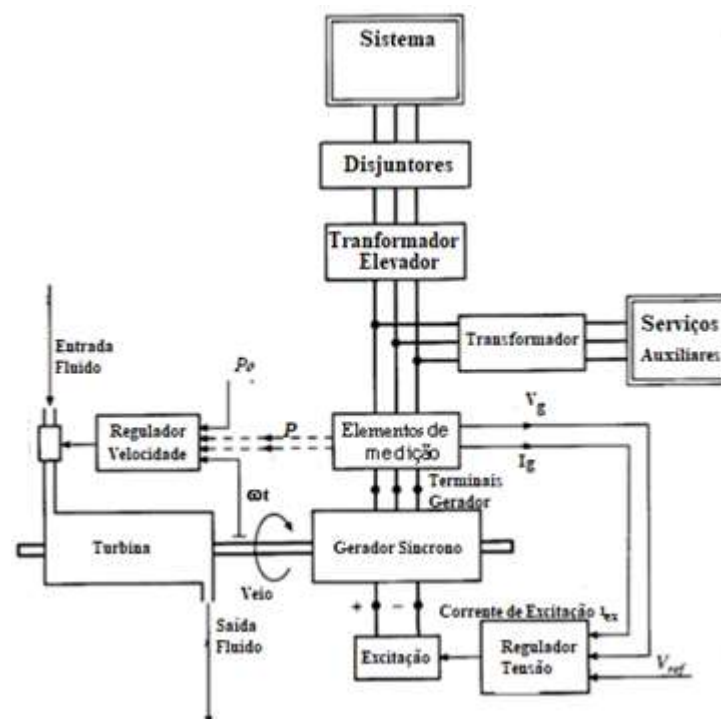


Figura 18- Diagrama de blocos de um sistema de produção [Machowski_97].

3.3.3 Regulação da Frequência e da Tensão

Em funcionamento normal a frequência que representa a velocidade dos grupos de produção síncronos, pois todos os alternadores giram à mesma velocidade elétrica, é idêntica em todo o SEE. A constância da frequência é assegurada pelo equilíbrio entre a produção e o consumo de potência ativa. Em consequência, uma variação da carga ou de produção tem por efeito a variação da frequência do sistema: uma produção superior ao consumo provoca

um aumento da frequência e vice-versa. Esta evolução da frequência em função do nível de produção/consumo é mostrada na figura 19.

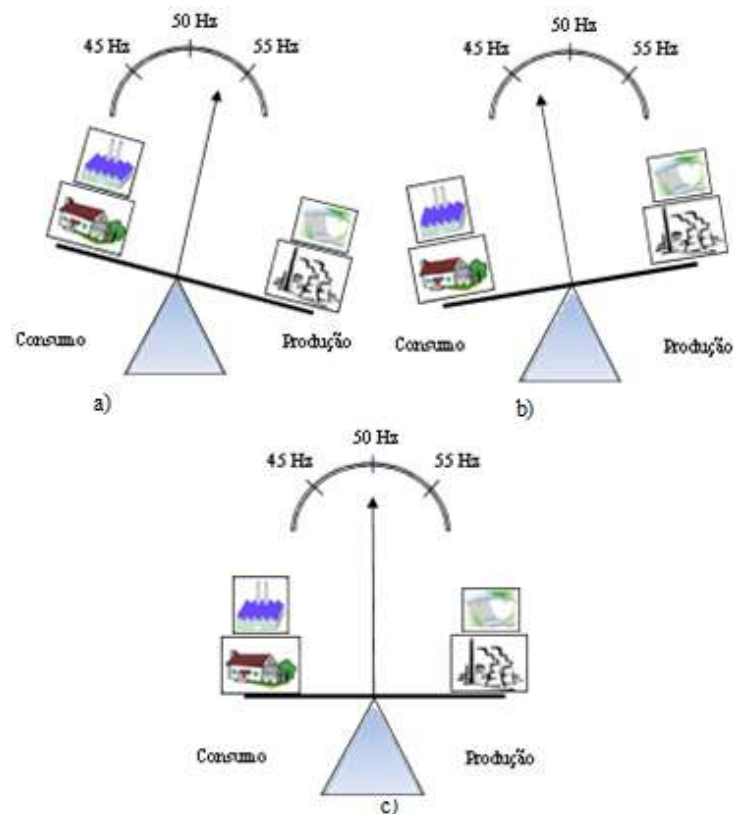


Figura 19- Evolução da frequência em função do nível de produção/consumo:
a) Desequilíbrio produção - consumo ($P_{produzida} > P_{consumida}$) b) Desequilíbrio produção - consumo ($P_{produzida} < P_{consumida}$) c) Equilíbrio produção - consumo ($P_{produzida} = P_{consumida}$).

Os grupos de produção são regulados para garantirem a estabilidade da frequência e manterem o valor nominal de referência (50 Hz na Europa), o que é possível através da criação de reservas de potência repartidas sobre os diferentes grupos de produção. De acordo com a European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) há diferentes regulações hierárquicas da frequência: regulação primária, regulação secundária e regulação terciária.

Regulação Primária da Frequência

A Regulação Primária da Frequência (RPF) tem uma natureza descentralizada, baseando-se na atuação dos reguladores de velocidade dos grupos geradores. Um regulador de velocidade mede a velocidade de rotação ω_r do grupo, compara-a com a velocidade nominal de referência, isto é, com a velocidade de rotação síncrona ω_0 e atua ajustando de forma adequada a válvula da turbina, variando a respetiva potência mecânica da turbina e assim a potência ativa fornecida pelo gerador. Na figura 20 é mostrado o diagrama de blocos

de um regulador de velocidade, onde P_0 representa a potência de referência do gerador.

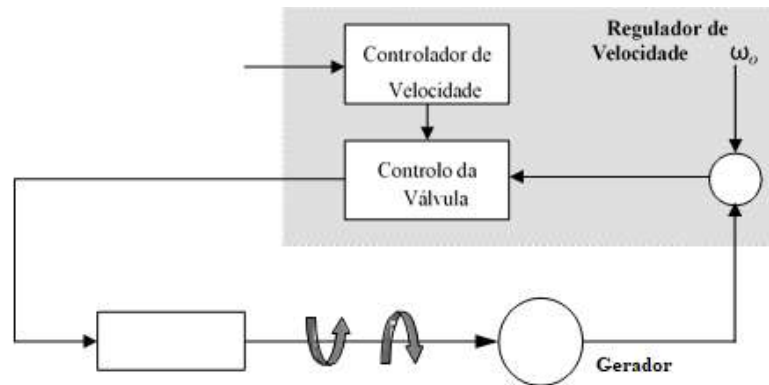


Figura 20- Diagrama de blocos de um regulador de velocidade [Cutsem_10].

A RPF é um serviço complementar de carácter obrigatório e não remunerado, fornecido pelos geradores em serviço e tem por objetivo ajustar automaticamente o nível de produção da central de modo a que qualquer aumento (ou diminuição) da carga do grupo seja equilibrado por um aumento (ou diminuição) da produção. Para atingir o equilíbrio, os grupos recorrem inicialmente à energia cinética proveniente das suas massas girantes, o que se traduz numa diminuição (ou aumento) da velocidade de rotação do grupo turbina-alternador, diretamente associada à frequência [ERSE_09]. Após a ocorrência duma variação de frequência, o regulador de velocidade do grupo atua no controlo da turbina de modo a estabilizar essa variação, regido por um parâmetro constante R denominado estatismo (ou regulação). O estatismo é traduzido pelo declive de uma reta que relaciona valores de frequência f , com valores de potência ativa P do grupo, de acordo com a equação 2.24 e representada na figura 21.

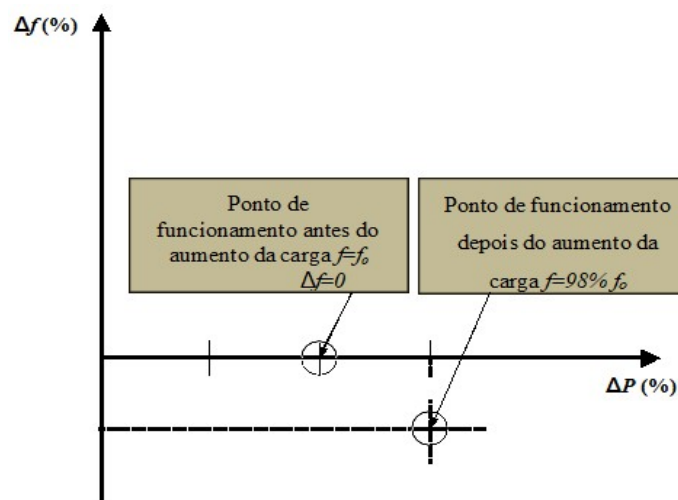


Figura 21- Característica de estatismo do gerador [ERSE_11a].

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (2.24)$$

Como se pode ver na figura 56, antes do aumento de carga, o grupo funciona com uma frequência igual à frequência da rede (f_0) e uma potência igual à potência para a qual o grupo estava mobilizado para funcionar (P_0). Após o aumento da carga, o grupo aumenta a sua produção, primeiro à custa da sua energia cinética e posteriormente devido à ação do regulador de velocidade, a que corresponde uma diminuição da frequência, a qual estabilizará num valor inferior ao da frequência inicial, em função do estatismo. Este valor terá de ser corrigido através de um mecanismo de regulação suplementar.

A reserva de regulação primária deve ser ativada nos seguintes intervalos [ERSE_09]:

- Antes de 15 segundos para perturbações inferiores a 1500 MW.
- Entre 15 e 30 segundos para perturbações compreendidas entre 1500 e 3000 MW, sendo os valores de potência indicados referidos à rede síncrona da ENTSO-E.

Todas as unidades de produção que estejam diretamente ligadas à rede de transporte devem dispor de regulação primária. No caso em que seja tecnicamente impossível contar com o equipamento adequado, o serviço complementar deverá ser contratado diretamente pelos titulares das instalações obrigadas à sua prestação a outros agentes que o possam prestar. O contrato será comunicado ao Gestor do Sistema (GS), que certificará o serviço efetivamente prestado na execução do contrato referido, sendo liquidado pelas partes ao preço por elas acordado [ERSE_09].

A estabilização da frequência do sistema no seu valor inicial é função dos sistemas de controlo de frequência que atuam a jusante da regulação primária, com tempos de atuação superiores, nomeadamente a regulação secundária e a regulação terciária.

Regulação Secundário da Frequência

O serviço de Regulação Secundária da Frequência (RSF) tem como objetivo restabelecer o equilíbrio entre a produção e o consumo após a ocorrência de uma variação de carga e/ou perda de produção, anulando o erro de frequência e mantendo as trocas de energia elétrica nas linhas de interligação nos valores especificados. Para satisfizer estes requisitos, torna-se necessário o uso de uma estratégia de controlo integral, que ultrapassa a limitação imposta pela regulação primária, apenas do tipo proporcional, que é incapaz por si só, de repor a frequência no seu valor nominal [Paiva_05]. O controlo secundário é realizado de forma centralizada, através de software utilizado no despacho nacional.

A RSF consiste no estabelecimento de uma banda de regulação e no acréscimo ou decréscimo do fornecimento de energia elétrica, conforme solicitado pelo GS. A valorização do serviço de RSF é composta por duas parcelas [ERSE_11b]:

- Valorização da banda de regulação – a banda de regulação horária atribuída a cada unidade de produção é valorizada ao preço da última oferta aceite de banda de regulação em cada hora;
- Valorização da energia de regulação secundária – a energia de regulação secundária utilizada é valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva de regulação mobilizada em cada hora, tanto a subir, como a descer. Na ausência de preço associado ao sentido de regulação secundária, considera-se o preço da energia de reserva de regulação que seria mobilizada para a substituir.

Em situações de emergência para o sistema ou na ausência de ofertas de banda de regulação secundária suficientes para atender às necessidades do sistema, o GS pode atribuir banda de regulação secundária, nos termos do mecanismo excepcional de atribuição estabelecido no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema em vigor, justificando posteriormente as suas atuações aos agentes afetados e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), sem prejuízo das retribuições a que haja lugar pela referida prestação do serviço e pelas modificações dos programas de produção que sejam necessárias. De acordo com este mecanismo, a banda de potência e os redespachos que sejam necessários para obter a reserva requerida valorizar-se-ão, respetivamente, a 115 % do preço marginal de banda de potência, limitado a um valor máximo regulado, e a 115 % do preço marginal do mercado diário, quando se trate de redespachos a subir, e ao preço de recompra equivalente a 85 % do preço marginal do mercado diário, quando se trate de redespachos para baixar [ERSE_09].

O custo horário da banda de regulação, incluindo o da banda de regulação extraordinária, é um custo fixo que existe independentemente da ocorrência de desvios, pelo que é coberto por todo o consumo dos agentes de mercado. Já a parcela da energia de regulação secundária utilizada em cada hora é paga por todos os agentes de mercado que se desviarem nessa mesma hora [ERSE_11b].

A reserva que se deve manter em RSF no sistema elétrico nacional, será determinada pelo GS para cada período de programação, em função da evolução temporal previsível do

consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados à rede elétrica. Além disso, ter-se-á em conta a magnitude dos escalões horários de potência inerentes à programação das unidades de produção e bombagem.

O início da atuação da RSF não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua atuação deverá estar concluída, e eventualmente completada, pela ação da regulação terciária da frequência, em caso de perda de um grupo de geração importante, o mais tardar em 15 minutos. Para o estabelecimento dos níveis de reserva de regulação secundária ter-se-ão em consideração os critérios e recomendações que sejam publicados para estes efeitos pela ENTSO-E. As regras da ENTSO-E recomendam também, que no caso do valor da reserva de regulação secundária a subir não ser suficiente para cobrir a perda máxima de produção associada a uma falha simples, deverá também prever-se uma reserva terciária rápida para assegurar a diferença [ERSE_09].

Regulação Terciária da Frequência

A Regulação Terciária da Frequência (RTF) é um serviço complementar retribuído por mecanismo de mercado. Tem por objetivo a restituição dos níveis de reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores, quer estejam ou não em serviço. O controlo da RTF baseia-se no despacho ótimo, numa perspetiva de segurança e economia. Para este controlo se realizar, são enviados sinais por telecomando para as centrais produtoras, a fim de ajustar a produção aos requisitos especificados. É um controlo não automático, com tempo de atuação de alguns minutos, que é ativado manualmente pelo Operador de Sistema (OS) no centro de despacho. Para os efeitos da prestação do serviço, define-se a reserva terciária como a variação máxima de potência do programa de geração que se pode efetuar numa unidade de produção e/ou área de balanço num tempo máximo de 15 minutos, que pode ser mantida, pelo menos, durante duas horas consecutivas.

A reserva mínima de regulação terciária em cada período de programação será estabelecida pelo GS, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma direta pela falha simples de um qualquer dos elementos do sistema (Critério N-1), aumentada em 2 % do consumo previsto em cada período de programação [ERSE_09].

Regulação da Tensão

Existem duas diferenças fundamentais entre a regulação da frequência e a regulação da tensão:

- A frequência é um “sinal” comum a todos os equipamentos do mesmo SEE. Por maior que seja o SEE, em funcionamento normal, a frequência é igual em todo o SEE. Quando existe uma diferença entre a produção de energia ativa e o consumo de energia ativa os reguladores de velocidade das centrais de produção atuam por forma a manterem o equilíbrio. Não existe “sinal” nem comportamento semelhante para a regulação da tensão. As regulações da tensão são efetuadas localmente, quando se ajusta a tensão num barramento da rede elétrica só irá influenciar a tensão nos barramentos que se encontram navizinhaça, fora dela os efeitos são insignificantes;
- O valor da frequência é mantido próximo do seu valor nominal com elevada precisão. Em comparação, a regulação da tensão é menos precisa. Na Rede Nacional de Transporte (RNT) admitem-se as variações apresentadas na tabela 2. Este facto deve-se às quedas de tensão criadas pela passagem da corrente nas impedâncias da rede elétrica.

Tabela 2- Margens indicadas para as tensões na RNT [ERSE 09].

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	380 kV (95 %)	420 kV (105 %)
Nível de 220 kV	209 kV (95 %)	245 kV (111 %)
Nível de 150 kV	142 kV (95 %)	165 kV (110 %)
Nível de 60 kV	Neste nível de tensão, os valores serão fixados caso a caso, por acordo com a Distribuição, nos termos do RQS.	

No caso de ocorrência de uma falha simples (critério N-1) ou de uma falha de linhas de circuito duplo, e de acordo com o que está descrito em [ERSE_09] as tensões, após a recuperação do regime permanente, devem estar compreendidas entre os valores da tabela 3 e da tabela 4 respetivamente.

Tabela 3- Margens indicadas para as tensões na RNT após falha simples (critério N-1) [ERSE_09].

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	372 kV	420 kV
Nível de 220 kV	205 kV	245 kV
Nível de 150 kV	140 kV	165 kV
Nível de 60 kV	Admitem-se variações máximas de +/- 5 %, nos termos do RQS.	

Tabela 4- Margens indicadas para as tensões na RNT após falha de linhas de circuito duplo [ERSE 09].

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	360 kV	420 kV
Nível de 220 kV	198 kV	245 kV
Nível de 150 kV	135 kV	165 kV
Nível de 60 kV	Admitem-se variações máximas de +/- 5 %, nos termos do RQS.	

As cargas existentes na rede elétrica consomem uma determinada quantidade de potência ativa e, geralmente, uma quantidade mais ou menos importante de potência reativa de acordo com o tipo de carga.

Uma parte desta potência reativa consumida é fornecida pelos geradores síncronos que constituem os grupos de produção, em particular os ligados à rede de transporte e a outra parte pelos dispositivos de compensação de energia reativa, normalmente colocados o mais próximos possível das cargas para evitar trânsito elevado de energia reativa da rede de transporte para a rede de distribuição. Em AT, as linhas têm um carácter mais indutivo que resistivo e o trânsito de potência reativa nas linhas provoca grandes quedas de tensão. Além disso, o facto da potência reativa transitar nas linhas, diminui a potência ativa máxima transmissível nestas mesmas linhas [Teninge_09].

Para manter o equilíbrio local entre a produção e o consumo de potência reativa e manter todos os níveis de tensão dentro dos limites contratuais, os gestores da rede de transporte e da rede de distribuição dispõem de meios de regulação adequados a cada nível. Os elementos que influenciam a tensão e a energia reativa, são esquematicamente representados na figura 22. A primeira estrutura hierárquica de regulação de tensão foi implementada pela EDF (Électricité de France) na França nos finais da década de 70 [Paul_87]. Nesta estrutura, foi adicionada uma nova malha de controlo, chamada de regulação secundária da tensão, sobreposta à malha de controlo dos reguladores automáticos de tensão dos geradores síncronos (regulação primária de tensão). Esta nova malha de controlo tinha como objetivo a regulação de tensão de alguns barramentos importantes do sistema, através do ajuste da injeção de potência reativa de unidades de produção eletricamente próximas a estes barramentos. Alguns anos mais tarde, a empresa italiana ENEL (Ente Nazionale per l'Energia eLettrica) decidiu implementar no sistema Italiano um esquema similar ao esquema francês, com a inclusão de uma nova malha de controlo sobreposta à malha de regulação secundária, com o objetivo de gerir o fluxo de potência reativa entre as diferentes áreas do sistema. Este novo nível hierárquico é responsável por fornecer as tensões de referência para o nível secundário, através de programas de otimização, o qual foi chamado de regulação terciária de tensão [Corsi_95].

Em 1989, a EDF propôs uma melhoria no seu sistema de regulação hierárquica de

tensão, acrescentando também o nível terciário, criando uma coordenação entre áreas. Estão implementados e a funcionar os esquemas hierárquicos da tensão nos sistemas francês [Paul_87], italiano [Corsi_95] e belga, sendo que o sistema belga utiliza somente os níveis primário e terciário, sem a utilização do controlo secundário de tensão [Hecke_00]. De seguida são mencionados os três níveis hierárquicos de regulação da tensão.

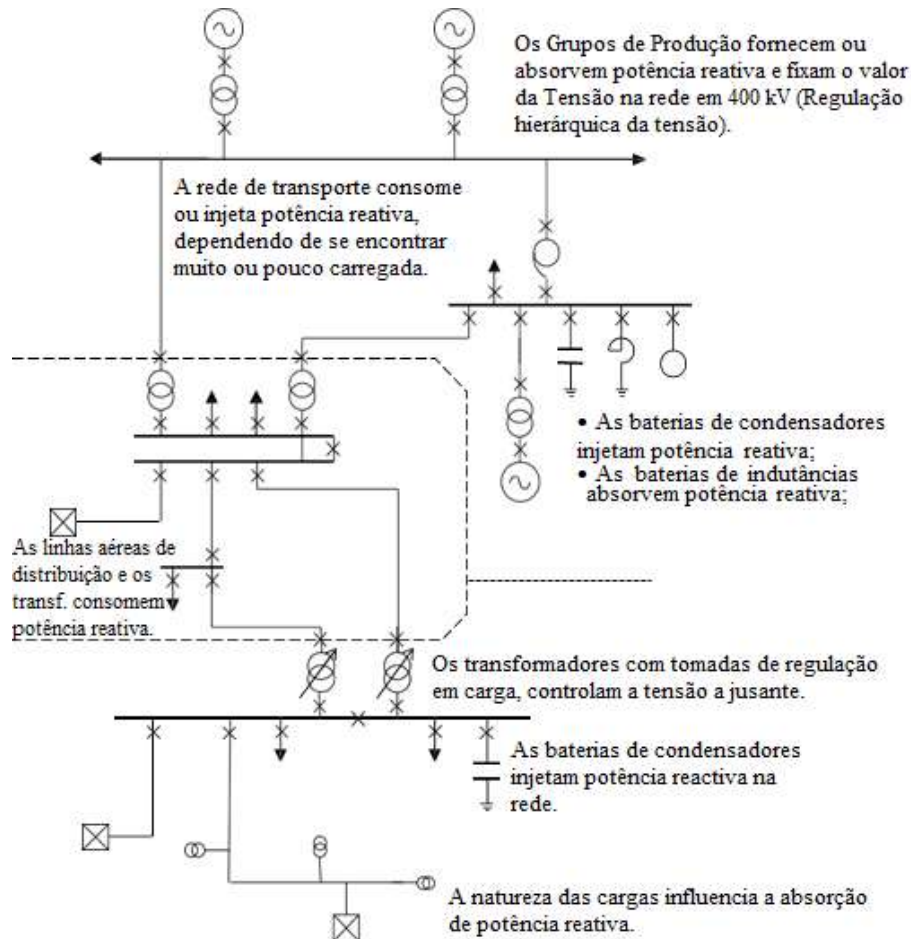


Figura 22- Síntese dos meios de regulação da tensão [Richardot_07].

Regulação Primária da Tensão

A regulação primária da tensão (RPT) atua a nível local com uma constante de tempo na ordem dos 100 ms sobre a tensão aos terminais dos grupos produtores para fazer face às alterações rápidas da tensão que podem ser provocadas por variações do consumo de potência reativa, por ocorrência de defeitos ou por manobras na rede elétrica. A RPT é a primeira a intervir após a ocorrência de uma perturbação. Esta regulação caracteriza-se por uma ação baseada em critérios locais, através do controlo da tensão aos terminais do grupo produtor para um valor de referência. Graças a este controlo os geradores atuais, principalmente os alternadores, fixam a tensão num valor de referência no ponto de ligação

à rede elétrica. O princípio consiste na excitação destas máquinas para manter o nível de tensão desejado. No entanto, isto só é possível respeitando os limites de cada alternador. A RPT permite, dentro dos limites das reservas primárias de cada grupo (em potência reativa), manter o equilíbrio local entre a produção e consumo de potência reativa e de responder rapidamente às flutuações aleatórias da tensão. O RPT é o nível hierárquico mais antigo e está presente em todos os SEE.

Regulação Secundário da Tensão

A regulação secundária da tensão (RST) tem como objetivo fazer face de forma coordenada, a fortes, mas lentas flutuações da tensão numa determinada área geográfica, o que por si só a RPT não consegue assegurar. A RST é automática e centrada por regiões (chamadas zonas de regulação). Estas zonas de regulação devem ser independentes do ponto de vista da tensão, o que significa que cada zona é teoricamente insensível a qualquer variação de tensão que possa ocorrer noutra zona vizinha. Tem o objetivo de limitar os trânsitos de potência reativa nas linhas de interligação e de manter a tensão, em certos barramentos representantes da tensão de cada zona, no seu valor de referência. Estes barramentos específicos são designados de barramentos pilotos (existe um barramento piloto por zona de regulação). O barramento piloto é o barramento que caracteriza o comportamento da tensão de uma determinada zona, fornecendo a informação necessária para a tomada de medidas de controlo (figura 58). Para proteger a rede elétrica contra possíveis oscilações devido a ações contraditórias da regulação primária e da regulação secundária, esta última tem um tempo de resposta muito mais longo (de aproximadamente um minuto) do que a anterior [Pavão_06].

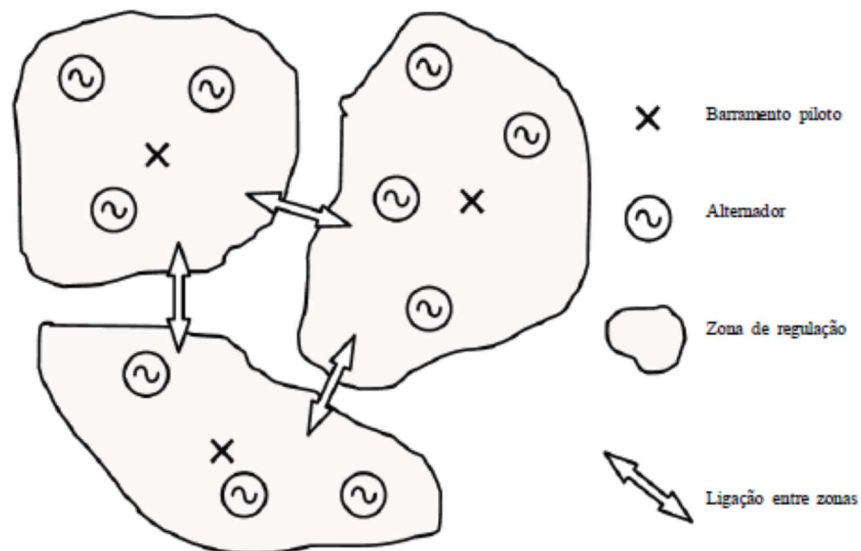


Figura 23- Regulação secundária da tensão [Richardot_07]

Regulação Terciária da Tensão

A regulação terciária da tensão (RTT) é efetuada pelos operadores do centro de despacho nacional (caso da França) e consiste na reavaliação, em intervalos de 15 minutos, do valor de referência da tensão nos barramentos pilotos de cada zona de regulação, de acordo com critérios técnicos e económicos.

Os principais critérios são os seguintes [Teninge_09]:

- Explorar a rede eléctrica garantindo da melhor forma a sua segurança;
- Respeitar as restrições de funcionamento dos equipamentos;
- Minimizar as perdas e o custo de produção;
- Utilizar da melhor forma possível a capacidade das linhas de transporte.

A RTT ocupa o último nível hierárquico da regulação da tensão e tem por objetivo manter o perfil da tensão dentro dos limites estabelecidos e evitar situações que resultem em custos adicionais ou riscos para o SEE. As tensões de referências nos barramentos pilotos são calculadas através de um trânsito de potência ótimo, designado por *Optimal Power Flow* (OPF) na literatura anglo-saxónica, tendo em conta os critérios mencionados. A figura 24 representa os três níveis hierárquicos da regulação da tensão.

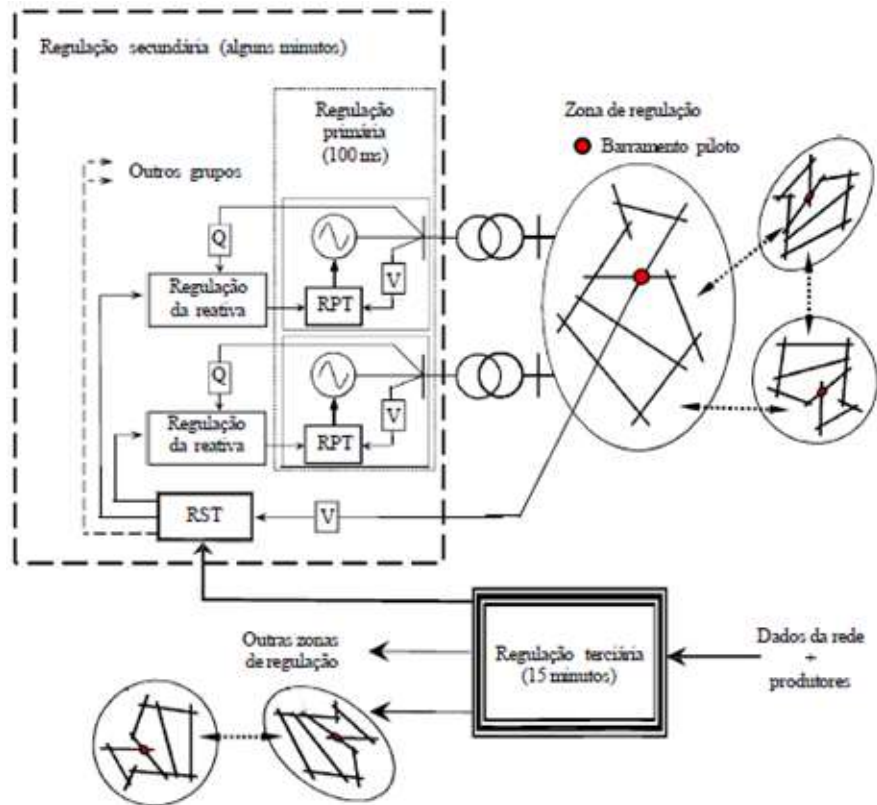


Figura 24- Regulação hierárquica da tensão [Teninge_09].

Este tipo de RTT permite regular a tensão na rede de transporte. Para a rede de distribuição o controlo da tensão é realizado localmente através de equipamentos como as baterias de condensadores ou os transformadores com tomadas de regulação em carga, de forma a limitar o trânsito de potência reativa na rede, diminuindo as perdas elétrica.

3.6 Tecnologias dos Aerogeradores de Grande Potência

Os problemas originados pela integração dos aerogeradores nas redes elétricas são causados normalmente:

- Pela sua produção aleatória e de difícil previsão;
- Pela ausência de regulação potência-frequência;
- Por uma participação limitada na regulação de tensão no caso dos aerogeradores de velocidade variável, e nenhuma participação desta regulação para os aerogeradores de velocidade fixa diretamente ligados à rede elétrica;
- Por uma elevada sensibilidade às cavas de tensão;
- Por uma importante sensibilidade às variações rápidas da força do vento.

Os principais problemas da produção eólica são a grande variabilidade da sua produção,

sobretudo, pela dificuldade de prever a produção com muita antecedência. A experiência Alemã mostra que previsões de 72 horas são impossíveis e que o erro na previsão de 24 horas é em média de 10 % da capacidade instalada, podendo atingir os 50 % [Courtecuisse_08] e [Ackermann_05].

Os primeiros aerogeradores caracterizam-se como uma fonte de potência não controlada e sem capacidade para fornecer qualquer tipo de serviço de sistema (regulação da tensão ou da frequência), comportando-se como geradores passivos. A regulação da tensão e da frequência era assegurada pelos alternadores clássicos [Jenkins_08], [Mokadem_08]. Presentemente, o progresso tecnológico e o aumento da capacidade de controlo dos aerogeradores tem vindo a permitir aos parques eólicos capacidade de fornecerem alguns serviços de sistema, contribuindo para uma melhor estabilidade do SEE.

O crescente aumento do número de geradores eólicos interligados à rede elétrica tem conduzido ao aparecimento de instalações de produção eólica com potências instaladas por parque, ou grupos de parques, com valores bastante elevados, impondo que a sua ligação seja feita diretamente ao nível das redes de sub-transmissão e transmissão, obrigando, necessariamente, a uma atualização dos procedimentos de planeamento e de operação dos SEE.

3.4.1 Aerodinâmica e Característica Elétrica do Aerogerador

Característica Aerodinâmica do Aerogerador

Um aerogerador, independentemente da sua tecnologia, converte a energia cinética do vento em energia elétrica. Esta conversão efetua-se em duas etapas conforme é mostrado na figura 25:

- A conversão de uma parte da energia cinética do vento em energia mecânica através das pás do rotor;
- A conversão da energia mecânica em energia elétrica por intermédio de um gerador elétrico do tipo síncrono ou assíncrono.

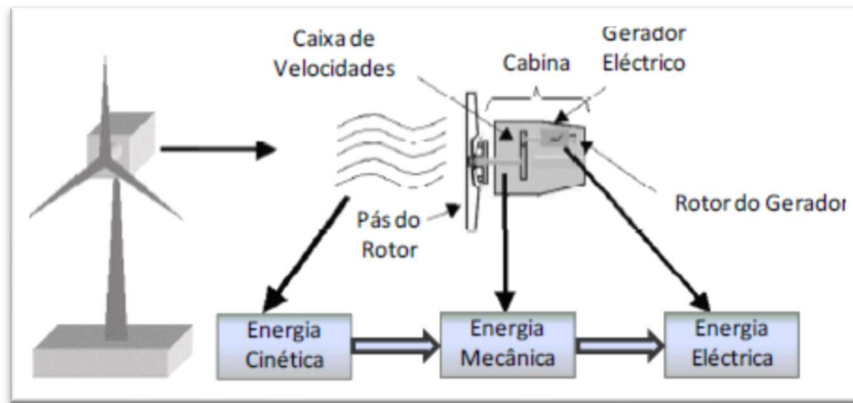


Figura 25- Princípio da conversão da energia eólica [Poitiers_06].

O princípio de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica e a descrição detalhada de diferentes tipos de aerogeradores são apresentados em diversas referências [Ackermann_05], [Heier_06], [Manwell_09].

A maioria dos aerogeradores tem uma turbina constituída por três pás. Estas pás têm um perfil aerodinâmico idêntico às asas dos aviões (figura 26). As pás exploram a diferença de pressão que cria uma força de sustentação que coloca a turbina em rotação, permitindo extrair parte da energia cinética do vento.

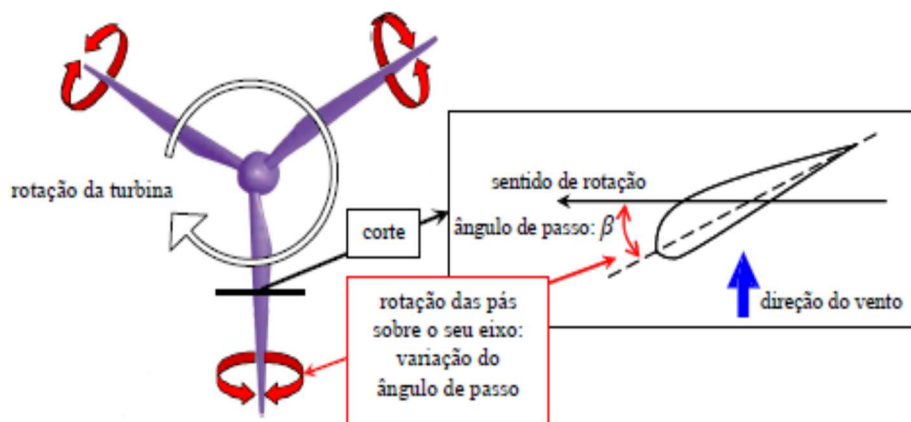


Figura 26- Perfil aerodinâmico de uma pá [Teninge_09].

A potência disponível no vento P_{disp} (W) sobre a superfície A (m^2) é expressa pela derivada da energia cinética E_{cin} (J) associada a um volume de ar de massa m , que atravessa esta superfície a uma velocidade uniforme e constante v (m/s) [Teninge_09]:

$$E_{cin} = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}(A\rho x)v^2 \quad (2.25)$$

- Em que ρ é a massa volúmica (densidade) do ar (kg/m^3) e x é a espessura do volume de ar. A potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento,

sendo fortemente dependente desta.

$$P_{disp} = \frac{dE_{cin}}{dt} = \frac{1}{2} (A\rho \frac{dx}{dt})v^2 = \frac{1}{2}A\rho v^3 \quad (2.26)$$

A turbina recupera apenas uma fração dessa potência. Esta fração é definida pela superfície varrida pelas pás (secção plana transversal) $A = 2\pi R^2$, em que R (m) é o raio da pá da turbina. Quando o rotor girar devagar, a perturbação induzida no escoamento pelo movimento do rotor é pequena; ao contrário, se o rotor girar muito depressa, o vento encarar o como uma parede. Para se obter uma máxima eficiência na conversão, isto é, um coeficiente de potência C_P máximo, a velocidade de rotação deverá ser compatibilizada com a velocidade do vento.

A relação entre a velocidade linear (m/s) da extremidade da pá da turbina de raio R (m), rodando à velocidade ω_r (rad/s), e a velocidade do vento v (m/s) é caracterizada por um fator adimensional λ , conhecido por razão de velocidades na pá ou velocidade específica na ponta da pá dado pela expressão [Castro_11]:

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v} \quad (2.27)$$

Uma das expressões analíticas que descreve a variação de C_P com λ , mais citadas na literatura é [Slootweg_01]:

$$C_p = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda i} - 5 \right) \exp \left(-\frac{12,5}{\lambda i} \right) \text{ em que } \lambda i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda i} - 0,035} \quad (2.28)$$

Na figura 27 pode-se visualizar uma curva, obtida por simulação matemática (Matlab), relativa à variação do coeficiente de potência C_P com λ usando a expressão analítica (2.28). Para que o valor de C_P se mantenha no máximo é necessário que a velocidade do rotor acompanhe as variações da velocidade do vento, o que não se aplica aos aerogeradores em que o gerador está diretamente ligado à rede de frequência fixa, que no caso do gerador assíncrono, impõe uma velocidade aproximadamente constante. A consequência é que estes sistemas operam muitas vezes em regimes de funcionamento que se podem classificar como não ótimos [Castro_11].

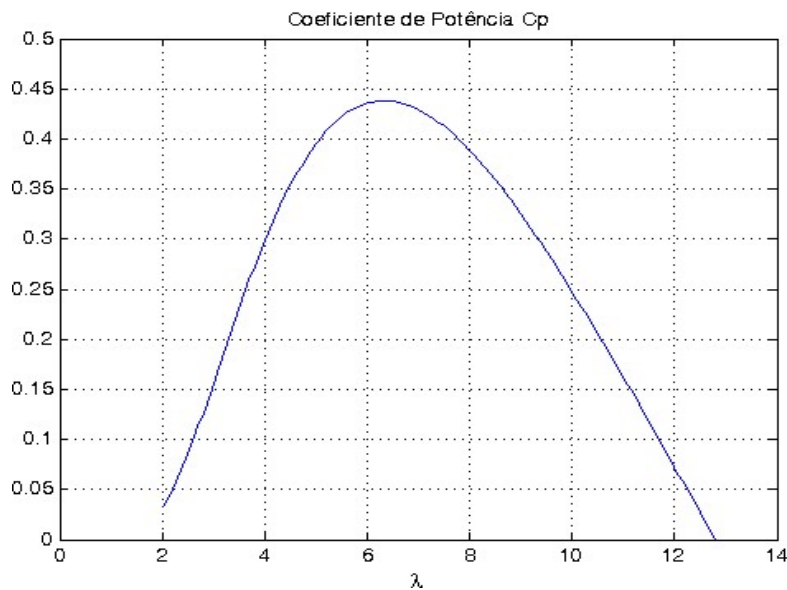


Figura 27- Curva de variação de C_p com λ , obtida pela expressão (2.28).

A figura 28 representa o corte transversal de uma pá com um comprimento de raio R (m). Nesta figura o vetor velocidade relativa do vento W que atua o elemento de pá, resulta de duas componentes: a velocidade do vento v e a velocidade tangencial da pá ωrR . A velocidade relativa do vento W atua com um ângulo de ataque α . São induzidas duas forças, a força de arrastamento D (*Drag*) que atua na mesma direção da velocidade relativa do vento e a força de sustentação L (*Lift*) que é perpendicular. Destas duas forças resulta o vetor força F .

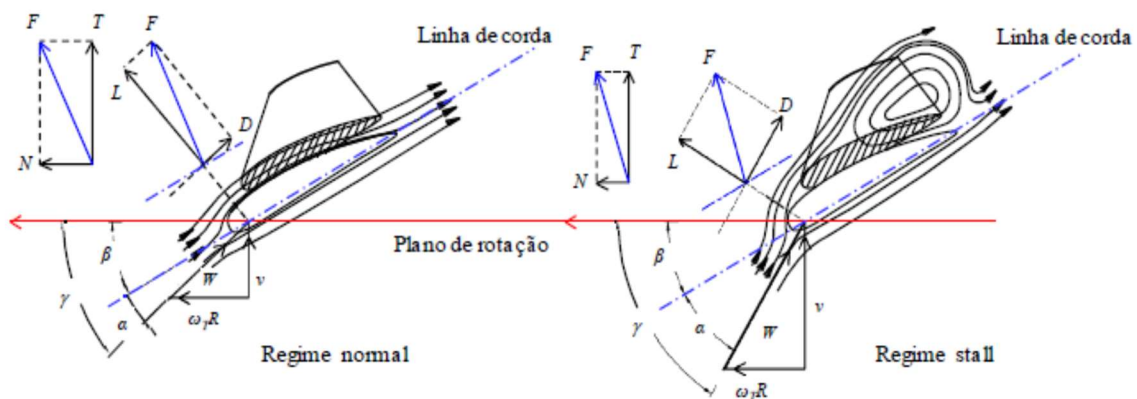


Figura 28- Perfil aerodinâmico e sistemas de forças que atuam na pá [Tarnowski_06].

O vetor da força F pode, igualmente, ser decomposto na direção do plano de rotação e na direção perpendicular, obtendo-se a componente que contribui para o movimento da pá a força N , e a componente que contribui para o binário motor T . Na figura podem-se obter as relações geométricas dos ângulos característicos para a secção de pá considerada:

$$\gamma = \arctang \left(\frac{1}{\lambda} \right) \text{ em que } \lambda = \frac{\omega r R}{v} \quad (2.29)$$

$$\gamma = \alpha + \beta \quad (2.30)$$

- Onde λ é a velocidade específica na ponta da pá, γ é o ângulo de escoamento de W (em relação ao plano de rotação da pá), α é o ângulo de ataque de W sobre o perfil aerodinâmico e β é o ângulo de passo da pá.

As forças L e D são dadas pelas seguintes expressões [Burton_01]:

$$L = \frac{1}{2} \rho v^2 C_L A \quad (2.31)$$

$$D = \frac{1}{2} \rho v^2 C_D A \quad (2.32)$$

- Onde ρ é a densidade do ar, A é a largura do perfil aerodinâmico (corda) na secção de pá considerada, C_L é o coeficiente de sustentação e C_D é o coeficiente de arrastamento. A figura 64 apresenta as curvas características destes coeficientes para um perfil aerodinâmico padrão.

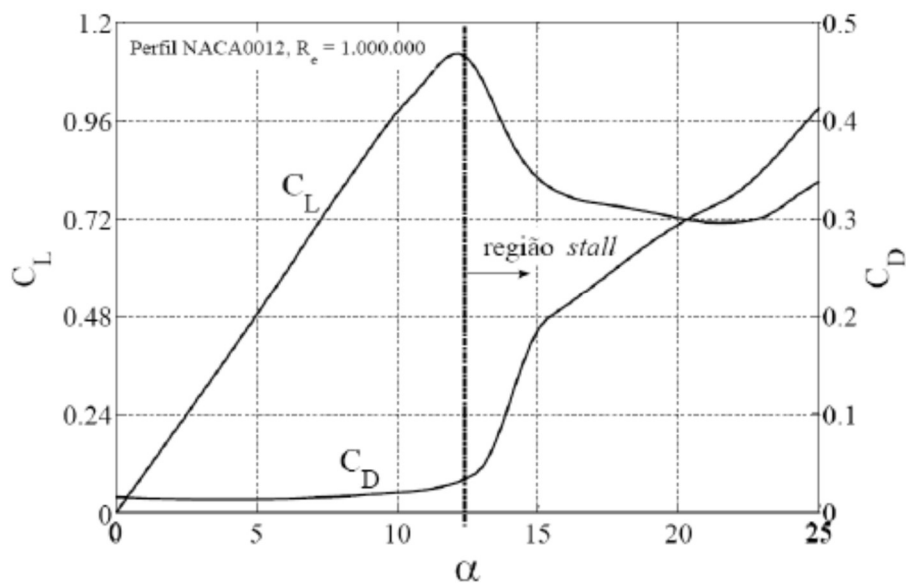


Figura 29- Coeficiente de sustentação e coeficiente de arrastamento em função do ângulo de ataque [Tarnowski_06].

Como se pode visualizar na figura 29 o coeficiente de sustentação atinge o seu máximo para um ângulo de ataque de cerca de 10 a 15 °, a partir do qual decresce. O coeficiente de arrastamento mantém-se aproximadamente constante até se atingir o ângulo de ataque para o qual o coeficiente de sustentação atinge o seu máximo; para valores de α superiores, o coeficiente de arrastamento sofre um crescimento acentuado.

A fim de extrair do vento a máxima potência possível, a pá deve ser dimensionada para trabalhar com um ângulo de ataque tal que a relação entre a sustentação e o arrastamento seja máxima.

As forças N e T , podem ser obtidas mediante composição vetorial de L e D (figura 63):

$$T = L \cos\gamma + D \sin\gamma \quad (2.33)$$

$$N = L \sin\gamma - D \cos\gamma \quad (2.34)$$

Característica Elétrica do Aerogerador

Os aerogeradores são projetados para gerarem a máxima potência a uma determinada velocidade do vento. Esta potência é conhecida como potência nominal P_n e a velocidade do vento a que é atingida é designada velocidade nominal v_n do vento. Esta velocidade não é normalizada, dependendo do fabricante e do tipo aerogerador, sendo habitual encontrar valores entre 13 a 16 m/s para a velocidade nominal. A figura 30 mostra a característica elétrica, isto é, a relação potência elétrica/velocidade do vento, de um gerador eólico, onde estão representadas as quatro zonas de funcionamento:

- zona I: a velocidade do vento é inferior à velocidade do vento de arranque v_a . Neste caso, a turbina não funciona e, portanto, não produz;
- zona II: a potência produzida depende da velocidade do vento. A velocidade do vento de arranque v_a difere de tecnologia para tecnologia e pode variar entre 2.5 e 4 m/s. Esta zona também é designada em alguns trabalhos por zona de funcionamento à Carga Parcial [Teninge_09], [Eurostag_10a], [Sabonnadière_09];
- zona III: a velocidade de rotação é mantida constante, esta ação é realizada pelo controlo do ângulo de passo das pás da turbina β , desta forma a potência fornecida é constante e igual a P_n . Nesta zona a velocidade do vento é igual ou superior a v_n . A zona III também é denominada por zona de funcionamento à Plena Carga [Teninge_09], [Eurostag_10a], [Sabonnadière_09];
- zona IV: a velocidade do vento é perigosamente elevada e para não deteriorar o gerador eólico, as pás da turbina são colocadas em posição de bandeira $\beta = 90^\circ$. Para valores superiores à velocidade do vento nominal não é económico aumentar a potência, pois isso obrigaria a robustecer a construção e o correspondente aumento no investimento, apenas se tiraria partido durante poucas horas no ano. A turbina é regulada para funcionar a potência constante, provocando-se artificialmente, uma diminuição no

rendimento da conversão. Quando a velocidade do vento ultrapassa o vento máximo v_m , dependendo da tecnologia, podendo variar entre 25 e 30 m/s, a turbina é desligada por razões de segurança [Castro_08].

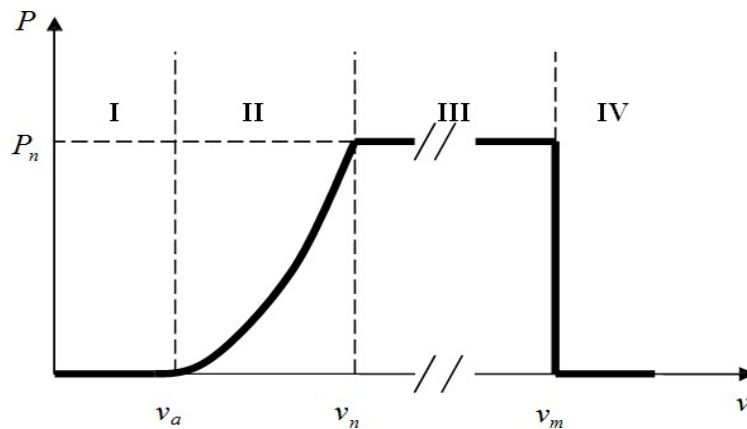


Figura 30- Característica elétrica de um gerador eólico [Courtecuisse_08].

Existem vários sistemas de controlo da velocidade das turbinas eólicas, neste trabalho apresentam-se os sistemas mais utilizados nos últimos anos:

- Sistema de controlo pitch;
- Sistema de controlo stall-passivo;
- Sistema de controlo stall-ativo.

Sistema de Controlo Pitch

Em turbinas com sistema de controlo pitch, um controlador eletrónico verifica a potência de saída da turbina diversas vezes por segundo, este mecanismo de controlo pitch move as pás em torno do seu eixo longitudinal para alterar o ângulo de passo das pás β relativamente à direção do vento (figuras 26 e 28).

A expressão analítica da equação (2.35) (variação de λ com a velocidade do vento v) pode ser alterada de modo a contabilizar a variação do ângulo de passo β . Uma das expressões mais reportadas na literatura é [Slootweg_01]:

$$C_p = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda i} - 0,4\beta - 5 \right) \exp \left(-\frac{12,5}{\lambda i} \right) \text{ em que:} \quad (2.35)$$

$$\lambda i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}}$$

O traçado da variação de C_p com λ está diretamente associada à aerodinâmica das pás da turbina. A figura 31 apresenta a evolução da característica de um aerogerador, obtida por simulação matemática (Matlab), usando a expressão analítica da equação (2.35) para

diferentes valores de ângulo de passo das pás da turbina β . Quanto maior for este ângulo, menor será a energia cinética do vento captada pela turbina. Para ventos fracos e ventos até ao valor nominal v_n , as pás permanecem de frente para o vento a fim de se produzir o máximo de potência. As pás são inclinadas para se atingir a posição de bandeira para a velocidade de vento máxima v_m .

O sistema pitch tem a vantagem de permitir o controlo ativo da potência, perante uma ampla gama de velocidade do vento. A modificação do ângulo de passo das pás permite otimizar a conversão de energia, quando o vento evolui entre v_a e v_n . O controlo do ângulo de passo permite também regular a velocidade quando $v > v_n$ e possibilita o arranque para velocidade de vento v_a mais fraco.

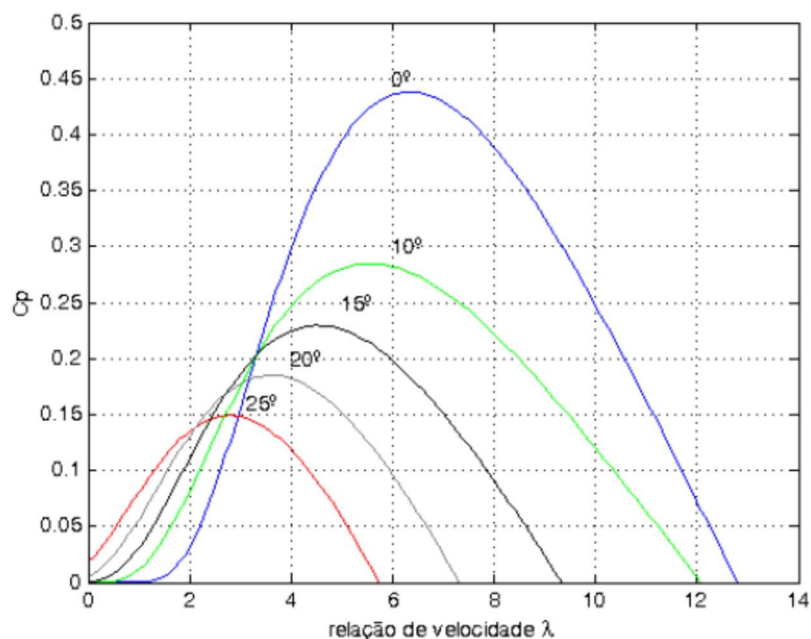


Figura 31- Curvas de variação de C_p com λ , obtidas pela expressão 2.35, para vários valores de β .

Sistema de Controlo Stall-Passivo

O sistema de stall é muito mais simples e económico em relação ao sistema pitch, devido à ausência do sistema de controlo do ângulo de passo das pás da turbina. De facto, é o perfil das pás estabelecido durante a construção que define as características aerodinâmicas. A sua implementação faz, no entanto, apelo a complicados métodos de cálculo aerodinâmico para definir o ângulo de ataque para o qual a pá entra em perda (figura 28).

A geometria aerodinâmica do perfil das pás determina que uma turbulência seja criada na parte de trás das mesmas, no instante em que a velocidade de vento atinge um valor elevado e crítico. Esta turbulência, faz com que a força de sustentação, responsável pelo movimento das pás em relação ao eixo do rotor, caia drasticamente, diminuindo

assim a velocidade de rotação das mesmas.

As turbinas eólicas equipadas com o sistema de *stall* produzem uma potência elétrica variável, cujo valor máximo corresponde à potência nominal da máquina. Para valores inferiores a v_n , a potência fornecida aumenta com a velocidade do vento. Para valores superiores a v_n , a potência fornecida diminui com a velocidade do vento (figura 32). Em comparação com o sistema de controlo *pitch* o *stall* tem como inconveniente a incontrolabilidade da potência ativa produzida.

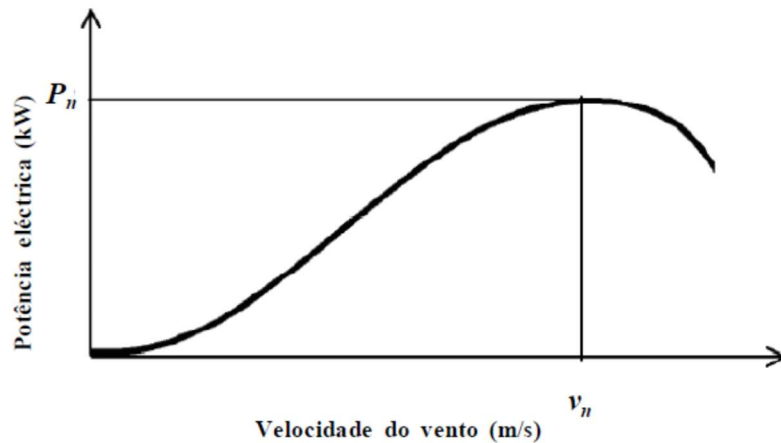


Figura 32- Característica de um gerador eólico de velocidade fixa com sistema stall [Courtecuisse_08].

Contudo, durante o arranque, quando a velocidade do vento é baixa, a turbina de pás fixas não tem binário de arranque suficiente. É necessário utilizar um motor auxiliar de arranque ou, então, usar o próprio gerador a funcionar como motor para trazer o rotor até à velocidade adequada. No processo de paragem não é possível colocar as pás na posição ideal para esse efeito, a chamada posição de bandeira, pelo que é exigido um sistema complementar de travagem por meios aerodinâmicos [Castro_11].

Sistema de Controlo Stall-Ativo

Um crescente número de turbinas eólicas, nomeadamente de aerogeradores convencionais que operam com velocidade fixa, tem sido instalado com controlo de potência através do conceito de stall-ativo. O sistema de controlo stall-ativo é a combinação dos dois sistemas de controlo descritos anteriormente. No entanto, neste caso, as pás são projetadas para que a turbulência aconteça a uma determinada velocidade de vento. Nesse tipo de controlo a margem de variação do ângulo de passo das pás é significativamente mais estreita que a proporcionada pelo controlo pitch.

A principal diferença entre o controlo stall-ativo e o controlo pitch está na forma como as pás da turbina eólica são comandadas, ou seja, além do facto da variação do ângulo de passo das pás ser feita de modo distinto em ambos os sistemas de controlo, numa situação onde a turbina esteja sobrecarregada, o controlo stall-ativo moverá as pás na direção oposta daquela que o controlo pitch faria. Ou seja, através desse movimento contrário, onde o ângulo de passo das pás diminui, o controlo stall-ativo aumentará o ângulo de ataque das pás no sentido de fazê-las atingir o ponto crítico onde o fenómeno de turbulência ocorre, para desperdiçar assim, o excesso de energia cinética do vento. Ao aumentar o ângulo de ataque, a força de sustentação é reduzida enquanto que a força de arrasto (figura 28) aumenta opondo-se predominantemente ao movimento das pás [Almeida_06].

3.4.2 Principais Tecnologias dos Aero geradores Ligados à Rede Elétrica

Descreve-se as principais tecnologias dos aerogeradores de grande potência utilizados atualmente, mencionando-se os estudos mais relevantes apresentados nos últimos anos. Hoje em dia, podem-se identificar dois tipos de aerogeradores ligados às redes elétricas:

- Os aerogeradores de velocidade fixa constituídos por geradores de indução de rotor em gaiola e os aerogeradores de velocidade variável constituídos por geradores de indução duplamente alimentados ou por geradores síncronos;
- Os aerogeradores de velocidade variável não podem ser ligados diretamente à rede elétrica dado que esta possui uma frequência constante, pelo que se recorre à eletrónica de potência utilizando conversores corrente alternada/corrente contínua/corrente alternada (AC/DC/AC) por forma a realizar esta interligação.

O princípio de funcionamento destes aerogeradores foi amplamente apresentado ao longo dos últimos anos em vários trabalhos [Ackermann_05], [Castro_11], [François_05], [Hansen_08], [Heier_06], [Larouci_05], [Manwell_09].

3.4.2.1 Aero gerador com Gerador de Indução de Rotor em Gaiola

Este tipo de aerogerador foi bastante utilizado no passado, aliás, era a tecnologia mais utilizada no princípio da exploração do vento como forma de produzir energia elétrica. Mais tarde com uma maior integração da energia eólica nas redes elétricas, o uso em massa deste tipo de aerogerador tem vindo a diminuir.

A Máquina de indução com rotor em gaiola funciona como gerador para escoamentos negativos, ou seja, quando a velocidade do rotor é superior à velocidade

de sincronismo. Nestas máquinas o rotor da turbina está ligado ao gerador através de uma caixa de velocidades, estando o gerador de indução ligado diretamente à rede de energia elétrica (figura 33). A variação da velocidade do rotor é muito pequena, sendo que na prática, estas máquinas funcionam como tendo velocidade constante. Os aerogeradores de indução de rotor em gaiola diretamente ligados à rede elétrica são simples, robustos e apresentam um custo de investimento relativamente baixo. No entanto, um grande problema reside no facto de este tipo de máquina não possuir um circuito de excitação, pelo que é necessário um consumo de potência reativa para que seja criado o campo magnético necessário ao seu funcionamento, e também oferecem controlabilidade reduzida, dispondo apenas de um controlo de limitação da potência através de controlo stall-passivo ou stall-ativo [Almeida_06].

Neste tipo de aerogerador, o campo eletromagnético, essencial para a conversão de energia mecânica em energia elétrica, é estabelecido através do estator da máquina, o que implica que a máquina absorve sempre potência reativa da rede elétrica. De modo a compensar esta absorção de potência reativa são normalmente utilizados bancos de condensadores (figura 33).

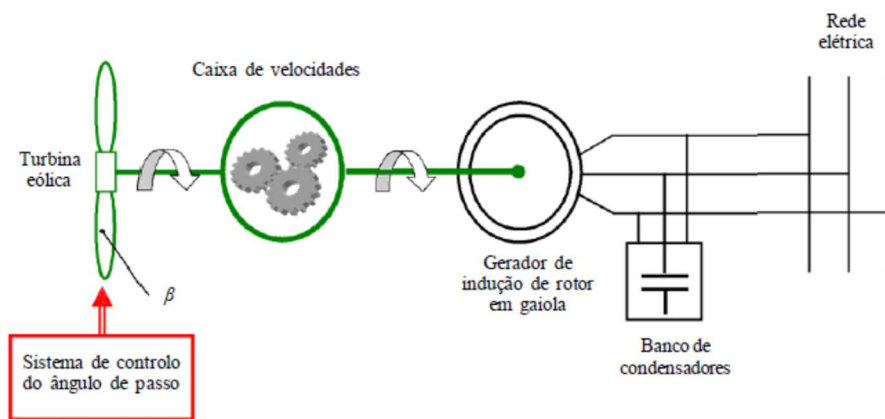


Figura 33- Esquema de ligação Aerogeradores com geradores de indução de rotor em gaiola [Teninge_09].

O comportamento do aerogerador de indução de rotor em gaiola face a uma queda de tensão após a ocorrência de um curto-circuito não lhe é favorável. Quando o aerogerador é sujeito a uma diminuição abrupta da tensão aos seus terminais (considerando que a velocidade do vento é constante), origina uma brusca redução do binário eletromagnético, causando um aumento do módulo do deslizamento da máquina (velocidade do rotor) [Costa_10]. Como resultado, obtém-se uma significativa diminuição da eficiência do

gerador que resulta numa redução da potência ativa produzida. Após a eliminação do curto-circuito, o gerador consome potência reativa para suprir o seu circuito magnético de forma a tentar recuperar a corrente injetada pelo mesmo e por conseguinte, equilibrar ambos os binários mecânico e elétrico voltando, assim, à condição normal de operação.

O consumo de potência reativa por parte destes aerogeradores, pode levar a problemas de estabilidade da tensão na rede elétrica. Embora se utilizem baterias de condensadores para compensar parte da potência reativa solicitada pelo circuito magnético da máquina, estas baterias de condensadores pouco contribuem para atenuar o elevado consumo dessa potência, após a eliminação do curto-circuito, devido à redução da tensão aos terminais do gerador. Assim sendo, a energia reativa necessária após o defeito, será fornecida pela rede elétrica. Se a proteção de máximo de velocidade atuar, devido à ocorrência do defeito, o aerogerador sai de serviço e, conseqüentemente, deixa de fornecer potência ativa à rede elétrica, tornando a rede elétrica ainda mais vulnerável [Muljadi_05].

Com o intuito de melhorar a estabilidade e o comportamento dinâmico do SEE, houve necessidade de adotar e desenvolver novas tecnologias com níveis de controlo capazes de entregarem à rede elétrica potências ativa e reativa controladas. Neste contexto, certos tipos de geradores elétricos, especialmente o gerador de indução duplamente alimentado e o gerador síncrono de ímanes permanentes, têm recebido particular atenção no domínio da exploração da energia eólica, devido à versatilidade de controlo que oferecem, associada aos equipamentos de eletrónica de potência que utilizam. Nos pontos 3.4.3.2 e 3.4.3.3 são abordadas as principais características dessas tecnologias.

3.4.2.2 Aerogerador com Gerador de Indução Duplamente Alimentado

No aerogerador com gerador de indução duplamente alimentado, (*Doubly fed Induction Generator* - DFIG) na literatura anglo-saxónica, o estator encontra-se diretamente ligado à rede elétrica e o rotor está ligado à rede através de um conversor de eletrónica de potência AC/DC/AC e de um transformador elevador. Esta máquina é dita duplamente alimentada por ser alimentada simultaneamente pelo estator e pelo rotor. A figura 34 representa o esquema de ligações do aerogerador DFIG.

O DFIG funciona com velocidade variável recorrendo a estes conversores que possuem capacidades nominais bastante reduzidas cerca de 30 % da capacidade nominal do conjunto turbina/gerador. Assim sendo, estes conversores eletrónicos têm um custo menor quando comparado com o aerogerador com gerador síncrono, em que os conversores eletrónicos são

dimensionados para uma capacidade nominal de 100 %.

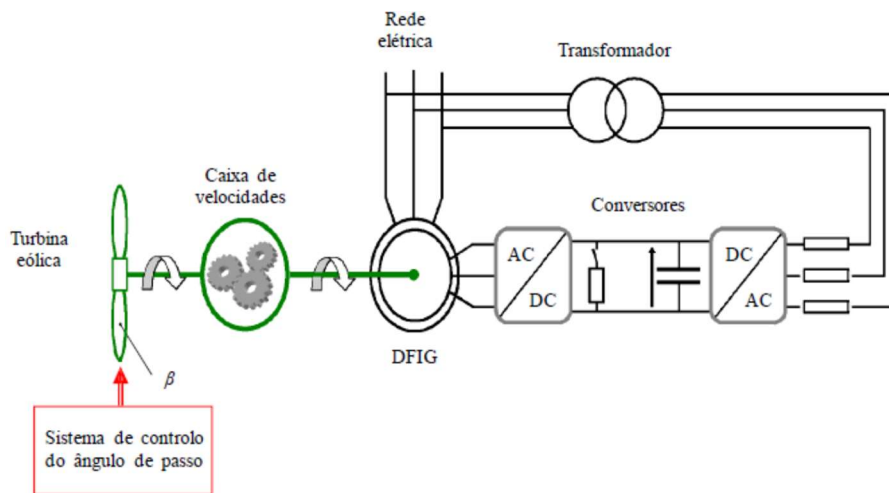


Figura 34- Esquema de ligações do aerogerador com DFIG [Teninge_09].

Os conversores estáticos normalmente utilizados são constituídos por (*Insulated Gate Bipolar Transistor* - IGBT) que permitem a troca bidirecional de potência ativa entre o rotor e a rede elétrica. Em operação supersíncrona (figura 35b), onde a velocidade angular do aerogerador está acima da velocidade angular síncrona, a potência ativa do rotor pode ser aproveitada e entregue à rede elétrica. O oposto verifica-se durante a operação subsíncrona (figura 35a) [Dendouga_10]. No entanto, devido ao aerogerador ser controlado para operar com velocidade variável e, dependendo da filosofia de controlo adotada, as potências ativas do estator e rotor equilibram-se, de tal forma que a potência ativa total resultante e entregue à rede corresponde à potência máxima extraída da turbina eólica.

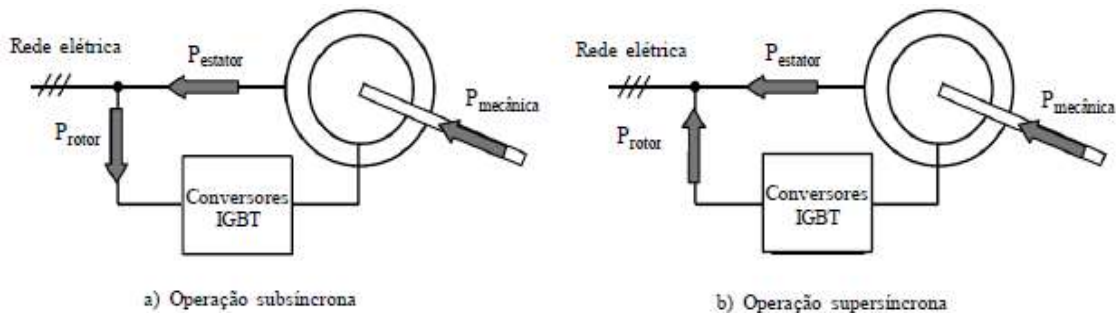


Figura 35- Operação subsíncrona e supersíncrona do aerogerador com DFIG [Dendouga_10].

Nos aerogeradores com DFIG, o conversor do lado da rede controla a tensão contínua aos terminais do condensador do subsistema de corrente contínua e o fator de potência no ponto comum aos circuitos do rotor e estator. O conversor do lado do rotor controla o módulo e argumento da intensidade de corrente injetada/extraída pelo circuito rotórico.

Os conversores permitem assegurar uma forma de onda alternada sinusoidal com frequência, amplitude e fase ajustáveis aos terminais de corrente alternada dos conversores, o que na grande maioria dos casos permite dispensar a utilização de baterias de condensadores. Os fabricantes garantem um controlo do fator de potência entre aproximadamente 0.9 indutivo e 0.9 capacitivo aos terminais do gerador. O sistema de controlo dos conversores deve garantir a maximização do valor do coeficiente de potência C_p da turbina, na região da característica em que se pretende maximizar a potência extraída do vento. O sistema de controlo destes conversores, deve ainda, manter um dado valor do fator de potência no ponto de interligação do DFIG com a rede elétrica. Na região de potência controlada da característica, o controlador mantém constante a potência total extraída pelo estator e rotor do gerador, sendo apoiado pelo sistema de controlo do ângulo de passo das pás do rotor (figura 34) [Castro_11].

As principais desvantagens do aerogerador com DFIG são [Davigny_07]:

- A manutenção necessária devido ao uso da caixa de velocidades;
- O parcial desacoplamento entre o aerogerador e a rede elétrica, devido ao facto de estar ligado à rede elétrica através do estator, o aerogerador torna-se mais sensível a ocorrência de defeitos na rede elétrica;
- A necessidade de utilizar anéis coletores para transferir a potência do rotor para o conversor.

3.4.2.3 Aerogerador com Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes

Este aerogerador é um sistema constituído por um dispositivo de eletrónica de potência composto por dois conversores, um conversor está ligado ao estator do gerador e o outro está ligado à rede elétrica. O gerador considerado é uma máquina síncrona de ímanes permanentes que possui um grande número de pares de pólos o que permite a não utilização da caixa de velocidades (figura 36). A eliminação da caixa de velocidades possibilita obter uma variedade de benefícios, como o melhoramento da eficiência, a redução do peso do aerogerador e a redução de níveis de ruído e de custos associada à manutenção regular deste componente. Este aerogerador tem uma variação de velocidade entre 0 % e 100 % da velocidade nominal de rotação.

O conversor ligado ao estator do gerador controla o binário da máquina controlando assim a sua velocidade de rotação. O conversor ligado à rede elétrica assegura a transferência

de potência ativa entre o gerador e a rede elétrica assim como a troca de potência reativa.

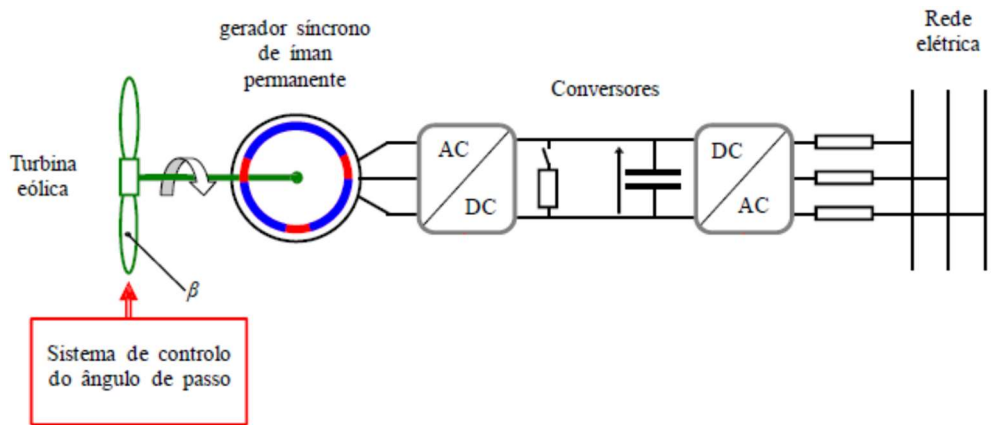


Figura 36- Esquema de ligações do aerogerador com gerador síncrono de ímanes permanentes [Teninge_09].

Uma das vantagens da utilização dos conversores de eletrónica de potência permite um desacoplamento quase total entre a rede elétrica e o gerador, assim sendo, a ocorrência de um defeito na rede elétrica não perturbará (ou muito pouco) o gerador. O facto de os conversores estarem presentes na saída do aerogerador, obriga a que seja necessário dimensioná-lo de acordo com a potência nominal do conjunto turbina/gerador o que, encarece bastante este tipo de tecnologia, tal como, o gerador que é especialmente concebido para esta utilização. Outra desvantagem está relacionada com o elevado diâmetro do gerador elétrico, devido ao seu grande número de pares de pólos o que torna as respetivas cabinas maiores [Almeida_06]. As desvantagens que limitam o uso de aerogeradores com geradores de ímanes permanentes, devido principalmente aos custos elevados, estão aos poucos a ser eliminadas com os recentes avanços tecnológicos [Teninge_09].

3.6 Requisitos Técnicos de Ligação à Rede Elétrica

O progressivo aumento da ligação de produção eólica nos SEE tem-se verificado consideravelmente em todo o mundo, o que obrigou os Operadores de Rede (OR) a rever e atualizar os procedimentos de planeamento e de operação dos SEE. O aumento da produção eólica tem originado novos desafios aos OR, quer devido às características da fonte de energia primária e tipo de tecnologia de conversão, quer devido às alterações na operação das redes elétricas causadas pela ligação desta produção. Estes efeitos refletiram-se na definição de requisitos técnicos a impor à produção eólica para se poder ligar à rede elétrica. Surge, assim, a necessidade de criação de manuais de procedimentos para ligação à rede, designados na literatura anglo-saxónica por grid codes. Algumas das imposições destes

manuais são: os aerogeradores devem dispor de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, designada por fault ride through capability na literatura anglo-saxónica, durante a ocorrência de perturbações e a possibilidade de fornecerem serviços auxiliares à rede elétrica [Altin_10].

As centrais de produção de energia elétrica convencionais, constituídas por geradores síncronos, normalmente, têm capacidades para manterem a estabilidade do SEE, após a ocorrência de defeitos na rede elétrica. Desta forma, estas centrais cumprem os requisitos impostos pelos regulamentos de rede, permitindo um funcionamento seguro e estável da rede elétrica. As características técnicas das turbinas eólicas, diferem bastante das usadas nas centrais convencionais. Com o aumento de produção eólica os regulamentos de rede atuais impõem que os parques eólicos tenham um comportamento semelhante às centrais de produção de energia elétrica convencionais para manter a estabilidade e a fiabilidade do SEE. Por um lado, os requisitos cada vez mais exigentes impostos pelos OR e por outro a procura por soluções tecnológicas mais eficientes, têm estimulado o desenvolvimento de sistemas de conversão avançados e o uso generalizado de máquinas com interface eletrónica. Esta mudança impôs um difícil desafio aos fabricantes de aerogeradores eólicos. Os OR dos diversos países com elevada penetração de energia eólica têm vindo a exigir aos produtores eólicos, tecnologia de sobrevivência a cavas de tensão de modo a evitar perda significativas de potência. Esse requisito é normalmente apresentado sobre a forma de gráficos de curvas de tensão, acompanhado normalmente por um outro que corresponde à exigência de injetar potência reativa no sistema durante a falha. Alguns destes exemplos podem ser consultados nos regulamentos de redes de alguns países com elevada penetração eólica, apresentados na tabela 5.

Os regulamentos de redes atuais definem, os requisitos técnicos para a operação e ligação de parques eólicos às redes de transporte e distribuição. Os parques eólicos deverão manter-se em funcionamento normal dentro de limites de frequência e tensão no ponto de ligação do parque à rede, de modo a evitar instabilidades devido a perturbações na rede elétrica, para o que é fundamental a existência do controlo da potência ativa e reativa.

Tabela 5- Regulamentos de rede em países com elevada penetração eólica.

País	Operador de Rede	Referência
Alemanha	E.ON	[E.ON_06]
Espanha	Red Eléctrica	[REE_06], [Ministerio_07]
Portugal	REN, EDP distribuição	[RRT_10], [RRD_10]
Dinamarca	Energinet.dk	[Technical_04a], [Technical_04b]
Reino Unido	NGET	[NGET_11]
República Popular da China	CEPRI	[CEPRI_09]

3.5.1 Legislação Portuguesa para a Integração da Energia Eólica

Neste item, serão abordados os requisitos legais em vigor em Portugal Continental, definidos no Regulamento da Rede de Transporte (RRT), quando relativo à rede de transporte de energia elétrica [RRT_10] e Regulamento da Rede de Distribuição (RRD), quando relativo à rede de distribuição [RRD_10]. Os anteriores RRT [RRT_00] e RRD [Decreto_99], que entraram em vigor em 2000 e em 1999, respetivamente, não especificavam as condições técnicas de ligação dos produtores em regime especial, principalmente as referentes às instalações eólicas. Nessa época, os primeiros parques eólicos que foram instalados em Portugal e que ainda hoje se mantêm em serviço, eram constituídos por geradores de indução de pequena potência (da ordem das poucas centenas de kW) e foram ligados à rede de distribuição, normalmente radial ou explorada como radial em malha aberta.

A potência total de cada um destes parques eólicos era baixa, dificilmente ultrapassando os 10 MW, o que permitiu encarar sempre a sua produção como marginal face ao sistema electroprodutor. Estes parques não foram, por isso, submetidos a despacho, aceitando-se que toda a energia que produziam fosse colocada na rede elétrica. Para salvaguardar a segurança dos aerogeradores, são retirados de serviço quando o valor da tensão da rede sofre alterações de $\pm 10\%$ em relação ao valor nominal da tensão. Efetivamente, desde 2001/2002, data em que foram ligados à rede elétrica os primeiros parques eólicos em Portugal, a grande maioria destes parques eólicos obtiveram licença de ligação sem que tenha sido exigido qualquer requisito técnico no sentido dos geradores eólicos terem capacidade de suportar cavas de tensão. Calcula-se que mais de 3000 MW tenham sido autorizados nestas condições. Estudos mostram que as cavas de tensão que surgem no sistema na sequência de curto-circuitos podem levar a perdas significativas de potência eólica que colocam em risco a segurança e a estabilidade do SEE [Pinto_09]. A figura 37 mostra o exemplo de uma situação real

ocorrida no dia 28 de Novembro de 2008, em que cerca de 2/3 da potência eólica que estava a ser produzida foi bruscamente desligada devido à ocorrência de um curto-circuito numa linha de 220 kV (linha Recarei-Canelas). O desvio nas interligações atingiu valores da ordem dos 750 MW.

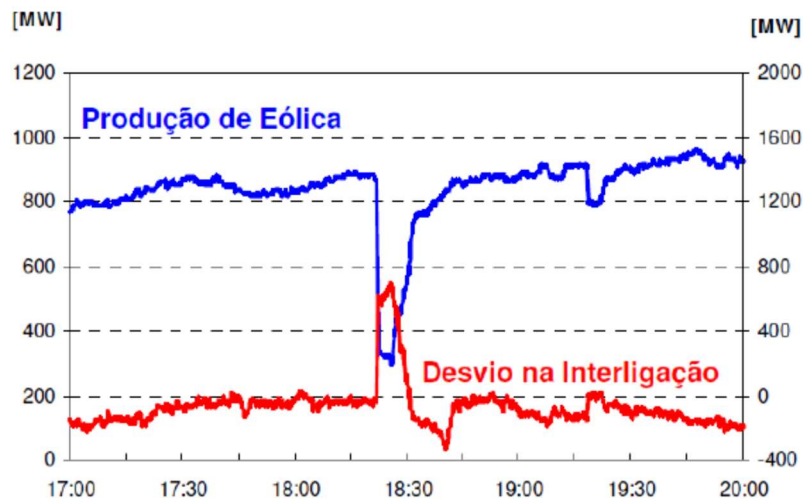


Figura 37- Produção eólica e desvio na interligação [Pinto_09].

Estes parques eólicos devem também ser desligados quando ficam a funcionar em ilha por dois motivos: o primeiro é a indisponibilidade de efetuarem o controlo de potência ativa/frequência; o segundo tem a ver com as religações na rede de distribuição, as quais por razões de sincronismo, só podem ser feitas na ausência da tensão na rede a jusante [Marcelino_09].

Os primeiros parques eólicos de Portugal gozavam do privilégio de estarem interligados a uma rede elétrica suficientemente forte (quando comparada com a potência que os parques podiam injetar) para não terem de assegurar qualquer serviço de sistema a não ser o fornecimento, nos períodos fora de vazio, de uma quantidade de energia reativa correspondente, no mínimo, a 40% da energia ativa fornecida, conforme definido em [Decreto_99]. Este valor de energia reativa fornecida pelos parques eólicos chegou a criar alguns problemas de regulação da tensão na rede elétrica. A figura 38, descreve um exemplo real numa subestação da rede de transporte. Quando termina o período de vazio pelas 8 horas e os parques eólicos começam a injetar potência reativa, a tensão sobe de forma abrupta e atinge por vezes valores exagerados, que têm de ser controlados através de ações do GS. Quando se inicia o período de vazio pelas 22 horas e os parques eólicos deixam de injetar potência reativa, dá-se uma diminuição súbita da tensão, com repercussões na alimentação dos clientes, que o gestor de sistema deve controlar de imediato.

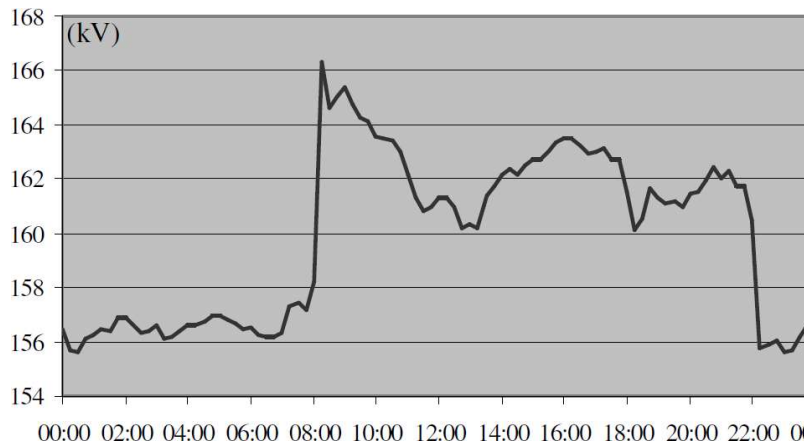


Figura 38- Subida e descida rápida da tensão quando os parques eólicos injetam potência reativa (8:00 h) e deixam de injetar potência reativa (22:00 h) [Marcelino_09].

Um outro aspeto, relaciona-se com o pequeno valor relativo da inércia dos geradores eólicos, face aquele que os geradores das centrais convencionais hídricas ou térmicas proporcionam. Um sistema com menos inércia, torna-se mais vulnerável perante situações de regime perturbado. Por todos estes aspetos mencionados a implementação de novas regras que exijam e assegurem um conjunto de características técnicas concretas aos geradores eólicos revela-se assim de extrema importância para a segurança global do SEE [Estanqueiro_06].

Nestes últimos anos, o crescente aumento da potência instalada por parque eólico em Portugal, leva a que uma grande parte destes parques passa a ser interligada à rede de transporte. Os parques eólicos situam-se, a sua maioria, no interior norte e centro do País, em zonas montanhosas onde os consumos elétricos são relativamente baixos e onde a rede de transporte não se encontra muito desenvolvida. Houve assim necessidade de escoar os elevados montantes das zonas interiores excedentárias em geração, para as zonas de maior consumo situadas no litoral [Ricardo_06]. A rede de transporte existente não se mostrava adequada para fazer face às novas exigências pelo que foi necessário estabelecer o reforço da rede de transporte. Uma das soluções técnicas utilizada passa pela instalação de auto-transformadores desfasadores, em pontos estratégicos da rede de transporte [Pinto_09]. Nos próximos itens serão analisados, de forma resumida, os requisitos impostos pelos novos regulamentos, para os parques eólicos ligados à rede de transporte ou à rede de distribuição [RRT_10], [RRD_10].

3.5.2 Capacidade de Suportar Cavas de Tensão na Sequência de Defeitos

Sobre este assunto os grid codes impõem que: os parques eólicos devem permanecer

ligadas à rede para cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação da instalação de produção eólica, esteja acima da curva apresentada na figura 2.24, não podendo consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão.

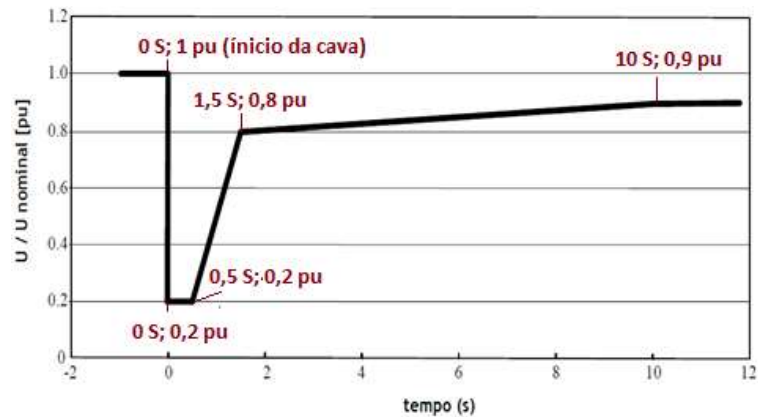


Figura 39- Curva tensão-Tempo capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão [RRT_10], [RRD_10].

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação da instalação de produção eólica, a potência ativa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5 %. Esta medida visa, por um lado, reduzir as perturbações na rede elétrica durante os curto-circuitos e por outro evitar a ocorrência de um blackout por desequilíbrio entre a geração e o consumo, após a eliminação dos defeitos. Para isso, os aerogeradores têm de se manter ligados durante as cavas de tensão e após a eliminação dos defeitos devem retomar gradualmente a sua produção. Os aerogeradores mais antigos não têm esta capacidade.

3.5.3 Fornecimento de Corrente Reativa Durante Cavas de Tensão

Os *grid codes* impõem que: os parques eólicos devem fornecer corrente reativa durante cavas de tensão, de acordo com a figura 40, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. Os parques eólicos devem iniciar o cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante as cavas de tensão com um atraso máximo de 50 milissegundos após a deteção da cava de tensão. Este requisito é complementar ao descrito no item anterior. A ocorrência de defeitos como os curto-circuitos, conduzem a quedas da tensão acentuadas que devem ser atenuadas mediante a injeção de energia reativa. Os aerogeradores ao cumprirem este requisito fornecem um serviço à rede elétrica, ajudando a restabelecer a tensão para os valores nominais, contribuindo para a estabilidade da tensão da

rede elétrica.

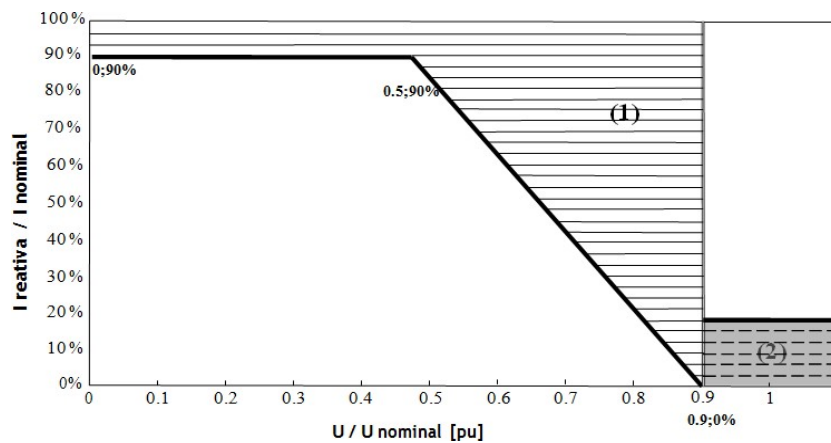


Figura 40- Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante as cavas de tensão [RRT_10], [RRD_10].

O parque eólico deverá cumprir a curva de produção mínima de potência reativa apresentada na figura 40. Esta potência está expressa na curva em percentagem de corrente reativa em relação à corrente nominal do produtor. Na figura:

- ***I nominal*** - é a corrente injetada na rede pelo centro electroprodutor eólico no instante imediatamente antes da ocorrência da cava de tensão;
- ***I reativa*** - é a corrente reativa (valor da componente reativa da corrente) injetada na rede pelo centro electroprodutor eólico.

Como se pode ver na figura, a energia reativa a fornecer pelo produtor depende da tensão aos seus terminais, e engloba duas zonas:

- A zona (1) corresponde ao regime de funcionamento em defeito e recuperação, quando a tensão se encontra abaixo de 90 % da tensão nominal do sistema (0.9 p.u.) na sequência da ocorrência de um defeito. Neste caso, o centro electroprodutor eólico deverá fornecer à rede em cada instante (com um atraso máximo de 50 milissegundos após a deteção da cava de tensão), uma quantidade de energia reativa que se situe dentro da zona (1) da figura 40, dependendo dos valores da tensão nominal do parque eólico;
- A zona (2) corresponde ao regime de funcionamento normal, estando a tensão aos terminais do parque com valores acima dos 90 % da tensão nominal. Neste caso, o centro electroprodutor eólico deverá fornecer potência reativa de acordo com o regime normal em vigor (item 3.5.4).

3.5.4 Fornecimento de Energia Reativa

O requisito referente ao fornecimento de energia reativa por parte dos parques eólicos é diferente se estes se encontram ligados à rede de transporte ou à rede de distribuição.

Rede de Transporte

Os *grid codes* estabelecem que: os produtores em regime especial ligados à esta rede devem fazer acompanhar em regime normal de funcionamento, o fornecimento de energia ativa, injetada no ponto de ligação, nos períodos de horas cheias e de ponta, de uma quantidade de energia reativa de acordo com a tabela 6.

Tabela 6- Valores da $\text{tg } \varphi$ nas Horas cheias e de ponta e nas Horas de vazio e de super-vazio [RRT 10].

Tensão nominal - ponto ligação	$\text{tg } \varphi$	
	Horas de cheias e de ponta	Horas de vazio e de super-vazio
Alta Tensão	0.2	0
Muito Alta Tensão	0.2	0

Relativamente aos valores da $\text{tg } \varphi$ fixados, na tabela 6, para as quantidades de energia reativa, admite-se uma tolerância de $\pm 5 \%$ da energia ativa no mesmo período. O fornecimento de energia reativa é controlado pelo Operador da Rede de Transporte (ORT), podendo, quando acordado com essa entidade, serem estabelecidos outros limites de funcionamento, devendo o produtor ter a capacidade de modular o fornecimento de energia reativa no intervalo correspondente a $\text{tg } \varphi$ de 0 a 0.2 [RRT_10].

Rede de Distribuição (E-REDES)

No RRD, o fornecimento de energia reativa é diferente para os parques eólicos em regime ordinário e os parques eólicos em regime especial [RRD_10]:

- **Regime ordinário:** os produtores em regime ordinário devem, nas horas de cheia e de ponta, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa correspondente, no mínimo a 40 % da energia ativa fornecida, apurada em intervalos de 60 minutos. Os produtores não devem nas horas de vazio e super-vazio, fornecer energia reativa à rede;
- **Regime especial:** todos os produtores em regime especial devem, nas horas de cheia e de ponta, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, apurada em intervalos de 60 minutos, de acordo com a tabela 7.

Tabela 7- Valores da $\text{tg } \varphi$ nas Horas cheias e de ponta e nas Horas de vazio e de super-vazio para os parques eólicos em regime especial [RRD_10].

Tensão nominal - ponto de ligação	$\text{tg } \varphi$	
	Horas cheias e de ponta	Horas de vazio e de super-vazio
Alta Tensão	0	0
Media Tensão ($P > 6 \text{ MW}$)	0	0
Media Tensão ($P \leq 6 \text{ MW}$)	0,3	0
Baixa Tensão	0	0

Com este requisito pretende-se evitar que no período de vazio e super-vazio, período onde a rede elétrica não necessita de potência reativa devido ao baixo consumo de energia elétrica, haja injeção de potência reativa por parte dos parques eólicos provocando um aumento indesejado do valor da tensão e que no período de horas cheias e de ponta a não injeção de potência reativa, quando necessária, provoque uma diminuição do valor da tensão da rede elétrica.

Pode haver situações em que haja necessidade de definir outros limites diferentes dos estabelecidos na tabela 7, particularmente quando os parques eólicos se localizam no interior do país, onde o consumo de energia elétrica é menor e onde a injeção de energia reativa é prejudicial para os valores da tensão. Os parques eólicos localizados em zonas onde existe maior consumo de energia elétrica, normalmente junto ao litoral, poderão colaborar na regulação da tensão da rede adaptando a necessidade, ou não, de fornecimento de potência reativa com as necessidades reais da rede elétrica [Ludovino_10].

3.5.5 Desvio de Frequência

Os *grid codes* definem que: Os requisitos para a frequência são idênticos para a ligação de parques eólicos à rede de transporte ou à rede de distribuição, contudo só se aplicam aos parques com potência instalada superior a 6 MVA. Os parques eólicos devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, quando a frequência está entre 47.5 Hz e 51.5 Hz. Os geradores eólicos devem ter, no seu sistema de proteção e controlo, a função de máximo de frequência ativa e regulada para o valor de frequência regulamentado de 51.5 Hz e a função de mínimo de frequência ativa e regulada para o valor de frequência regulamentado de 47.5 Hz, conforme descrito em [RRT_10], [RRD_10].

Este requisito é fundamental sobretudo para a rede de transporte, que é uma rede emalhada. De facto, se devido à ocorrência de um defeito na rede elétrica a frequência se alterar e este defeito ocorrer numa altura em que o consumo está a ser abastecido, em grande

parte, por geradores eólicos, a saída de serviços destes geradores devido à variação de frequência vem agravar ainda mais a estabilidade da rede elétrica. O que hoje se exige aos geradores eólicos ligados numa rede emalhada é que se mantenham a produzir se a frequência baixar para não agravarem o déficit de produção, e que se mantenham na rede sem injetar potência ativa, se a frequência subir, de maneira a poderem retomar a produção logo que a frequência retome o valor normal.

3.5.6 Participação na Regulação da Tensão

Os novos requisitos técnicos de ligação à rede elétrica impõem aos parques eólicos de participarem na regulação da tensão. No momento de determinar a estratégia de controlo a implementar, deve-se ter em conta alguns aspectos [Marín_11]:

- O tipo de fonte utilizado na produção: o vento é uma fonte de produção variável e de difícil previsão. As variações da velocidade do vento conduzem a uma produção de potência elétrica variável. Assim sendo, o trânsito de energia nas linhas e nos transformadores altera-se com as variações da velocidade do vento, conduzindo a uma variação das perdas elétricas e a uma alteração do valor da tensão nos barramentos da rede elétrica, o que implica uma estratégia de controlo de tensão mais complexa;
- O tipo de máquina utilizada: os aerogeradores de velocidade fixa não têm capacidade de participar na regulação da tensão. Nas redes elétricas com este tipo de máquina, a regulação da tensão deve ser efetuada por compensadores de potência reativa. Os aerogeradores com gerador síncrono têm excelente capacidade de participar na regulação da tensão devido ao dimensionamento do conversor de frequência que lhes permitem controlar a produção de potência reativa num amplo domínio de funcionamento (indutiva ou capacitiva), conforme as necessidades da rede elétrica. Finalmente, para os DFIG, os conversores eletrónicos que lhe estão associados permitem funcionar em regime capacitivo ou indutivo, de forma a fornecer ou a absorver potência reativa. O DFIG pode ainda participar na regulação dinâmica de tensão de acordo com os dois princípios seguintes:
 - O RSC é controlado de forma a fazer variar o ângulo do campo magnético rotórico em relação ao ângulo do campo magnético estatórico conforme as necessidades de energia reativa do DFIG;

- O GSC é controlado para funcionar como um STATCOM, injetando na rede elétrica corrente alternada controlada em fase e amplitude, e também regular a tensão em regime dinâmico e permanente.
- O ponto de interligação das turbinas eólicas na rede elétrica tem também uma grande importância na gestão da energia reativa (principalmente através da relação indutância/resistência das ligações). Na verdade, existem três pontos de interligação possível de acordo com os níveis da tensão de ligação: interligação à rede de transporte, interligação à rede de distribuição com saída dedicada e interligação à rede de distribuição com produção local.

Uma interligação das turbinas eólicas na rede de distribuição conduz a restrições mais severas do que na rede de transporte, o que pode limitar a inserção de grandes parques eólicos, particularmente no caso em que a interligação é realizada numa rede de distribuição com produção local. Para que a tensão se mantenha dentro das margens, os gestores da rede de distribuição podem exigir que as turbinas funcionem com um fator de potência reduzido, contrariamente ao que é exigido na prática, para compensar aumentos no valor da tensão. Ao contrário, a tensão na rede de transporte pode variar significativamente. Na rede de transporte, as turbinas eólicas podem participar, na regulação da energia reativa ou na regulação da energia ativa e reativa geralmente de forma desacoplada.

3.6 Produção Energia Hidráulica nos Sistemas de Energia Elétrica

Energia hidráulica ou hidroelétrica, é a energia gerada proveniente do movimento da água. Constitui a maior matriz de produção elétrica renovável de todo o mundo, rivalizando com as centrais de produção térmica e nucleares, cujas produções podem ser mais elevadas, mas com custos ambientais que se pretendem evitar no futuro. Essa energia elétrica é gerada pela força das águas acumuladas em albufeiras colocadas em pontos estratégicos dos rios com alguns declives assinaláveis, em um processo de transformação da energia potencial da água em energia cinética, seguido de energia elétrica após passagem por turbinas acopladas aos correspondentes alternadores elétricos.

A água, cuja força motriz é utilizada para a geração de energia, retorna para o rio onde é utilizada para outras finalidades, como a irrigação, consumo humano das populações, que é responsável por uma série de impactos ambientais e sociais que transformam de modo favorável os ecossistemas locais, bem como a vida das populações que vivem nas suas proximidades. O índice de emissão de poluentes na atmosfera, como o gás carbônico (CO₂),

é muito baixo nas centrais hidroelétricas, sendo muito inferior que as centrais térmicas e as nucleares. O mundo conta atualmente com mais de 60 mil centrais hidroelétricas, pelo que atualmente a energia hidroelétrica representa 16% da energia elétrica gerada em todo o planeta, conforme indicam os dados da Agência Internacional de Energia (IEA, sigla em inglês), representa a terceira fonte mais utilizada para a produção energética no mundo, ficando somente atrás do carvão e do gás natural. Das maiores do mundo, três ficam no Brasil: Itaipu, Belo Monte e Tucuruí." A central hidroelétrica maior do mundo é a de "Três Gargantas – China" (figura 41). É a terceira forma de energia no mundo, sendo que é renovável.



Figura 41- Central Hidroelétrica de Três Gargantas – China

Em Portugal, o grupo EDP através da EDP Produção, que foca a sua atividade na gestão e otimização de ativos hídricos e térmicos, com um parque electroprodutor, que conta com 59 centrais hidroelétricas e 4 termoelétricas que fornecem energia a todo o país. Em conformidade com a política de valores de sustentabilidade ambiental do grupo EDP, 68% da potência instalada da EDP Produção assenta em energia renovável hídrica e os restantes 32% em potência térmica convencional, sujeita às mais modernas tecnologias de controlo de CO₂ e redução de emissões poluentes.



Figura 42- Central Hidroelétrica de Alto Lindoso.

No Brasil, a energia hidroelétrica é a principal fonte adotada no país. No início do século XXI, quase 90% da produção elétrica brasileira correspondiam à hidroeletricidade. Com o passar do tempo, foram aparecendo fontes alternativas, como a biomassa, que têm sido adotadas, mas com pouco significado, pelo que a força das águas responde pela maior parcela da geração de energia no Brasil, que é de 67%, conforme os dados da Aneel para 2020. O motivo pelo qual o país se baseia tanto nessa fonte é a densa rede de drenagem que banha o território, a qual é composta por grandes rios caudalosos formados sobre terrenos planálticos, cujos desníveis favorecem a ocorrência de quedas de água e a formação de correntes. Essas características são encontradas sobretudo nas regiões Sul e Sudeste do país, onde se localizam o maior número de centrais hidroelétricas que abastecem o sistema nacional de energia. Entretanto, a região Norte reúne alguns dos maiores rios do Brasil, como o Amazonas, o relevo onde seu leito está estabelecido é caracterizado por planícies, dispondo assim de pouco ou nenhum desnível e dificultando (ou mesmo encarecendo) o processo de instalação de usinas e geração de energia. Há no entanto algumas exceções, como os rios Xingu e Tocantins, que abastecem duas das maiores centrais hidroelétricas brasileiras. Conforme dados da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 70% do potencial hídrico não aproveitado do Brasil está distribuído pelas bacias hidrográficas do rio Amazonas e do Tocantins-Araguaia. O potencial total do país para a geração de energia hidrelétrica é da ordem de 172 GW.



Figura 43- Central Hidroelétrica de Itaipu.

Central Hidroelétrica da Aguieira

A título de exemplo coloca-se uma central hidroelétrica, situada na confluência do rio Mondego com o rio Dão, a cerca de 35 km de Coimbra no centro de Portugal. A barragem tem cerca de 89 metros de altura, formando uma albufeira com cerca de 30 km de extensão. A barragem é do tipo de abóbodas múltiplas (3) como se pode ver na figura 48. Possui 2 descarregadores localizados um em cada lado da abóboda central à cota de 111 metros, com a capacidade de descarga de 1000 m³/s cada. A capacidade da albufeira é de 400 Milhões de m³, com um volume de 150 Milhões de m³ entre as cotas 126 e 117,5 metros, para dominar as cheias centenárias, com caudais que oscilam entre 2500 m³/s e 3500 m³/s.



Figura 44- Central Hidroelétrica da Aguieira

A central está dotada de 3 grupos reversíveis geradores-motores, os quais permitem bombagem para a sua albufeira, possibilitando conforme a conveniência da produção, voltar a produzir energia, se as condições de fluxo de água nos rios acima da albufeira for excelente. As características dos grupos são as seguintes:

- Potência Aparente de 100 MVA, 90 MW Activa com um $\cos \phi = 0,9$;

- Tensão de Produção 12 kV;
- Velocidade de 125 rot./min;
- Quedas máxima e mínima a turbinar: 71 e 53 metros;
- Quedas máxima e mínima na bombagem: 71,5 e 53,5 metros;
- Caudais máximos a turbinar de 167 m³/s;
- Caudais máximos na bombagem de 155 m³/s;
- Descarga de fundo com uma saída de 125 m³/s;
- Cada grupo possui 3 transformadores monofásicos de 36 MVA (Total de 108 MVA);
- Produção anual de 260 GWh/ano médio e 120 GWh/ano crítico sem bombagem e 530 GWh/ano médio e 450 GWh/ano crítico comm bombagem.

3.7 Produção Energia Fotovoltaica nos Sistemas de Energia Elétrica

É o tipo de energia com menor impacto no efeito estufa, considerada uma energia verde e renovável, uma das mais recentes a ser utilizada na descarbonização do nosso planeta, que gradualmente e juntamente com outras renováveis (Hidroelétricas, Eólicas), vai contribuir para a substituição das energias fósseis, tais como as térmicas (Carvão, fúel). O uso de combustíveis fósseis teve o seu auge no passado, mas com um custo na emissão de gases de efeito estufa na atmosfera, muito mau para o meio ambiente. De cada vez que trocamos uma energia fóssil por uma energia verde, estamos a retirar carbono dos processos e dos produtos finais. A transição energética deve iniciar a compreensão das nossas necessidades energéticas, para que conjugadas com outras medidas de eficiência e otimização, tornem os negócios mais competitivos e eficientes. Existem empresas, como a Helexia, que ajudam as empresas consumidoras de energia nessa transição eficiente. Em conjunto pode ser construído um roteiro de descarbonização, estabelecendo-se de forma sustentada, a trajetória para atingir a neutralidade carbónica. Serão definidas as principais linhas de orientação e as opções custo-benefício mais eficazes para atingir o cenário ideal de desenvolvimento sustentável. Embora seja ainda uma tecnologia recente e com custos ainda elevados, existem soluções em permanente evolução, sendo essencial acompanhar as tendências evolutivas da tecnologia deste sector de produção de energia. Há novas formas de energia alternativa em estudo, sistemas de armazenamento quase disponíveis a preços de mercado, novos painéis fotovoltaicos mais produtivos, hidrogénio verde, etc.

Central solar fotovoltaica instalada junto ao parque eólico de Mosteiro, permite criar o

primeiro projecto híbrido de energia eólica e solar da EDP Renováveis (EDPR) e aumentar a produção de energia limpa. Projeto fotovoltaico Mina de Orgueirel está instalado no concelho do Sabugal e adiciona 8,4 MW ao complexo, permitindo aumentar a produção de energia renovável para mais de 39 GWh/ano. A EDPR acaba de ligar à rede o seu primeiro projeto híbrido a nível global que combina a produção de energia eólica e solar num único local. Este é também o primeiro parque da Península Ibérica a juntar as duas tecnologias, dando um contributo adicional para a descarbonização e para o aumento de energia renovável na rede elétrica. A central solar fotovoltaica Mina de Orgueirel foi instalada no concelho do Sabugal, em Portugal, junto ao Parque Eólico de Mosteiro, interligando diretamente com a sua subestação, aproveitando as infraestruturas elétricas existentes e criando assim um complexo híbrido de produção de eletricidade. O novo projeto solar tem uma capacidade instalada de 8,4 MW e cerca de 17 mil painéis solares fotovoltaicos bifaciais, uma tecnologia que permite aproveitar a irradiação solar de ambos os lados do painel, maximizando a produção renovável. O parque eólico conta com oito aerogeradores com uma capacidade instalada total de 11 MW e já tem uma turbina mais potente instalada no âmbito de um projeto de sobreequipamento. Desde que entrou em produção em 2004, o parque eólico já produziu mais de 350 GWh de energia limpa. Em conjunto, este projeto híbrido poderá produzir 39,5 GWh/ano, o suficiente para fornecer mais de 30 mil pessoas com energia renovável durante um ano. Este complexo híbrido, vai evitar a emissão de cerca de 18 mil toneladas de CO₂ anualmente.

Colocar em operação o primeiro parque híbrido eólico/solar da EDPR é um reflexo do carácter pioneiro e inovador da empresa, bem como do firme compromisso com a transição energética das nossas principais geografias. Através desta hibridização, é aumentada a produção elétrica da região e minimizado o impacto de novos projetos renováveis, com a ajuda do uso de infraestruturas já existentes. A EDPR continuará a investir na hibridização de parques do seu portefólio, tanto no mercado português como em outros com grande potencial de desenvolvimento, destaque de Duarte Bello administrador executivo da EDPR para a Europa e América Latina. A hibridização de ativos existentes, através da conjugação de tecnologias como a eólica, a solar e a hídrica, é uma das principais vias de crescimento das energias renováveis, com vários benefícios para o sector: aumento da eficiência dos projetos, utilização e partilha de infraestruturas elétricas já existentes, promoção da estabilidade de custos e redução do impacto ambiental. A EDP tem neste momento em estudo ou desenvolvimento mais de 1600 MW em projetos híbridos em Portugal e

Espanha nestas tecnologias, com diversas fases de maturidade e com previsão de entrada em operação ao longo dos próximos anos. A empresa vai continuar a apostar em projetos semelhantes em todas as suas geografias e está já a desenvolvê-los na América do Norte, América do Sul e em algumas outras regiões da Europa como Polónia, Itália e Grécia. O grupo EDP foi pioneiro a nível europeu em desenvolver projetos renováveis híbridos, tendo inaugurado em 2022 na Barragem do Alqueva o maior projeto solar flutuante da Europa numa albufeira de uma central hídrica.



Figura 45- Parque Híbrido Eólico-Solar de Mosteiro-Mina de Orgueirel (Sabugal-Portugal).

Ocupando uma área de 4 ha a central solar flutuante do Alqueva, possui 12 mil painéis solares, uma potência de 4 MW e uma produção de energia anual de 7,5 GWh (energia para cerca de 1.500 famílias). Está localizada na albufeira da central do Alqueva, com profundidade de 70 m e tem uma oscilação de plano da água de cerca de 23 m.

No dia 21 de julho de 2023, a Direção de Serviços de Energia Elétrica (DSEE), no âmbito das competências da DGEG definidas no Decreto-Lei nº 15/2022, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), realizou a vistoria de uma das maiores centrais solares fotovoltaicas para autoconsumo (UPAC) em Portugal. Está instalada no sombreamento do parque de estacionamento e cobertura de um edifício industrial da área do mobiliário, no concelho de Paços de Ferreira. A vistoria tem o objetivo de verificar a conformidade das instalações elétricas de produção de eletricidade, com as disposições legais e regulamentares de segurança para este tipo de infraestruturas de produção de eletricidade. Trata-se de uma central constituída por 32140 painéis fotovoltaicos de silício mono e policristalino, totalizando a potência instalada do gerador fotovoltaico em

13342,8 kW_p, ligado a 130 inversores com a potência nominal de ligação de 9960 kW, para autoconsumo, com injeção do excedente de eletricidade na rede elétrica de serviço público em AT a 60 kV. A utilização de estruturas de sombreamento de parques de estacionamento e de naves industriais, já dotadas de instalações elétricas de consumo, para produção de energia renovável está enquadrada nas medidas do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) para o horizonte 2030, sendo esta instalação um bom exemplo de integração da produção distribuída de energia renovável e rentabilização das áreas disponíveis.



Figura 46- Central Fotovoltaica com 32140 painéis solares (9,96 MW) - cobertura estacionamento.

3.8 Produção Energia Elétrica Distribuída

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica que é realizada junto ou próxima dos consumidores domésticos, independente da potência, tecnologias e fontes de energias tradicionais. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. A GD pode incluir:

- Co-Geradores;
- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- Painéis Fotovoltaicos;
- Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH's).

O conceito envolve, equipamentos de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle das cargas (ligamento/desligamento) para que estas se adaptem à oferta de energia. A GD tem vantagem sobre a geração central pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nestes sistemas, melhorando a

estabilidade do serviço de energia elétrica. A geração elétrica perto do consumidor chegou a ser a regra na primeira metade do século, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente.

A partir da década de 40, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata, reduzindo o interesse dos consumidores pela GD. Como consequência, o desenvolvimento tecnológico para incentivar esse tipo de geração também parou. As crises do petróleo introduziram fatores perturbadores que mudaram de forma irreversível este panorama, revelando a importância da economia do objectivo obtida com a co-geração. A partir da década de 90, a reforma dos setores elétricos permitiram a competição no serviço de energia, criando a concorrência e estimulando todos os potenciais elétricos com custos competitivos.

Com o fim do monopólio da geração elétrica, o desenvolvimento de tecnologias na GD voltou a ser incentivado com resultados visíveis na redução de custos. O crescimento da GD nos próximos anos parece inexorável e alguns autores fazem uma analogia com o crescimento do micro-computador com relação aos grandes computadores centrais ("main frames"). Com a GD, torna-se possível obter maior eficiência energética. Por isso, tem-se trabalhado no sentido de derrubar imperfeições do mercado, que dificultam o desenvolvimento desta forma de geração elétrica.

A partir do ano 2000, ocorreu um grande avanço na GD, como uma das possíveis fontes de geração de energia. Foram criadas leis por todo o mundo, que podem ajudar as empresas distribuidoras, que até então se opunham a esta forma de geração, a enxergarem melhor a GD como uma das formas de mitigar os riscos de planejamento.

Na Co-Geração, verifica-se que por mais eficiente que seja um gerador termoelétrico, a maior parte da energia contida no combustível usado para o seu acionamento é transformada em calor e perdida para o meio-ambiente. Trata-se de uma limitação física que é independente do tipo de combustível (diesel, gás natural, carvão, etc.) ou do motor (a explosão, turbina a gás ou a vapor, etc.). Por esta razão, no máximo 40% da energia do combustível do diesel usado em um gerador podem ser transformados em energia elétrica. A energia perdida neste tipo de co-geração pode chegar a 70%. No entanto, muitas indústrias e prédios comerciais necessitam de calor (vapor ou água quente), onde foi desenvolvida uma tecnologia de co-geração, em que o calor produzido na geração elétrica é usado no processo produtivo sob a forma de vapor. A vantagem desta solução é que o consumidor economiza o combustível que seria necessário para produzir o calor do processo. A eficiência energética é bem mais

elevada, por tornar útil até cerca de 85% da energia do combustível . O inconveniente da co-geração é que o calor só pode ser usado perto do equipamento, o que limita estas instalações a unidades relativamente pequenas quando comparadas com os geradores das concessionárias.

Até meados do século XX, a co-geração chegou a ser muito usada nas indústrias, perdendo depois a competitividade para a eletricidade produzida pelas concessionárias nas grandes centrais geradoras com ganhos de escala. Assim, a co-geração ficou limitada a sistemas isolados e indústrias com lixos combustíveis (canaveira, de papel e celulose, por exemplo). Nos últimos quinze anos, porém, um novo modelo do setor elétrico voltou a estimular a produção elétrica local que fosse mais eficiente e de baixo custo, levando ao aperfeiçoamento da tecnologia da co-geração, inclusive para pequeno porte. A necessidade de reduzir emissões de CO₂, incentivou a adoção deste processo eficiente. Hoje, na Holanda e na Finlândia, a co-geração já representa mais de 40% da potência instalada. No entanto as fontes de energia primária, têm de migrar para o gás e o hidrogénio, por causa das emissões do CO₂, serem mais elevadas nas fontes tradicionais. Contudo, a GD têm-se centrado mais na produção Fotovoltaica nos últimos anos, por ser uma fonte que não é poluente, cuja tecnologia tem evoluído muito e ainda pode evoluir mais. O único inconveniente são os preços ainda elevados para utilizadores domésticos, que tornam o investimento inicial e o retorno do mesmo o único problema. Mas que será melhor nos próximos anos, pois essa tecnologia está em evolução rápida.

3.9 Resumo e Conclusões

Neste capítulo foi inicialmente apresentada, uma breve abordagem sobre os fatores favoráveis ao desenvolvimento da energia eólica, tendo em atenção as alterações que os sistemas de energia elétrica sofreram devido à forte penetração da energia eólica.

Seguidamente, descreveu-se o funcionamento de um sistema de energia elétrica abordando a regulação da frequência e em particular a regulação hierárquica da tensão. De seguida, destacaram-se as principais tecnologias dos aerogeradores de grande potência, realçando os geradores de indução duplamente alimentados e os geradores síncrono de ímanes permanentes que têm vindo a substituir os tradicionais geradores de indução com rotor em gaiola, que durante muitos anos foram massivamente utilizados em sistema de conversão de energia eólica. Realçaram-se os aspetos mais relevantes de cada aerogerador, abordando-se as diferenças de comportamento e de capacidades de controlo.

Foram analisados os requisitos técnicos de ligação à rede elétrica, em particular a legislação Portuguesa em vigor, com ênfase, para a capacidade de suportar cavas de tensão na sequência de defeitos e para o fornecimento de corrente reativa durante as cavas de tensão. Foram citados alguns exemplos ocorridos na Rede Elétrica Nacional.

Por fim, efetuou-se uma análise sobre a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão em função do tipo de aerogerador e sobre a participação dos aerogeradores na regulação da tensão, referindo os mais relevantes estudos que têm sido apresentados nos últimos anos. A participação dos aerogeradores na regulação da tensão é um ponto muito importante uma vez que tem uma grande importância para a análise da estabilidade da tensão em sistemas de energia elétrica com forte penetração de energia eólica.

Foi efectuada uma abordagem às produções de energia elétrica de origem hidráulica, fotovoltaica, co-geração. Como as eólicas, todas essas fontes são renováveis e favoráveis a um meio ambiente mais sustentável.

4. RESULTADOS NUMÉRICOS E ANÁLISE CRÍTICA

Considerações Gerais

Apresentam-se neste capítulo os resultados obtidos pela aplicação das metodologias desenvolvidas, às redes de teste utilizadas. Além da apresentação dos resultados obtidos é também realizada uma análise crítica aos resultados obtidos.

Os algoritmos desenvolvidos foram implementados por rotinas desenvolvidas em MATLAB e tiveram como peça central o programa FCNR, também desenvolvido em MATLAB, para a realização dos FC pelo método NR. O programa FCNR será apresentado no anexo B. Todas as simulações utilizaram um critério de convergência de 10^{-4} e uma razão de transformação constante nos transformadores. No início do capítulo, após esta secção de considerações gerais, serão apresentadas as redes de teste utilizadas.

Na segunda secção são apresentados os perfis de tensão das duas redes de testes utilizadas. Também são apresentados os resultados da investigação efectuada para justificar o andamento das curvas dos perfis de tensão. Na terceira secção são analisados os barramentos críticos. A detecção dos barramentos que entram em primeiro lugar em colapso, barramentos críticos, é muito importante para uma boa gestão das redes eléctricas de energia.

Na quarta secção deste capítulo é apresentado um novo método de detecção do ponto de colapso. Na quinta secção é realizado um estudo de contingências, de 1º e 2º nível, de linhas, geradores e bancos de condensadores por aplicação do novo método desenvolvido.

Na sexta secção deste capítulo é realizado um estudo, muito breve, só para exemplificar a possibilidade de aplicação do novo método FSQV nos estudos de planeamento da evolução da produção de energia reactiva. Na sétima e última secção deste capítulo será apresentado um novo índice de distância ao colapso, que foi chamado NIVCP, obtido por aplicação do novo método FSQV.

4.1 Descrição dos Sistemas Utilizados

As redes de teste utilizadas nas simulações são as redes de teste de 14 e 57 barramentos

do IEEE [Was]. Foram escolhidas por serem redes de teste de referência para simulações em SEE. Como, ao longo deste capítulo, serão as únicas a ser utilizadas, unicamente serão referidas pelo número de barramentos. Nas figuras 15 e 16 apresentam-se os esquemas unifilares das referidas redes de testes do IEEE.

No anexo A são apresentados os dados, parâmetros das linhas e os resultados dos fluxos de cargas pelo método *Newton Raphson*, para os sistemas de teste de 56 e 57 barramentos do IEEE.

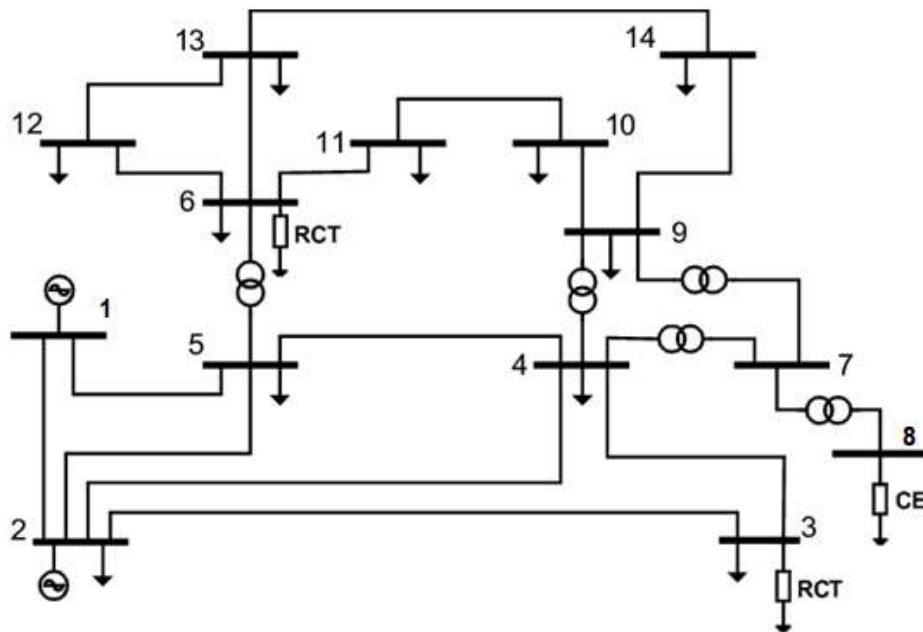


Figura 47- Esquema unifilar da rede de testes de 14 barramentos do IEEE

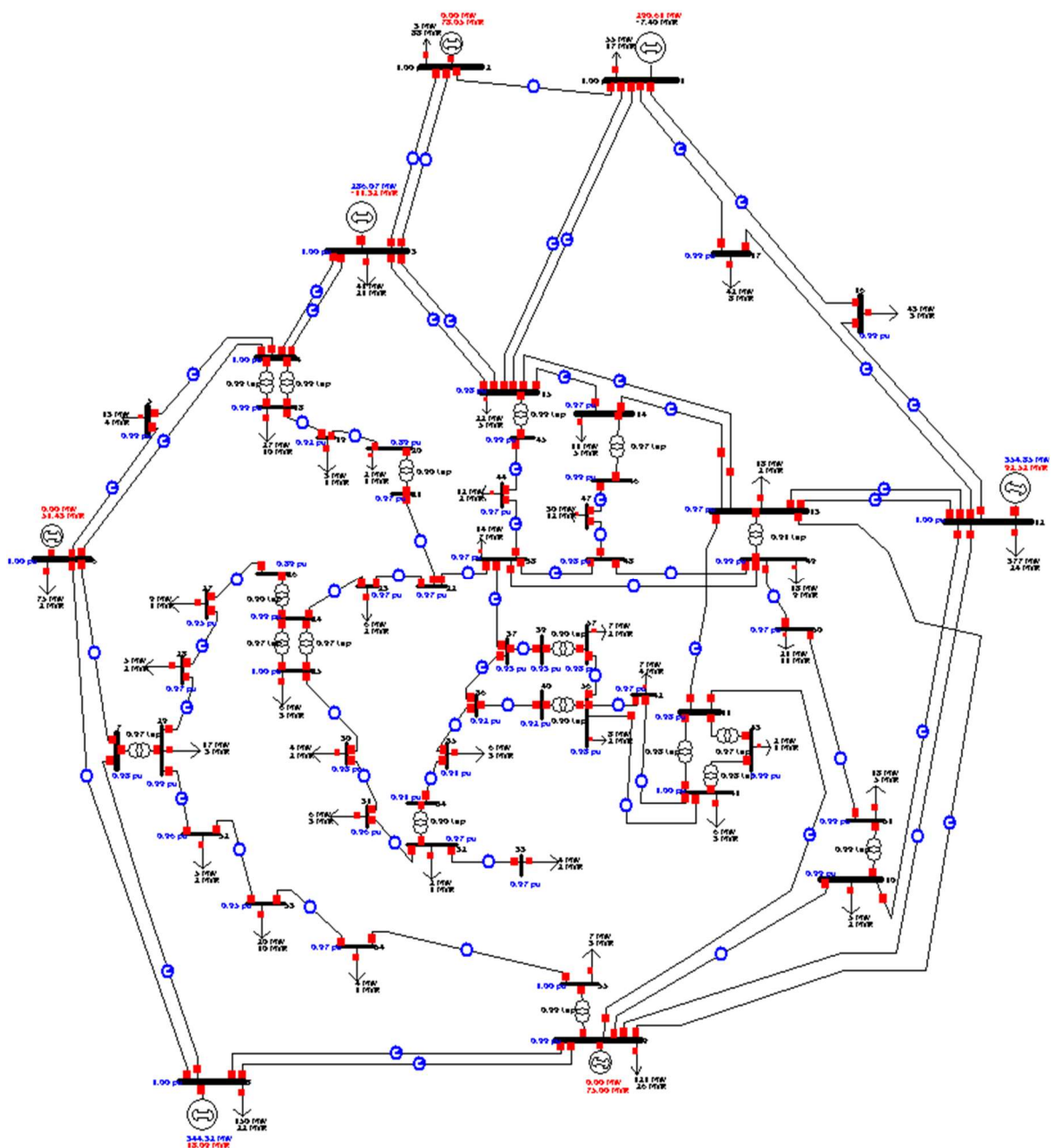


Figura 48- Esquema unifilar da rede de testes de 57 barramentos do IEEE.

4.2 Os Perfis da Tensão nos Barramentos

O carregamento das redes é realizado por um FC contínuo que foi apresentado na secção 2.5.2. A rotina desenvolvida, além de controlar o crescimento de cargas, controla também os limites de produção de energia reactiva dos geradores dos barramentos PV.

4.2.1 Os Perfis da Tensão nos Barramentos da Rede de 14 Barramentos

Para a obtenção dos perfis da tensão nos barramentos da rede de 14 barramentos IEEE foi usado um factor de crescimento de cargas α igual a 10^{-3} . O factor de crescimento de

cargas corresponderá a um aumento de carga percentual de 0,1, entre FC sucessivos.

As cargas bases correspondentes ao primeiro FC são 2,59 e 0,735 pu, o que equivale, para uma base de potência de 100 MW/MVA, a 259 MW e 73,5 MVA, ver tabela A1. Com esta rede foram necessários 761 FC para atingir o colapso, o que corresponde a um aumento das cargas de 76,1%, para um α igual a 10^{-3} . A realização desta simulação demorou 26 segundos, num PC Intel(R) Core(TM) i5-2400 CPU @ 3.10z GHz.

Na tabela 8 apresentam-se as tensões para a carga base e nos pontos de carga (PC) correspondentes a um crescimento de cargas de 10%, 20%,..., 70%, e 76,1% (último PC antes do colapso). As tensões a cheio correspondem às tensões referentes aos barramentos PV (2, 3, 6, 8). Nas figuras 58 e 59 apresentam-se os perfis de tensão nos barramentos da rede de 14 barramentos.

Nas curvas da tensão das figuras 49 e 50 podem-se caracterizar duas zonas:

- A primeira zona inicia-se no primeiro PC, correspondente à configuração de cargas base, e prolonga-se até ao PC 1.2, em que os crescimentos atingem 20%. Este primeiro troço caracteriza-se por ter uma inclinação reduzida e praticamente linear;
- Os restantes PC até ao colapso, caracterizam uma segunda zona. Este segundo troço tem uma inclinação crescente, acentuando-se na parte final até ao ponto de colapso.

Tabela 8- Tensões nos barramentos para vários PC (rede de 14 barramentos).

Barramento		Tensão para os aumentos de carga em (pu) (1)								
Nº	Tipo	Base	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	76,1 %
1	Ref.	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060
2	PV	1,045	1,044	1,039	1,026	1,011	0,994	0,972	0,942	0,900
3	PV	1,010	1,010	1,004	0,981	0,953	0,921	0,881	0,825	0,746
4	PQ	1,018	1,014	1,007	0,986	0,960	0,930	0,893	0,839	0,760
5	PQ	1,020	1,016	1,010	0,991	0,967	0,940	0,906	0,857	0,785
6	PV	1,070	1,070	1,068	1,040	1,006	0,966	0,916	0,843	0,730
7	PQ	1,062	1,058	1,053	1,027	0,994	0,956	0,908	0,838	0,731
8	PV	1,090	1,090	1,090	1,067	1,035	0,998	0,952	0,886	0,785
9	PQ	1,056	1,051	1,044	1,015	0,978	0,936	0,882	0,805	0,684
10	PQ	1,051	1,046	1,039	1,009	0,972	0,929	0,874	0,795	0,672
11	PQ	1,057	1,054	1,049	1,020	0,984	0,941	0,888	0,811	0,691
12	PQ	1,055	1,053	1,050	1,019	0,983	0,940	0,887	0,808	0,687
13	PQ	1,050	1,048	1,043	1,012	0,975	0,932	0,877	0,797	0,673
14	PQ	1,036	1,030	1,022	0,989	0,949	0,903	0,844	0,759	0,625

(1) - Potência de base de 100 MVA

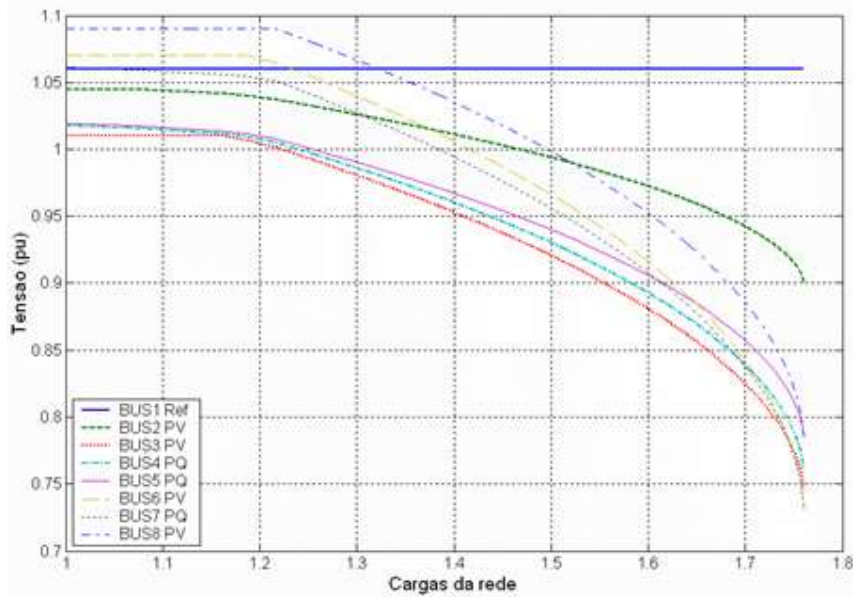


Figura 49- Perfis da tensão nos barramentos da rede 14 barramentos (barramentos 1 a 8).

É compreensível o abaixamento das tensões, nos barramentos PQ, devido a um aumento progressivo das quedas de tensão na rede, que caracteriza o primeiro trecho, em consequência do aumento das intensidade de corrente nos ramos. Não é no segundo trecho onde há um acentuado aumento da inclinação até ao colapso.

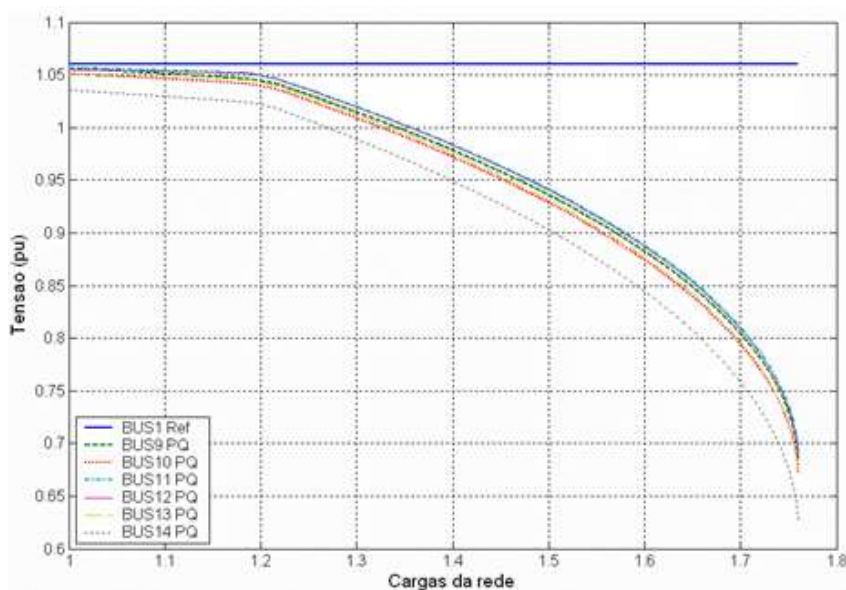


Figura 50- Perfis da tensão nos barramentos da rede de 14 barramentos (barramentos Ref. e do 9 ao 14).

As questões colocadas são as seguintes: o que é que influência o andamento dos perfis de tensão? O que justifica o aparecimento dos pontos de quebra? No intuito de descobrir uma explicação para as questões colocadas, realizar-se-á uma análise à produção de energia reactiva pelos vários geradores dos barramentos PV. Procura-se assim, relacionar os limites

de produção de energia reactiva com os pontos de quebra. Na tabela 9 apresenta-se a caracterização dos PC onde ocorrem os limites de produção de energia reactiva nos geradores da rede de 14 barramentos.

Na figura 51 apresentam-se os pontos característicos das curvas de tensão dos barramentos PV, e na figura 52, os pontos característicos das curvas de produção dos geradores dos barramentos PV, ambas para a rede de 14 barramentos.

Tabela 9- Limites produção de energia reactiva dos geradores da rede de simulação de 14 barramentos.

Barramento		Limites de produção de energia reactiva		
Número	Tipo	Limite de produção (pu) (1)	Ponto de carga onde ocorre	
			FC (N.º de ordem)	Crescimento de cargas/ ponto de carga
2	PV	0,5	67	6,6% / 1.066
3	PV	0,4	165	16,4% / 1.164
6	PV	0,24	191	19% / 1.19
8	PV	0,24	219	21,9% / 1.219

(1) - Potência de base de 100 MVA

Uma análise cuidada à tabela 9 e às figuras 51 e 52 levam a concluir que:

- Os pontos onde os geradores atingem os limites de produção de energia reactiva, ver tabela 9, e que correspondem aos pontos F, H, J, e L da figura 52, coincidem com os pontos A, B, C e D da figura 51, onde as tensões dos barramentos PV passam a ter um comportamento de barramento PQ e a sua tensão passa a sofrer um decréscimo. Este abaixamento da tensão é devido à incapacidade do gerador de produzir a energia reactiva necessária para manter a tensão no valor constante que caracteriza os barramentos PV, por terem atingido o seu limite de produção;
- Após um gerador ter atingido o seu limite de produção de energia reativa, normalmente, pelo menos um dos outros geradores aumenta a produção de energia reativa;
- Como se pode ver na figura 52:
 - Coincidindo com o limite de produção do gerador do barramento 2, ponto característico F, o gerador do barramento 3 aumenta a produção de energia reactiva, ponto característico G. Esta situação ocorre no FC N.º 67 (ver tabela 9);

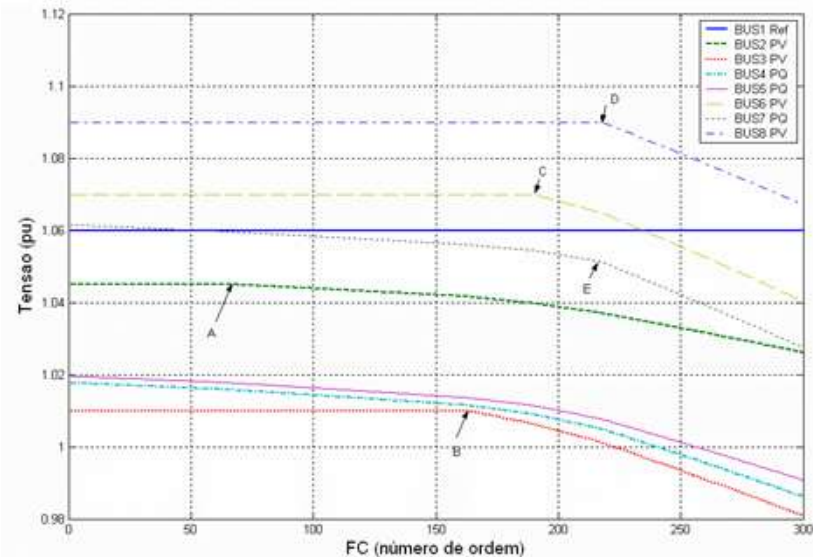


Figura 51- Pontos característicos das curvas de tensão nos barramentos PV e barramento PQ (4, 5 e 7) da rede de 14 barramentos.

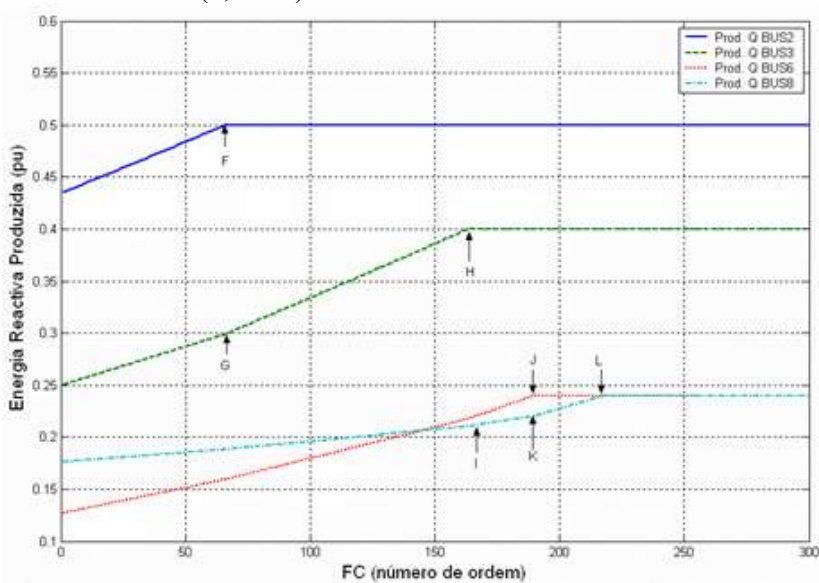


Figura 52- Pontos característicos das curvas de produção de energia reactiva dos barramentos PV da rede de 14 barramentos.

- Já não é nítido o aumento de produção de energia reactiva nos outros dois geradores dos barramentos 6 e 8. Uma possível explicação para este facto é a de estes dois geradores dos barramentos 2 e 3 pertencerem ao mesmo escalão de tensão e diferente do primeiro gerador (ver figura 47);
- De igual forma, podemos associar o aumento de produção, mas quase imperceptível, do gerador do barramento 8, ponto característico I, ao limite de produção do gerador do barramento 3, ponto característico H, e que ocorre no FC N.º 165 (ver tabela 9);
- O aumento de produção de energia reactiva pelo gerador do

barramento 8, ponto característico K, é claramente perceptível e coincide com o limite de produção do gerador do barramento 6, ponto característico J, que ocorre no FC N.º 191 (ver tabela 9);

- O aumento de inclinação das curvas das figuras 49, 50 e 51 está associado aos pontos onde os geradores atingem os limites de produção de energia reactiva, sendo muito mais acentuada a descida, após o ponto característico D (ver figura 51), em que todos os geradores já atingiram o seu limite de produção.

Do conteúdo das conclusões da análise realizada, para a rede de 14 barramentos, pode-se concluir, que os pontos de quebra das curvas da tensão estão totalmente relacionados com os limites de produção de energia reactiva pelos geradores dos barramentos PV.

4.3 A Identificação dos Barramentos Críticos

A identificação dos barramentos críticos nas redes eléctricas é muito importante para o planeamento e exploração das redes. Para o planeamento é importante para a definição do plano estratégico de investimentos. Com este plano, o planeamento define soluções no sentido de reforçar as redes eléctricas com a finalidade de anular pontos críticos existentes, ou que se preveja o seu aparecimento com a expansão da rede, a curto ou médio prazo. Na exploração para permitir o estudo de transferências de cargas no sentido de anular as tensões baixas, caso existam.

Os factores de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ são os valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} , ver equação 2.19. Este factor de sensibilidade permite detectar os barramentos, de uma rede eléctrica, que entram primeiro em colapso, ou seja, os barramentos que tiverem menor valor da derivada são os primeiros barramentos a entrar em colapso.

4.3.1 Identificação dos Barramentos Críticos da Rede Testes 14 Barramentos

Nas figuras 53 e 54 apresentam-se as curvas dos coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos da rede de 14 barramentos. Na tabela 10 apresentam-se os coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ e as tensões dos barramentos referentes ao FC anterior ao colapso relativos à mesma rede. Como se pode ver na figura 53 e tabela 10, o barramento 14 tem o menor coeficiente de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ e o menor valor da tensão, no último FC antes do colapso. O segundo menor valor do coeficiente de sensibilidade refere-se ao barramento 12. O barramento 14, ao ter o valor mais baixo do coeficiente de sensibilidade atingirá primeiro o colapso, seguido do barramento 12. Estes dois barramentos, 12 e 14, pertencem ao escalão

mais baixo da tensão e localizam-se no extremo desta rede de simulação, ver figura 47.

Outro aspecto a realçar é o facto de as curvas, destes coeficientes de sensibilidade, se manterem sempre, com a mesma posição relativa, em relação umas às outras.

Os valores dos coeficientes de sensibilidade dos barramentos PV têm um valor constante até serem alcançados os limites de produção de energia reactiva, ver figura 54. O barramento 8, mesmo sendo PV, tem o terceiro coeficiente de sensibilidade mais baixo. Não se pode dissociar o facto de pertencer ao escalão mais baixo, ver figura 47.

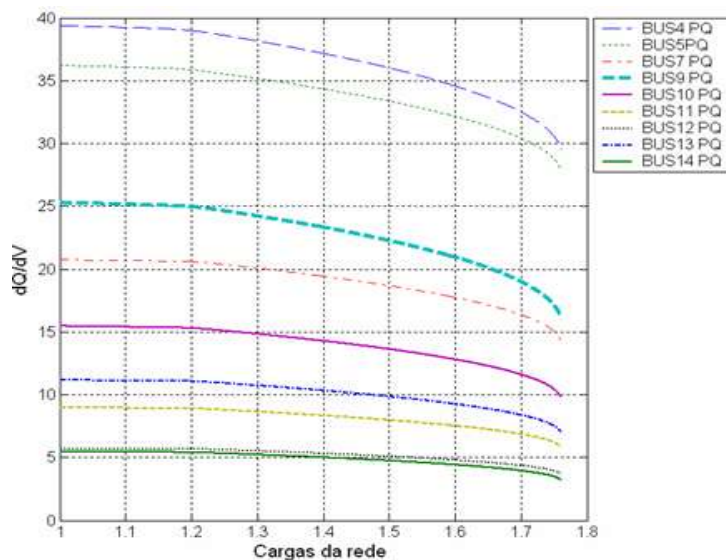


Figura 53- Curvas dos coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos PQ da rede de simulação de 14 barramentos.

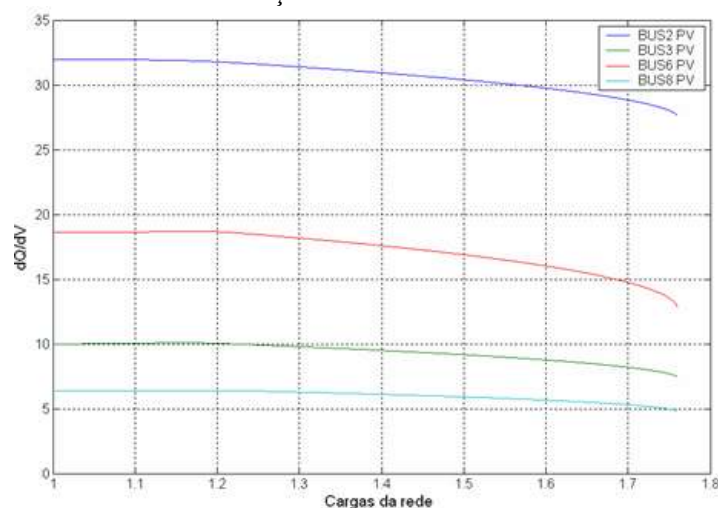


Figura 54- Curvas dos coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos PV da rede de simulação de 14 barramentos.

Tabela 10- Coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ e tensões dos barramentos PQ referentes ao FC anterior ao colapso (rede de simulação de 14 barramentos).

Barramento		Tensão
------------	--	--------

Número	Tipo	$\partial Q_i / \partial V_i$	(pu)
2	PV	27,571	0,90047
3	PV	7,4227	0,74644
6	PV	12,814	0,72992
8	PV	4,764	0,78489
4	PQ	29,489	0,76025
5	PQ	27,884	0,78545
7	PQ	14,300	0,73103
9	PQ	16,075	0,68442
10	PQ	9,7794	0,67196
11	PQ	5,8302	0,69104
12	PQ	3,6926	0,68733
13	PQ	7,0315	0,67271
14	PQ	3,2035	0,62522

4.4 Um Novo Método para a Determinação do Colapso da Tensão

4.4.1 A Grandeza FSQV

Na secção precedente foram calculados os factores de sensibilidade $\delta Q/\delta V$. Estes factores são os valores da diagonal da submatriz jacobiana J_{22} , ver equação 2.19. Com todos os valores da diagonal, da mesma submatriz, é realizada a sua soma. Ao valor encontrado foi chamado o acrónimo FSQV, que são as iniciais de Full Sum $\delta Q/\delta V$. Para este FC contínuo foi utilizado um factor de crescimento de cargas α igual a 10^{-3} , já usado anteriormente. Na tabela 11 apresentam-se os coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos da rede de simulação de 14 e valores de FSQV, em vários pontos de carga.

Tabela 11- Coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos e valores da grandeza FSQV para a rede de 14 barramentos

Barramento		FC (número de ordem)						
Número	Tipo	1	200	400	600	700	761	Var. (%) ¹
1	Ref	20,4580	20,5050	21,0530	21,8690	22,5280	23,4990	14,8646
2	PV	31,9300	31,7800	30,9320	29,7500	28,8430	27,5710	-13,6517
3	PV	9,9808	10,0370	9,5033	8,7664	8,2045	7,4227	-25,6302
4	PQ	39,3760	38,9900	37,1870	34,5950	32,5410	29,4890	-25,1092
5	PQ	36,2110	35,8720	34,3570	32,1790	30,4510	27,8840	-22,9958
6	PV	18,6030	18,6620	17,5870	16,0260	14,7660	12,8140	-31,1186
7	PQ	20,7520	20,5900	19,4480	17,7600	16,3990	14,3000	-31,0910
8	PV	6,3496	6,3967	6,1111	5,6611	5,3037	4,7640	-24,9717
9	PQ	25,2830	24,9650	23,3440	20,9740	19,0590	16,0750	-36,4197
Barramento		FC (número de ordem)						

Número	Tipo	1	200	400	600	700	761	Var. (%) ¹
10	PQ	15,4660	15,2820	14,2780	12,8120	11,6270	9,7794	-36,7684
11	PQ	8,9635	8,8954	8,3352	7,5192	6,8590	5,8302	-34,9562
12	PQ	5,7123	5,6792	5,3157	4,7881	4,3606	3,6926	-35,3570
13	PQ	11,1520	11,0650	10,3280	9,2571	8,3897	7,0315	-36,9485
14	PQ	5,4856	5,4022	5,0024	4,4209	3,9487	3,2035	-41,6016
FSQV		255,7228	254,1215	242,7817	226,3778	213,2802	193,3559	-24,3885

¹- Variação entre o valor do 1º FC e o último FC (Nº 761)

Os valores dos coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ variam todos no mesmo sentido, ou seja, todos têm incrementos negativos, com exceção do barramento de referência em que o incremento é positivo. Em termos percentuais o coeficiente que tem maior variação negativa é o barramento 14 (-41,6016), que coincide também com o menor valor inicial (5,4856) e final (3,2035), sendo por esta razão, o primeiro barramento a entrar em colapso. O barramento de referência tem uma variação de 14,8646% entre o primeiro FC e o último (ver tabela 11).

O primeiro valor FSQV é 255,7228, decrescendo progressivamente até que o valor antes do colapso é de 193,3559. O valor da grandeza FSQV tem uma variação de -24,3885 % entre o primeiro FC e o último (ver tabela 11). Na figura 55 apresenta-se a curva FSQV para a rede de 14 barramentos. O ponto A, da mesma figura, corresponde ao ponto de colapso. Comparando a curva FSQV da figura 55 com as curvas das tensões dos barramentos PQ da figura 50, encontram-se semelhanças nos andamentos das curvas. No entanto, como se pode ver na figura 53, as curvas dos coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$, para os barramentos PQ da mesma rede, são bastante diferentes.

A curva FSQV, à semelhança das curvas da figura 50, tem duas zonas distintas: a primeira zona, praticamente em patamar até ao ponto de carga 1,2 e a segunda, com uma inclinação progressiva, até ao ponto de colapso. Na primeira zona todos os geradores atingem os seus limites de produção (ver tabela 11). A análise realizada na secção 4.2.1 aos pontos característicos das curvas da tensão, da rede de testes de 14 barramentos, é válido para a nova curva FSQV, já que as curvas são semelhantes, mas havendo outra ordem de grandeza nas ordenadas.

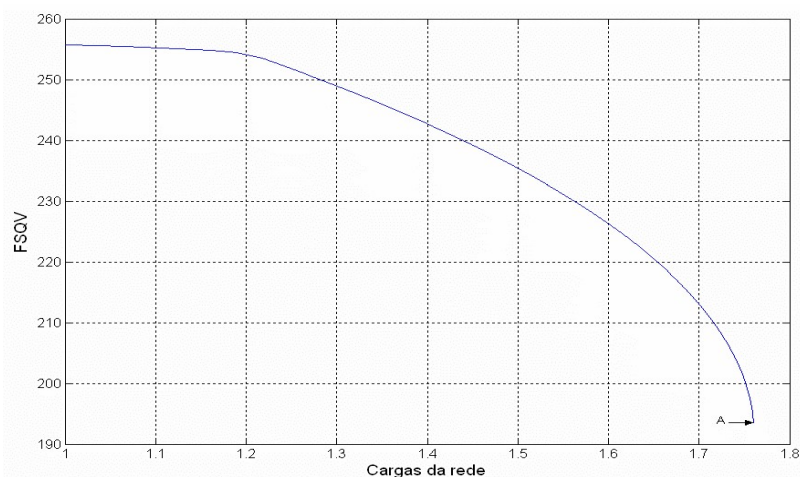


Figura 55- Curva FSQV para a rede de 14 barramentos

4.4.2 Curvas FSQV com Vários Cenários de Carga

Rede de testes de 14 barramentos

Para a realização de simulações serão definidos vários cenários de crescimento de carga. O primeiro cenário de cargas, A1, corresponderá ao cenário com cargas base, em que todos os barramentos têm um factor α igual e constante. Nos restantes cenários serão diferenciados os factores α e divididos em dois grupos. Num primeiro grupo, os barramentos com cargas reactivas base mais altas (barramentos 2 e 3), e num segundo grupo, os dois barramentos críticos, 12 e 14, irão ter um factor de crescimento de cargas superior ao dos restantes barramentos da rede de testes. A intenção é criar situações que do ponto de vista de cargas sejam as mais penalizantes.

Na tabela 12 apresentam-se os cenários de cargas A1 a A9 definidos para a rede de 14 barramentos. Na tabela 13 apresentam-se os quatro últimos valores da grandeza FSQV, número de FC necessários para atingir o colapso e respectivo PMC para cada cenário de crescimento de cargas.

Tabela 12- Cenários de cargas A1 a A9 para a rede de 14 barramentos.

Cenário de carga	α base	Excepções		
		Barramentos	α	Observações
A1	0,001	-	-	-
A2	0,001	2 e 3	0	carga constante
A3	0,001	2 e 3	0,0012	mais 20 % de carga
A4	0,001	2 e 3	0,0015	mais 50 % de carga
A5	0,001	2 e 3	0,0020	mais 100 % de carga
A6	0,001	12 e 14	0	carga constante
A7	0,001	12 e 14	0,0012	mais 20 % de carga
A8	0,001	12 e 14	0,0015	mais 50 % de carga
A9	0,001	12 e 14	0,0020	mais 100 % de carga

Tabela 13- Quatro últimos valores FSQV para os cenários A1 a A9 para a rede de 14 barramentos.

Cenário de carga	Último FC-3	Último FC-2	Último FC-1	Último FC	Erro (a) (%)	Número FC (b)	PMC (%) (c)
A1	196,83	196,05	195,13	193,36	-	761	76
A2	198,12	197,57	196,75	195,96	1,34	759	75,9
A3	197,61	196,60	195,66	194,18	0,42	634	76
A4	198,46	197,46	196,41	194,92	0,81	507	75,9
A5	199,68	198,67	197,58	195,96	1,34	380	75,8
A6	196,82	195,92	195,00	193,55	0,10	761	76
A7	197,46	196,65	195,54	194,43	0,55	634	76
A8	198,38	197,49	196,35	195,04	0,87	507	75,9
A9	200,59	199,70	198,75	197,46	2,12	379	75,6

(a) - Erro calculado com os valores FSQV referentes ao último FC em relação ao cenário A1
(b) - Número de FC necessários para atingir o colapso
(c) - PMC tendo por referência a carga base desta rede

Na tabela 14 apresentam-se os crescimentos percentuais, gerais e dos barramentos exceção (ver tabela 12), para os cenários de cargas A1 a A9 para a rede de simulação de 14 barramentos.

Tabela 14- Crescimento percentual das cargas para os cenários A1 a A9 para a rede de 14 barramentos.

Cenário de carga	Crescimento de cargas (%)		PMC (%) (a)
	Geral	Barramentos exceção	
A1	76,00	76,00	76,0
A2	75,90	0	75,9
A3	63,30	75,96	76,0
A4	50,70	75,90	75,9
A5	37,90	75,80	75,8
A6	76,00	0	76,0
A7	63,30	75,96	76,0
A8	50,60	75,90	75,9
A9	37,80	75,60	75,6

(a) - PMC tendo por referência a carga base desta rede

Analisando as tabelas 12, 13 e 14, pode-se concluir que:

- O número de FC necessários para atingir o colapso vai depender do valor escolhido para o factor α dos barramentos exceção (ver tabela 12), ou seja, quanto mais alto for este factor, menor será o número de FC necessários para atingir o colapso. Isto significa que o crescimento de cargas que vai influenciar o PMC vai ser o dos barramentos exceção;
- É possível relacionar o número de FC necessários para atingir o colapso e o factor α geral, por exemplo: no cenário A3 atingiu-se o colapso com 634 FC e o crescimento de cargas geral foi de 63,3 %. Esta relação pode-se estabelecer com todos os cenários onde houve crescimentos diferenciados;

- Os erros dos últimos valores FSQV dos cenários A2 a A9, em relação ao valor FSQV do cenário A1, aumentam com o aumento do factor α dos barramentos excepção;
- O erro máximo é de 2,12 % e corresponde ao cenário A9.

A mais importante conclusão é a de se poder detectar o ponto de colapso, já que para as condições definidas, o erro máximo é 2,12 %, que é perfeitamente aceitável.

4.4.3 Uma segunda abordagem da detecção do ponto de colapso com o método FSQV e com vários cenários de carga

Na primeira abordagem, a análise de resultados, das várias simulações com os cenários A1 a A9, para a rede de testes de 14 barramentos, levou à conclusão que o aumento do factor α , para os barramentos excepção, provocava uma redução de número de FC necessários para atingir o colapso de tensão da rede. Por outro lado, também se concluiu que eram os barramentos excepção, que por terem os factores α mais altos, determinavam o PMC da rede de testes.

Partindo das conclusões referidas acima formula-se, criando uma segunda abordagem, a seguinte tese: o que é que acontece se se utilizar uma metodologia inversa à usada até agora, mas que tenha o mesmo efeito. Na primeira abordagem era a partir de um α base de valor 0,001, que eram definidos os outros α para os barramentos excepção, (ver secção 4.4.2). Os factores α dos barramentos excepção eram então calculados, por multiplicação do primeiro α por um factor de multiplicação, que poderia ser 1,5 ou 2 caso se quisesse mais 50 % ou 100%. Nesta segunda abordagem, vai-se manter constante o valor do factor α dos barramentos excepção e sempre igual a 0,001, já que é o factor de crescimento mais alto, que define o número de FC necessários para ser atingido o ponto de colapso. O factor α base será calculado pela multiplicação do factor α dos barramentos excepção, de um factor (inferior a um) que faça, na mesma, reflectir o aumento de cargas dos barramentos excepção. Procura-se assim que o número de FC necessários para atingir o colapso se mantenha constante, independentemente dos cenários escolhidos, e seja, desta forma, possível comparar as curvas sem ser necessário recorrer à sua conversão.

4.4.3.1 Curvas FSQV com vários cenários de carga definidos para a rede de testes de 14 barramentos (2ª abordagem)

Aplicando a nova metodologia serão definidos os novos factores de crescimento α dos cenários de cargas A1 a A9 referentes à rede de simulação de 14 barramentos. Na tabela 15 apresentam-se os referidos cenários, em que o cálculo dos valores dos factores α já reflecte

a aplicação desta nova metodologia que suporta esta 2ª abordagem. Na tabela 16 apresentam-se os resultados, últimos 4 valores do FSQV e outros dados referentes às simulações com a rede de 14 barramentos e para os cenários definidos na tabela 15. A análise dos resultados da tabela 16 leva à confirmação da tese formulada, ou seja, foi possível com a alteração do método de cálculo dos factores de crescimento α obter as curvas, com praticamente o mesmo numero de pontos. Comparando com os resultados da primeira abordagem, é possível concluir que:

- Os erros nos cenários A5 e A8 cresceram, sendo a subida maior a referente ao cenário A5, ou seja, o erro passou de 1,32 % para -3,06 %;
- Os erros nos restantes 6 cenários diminuíram;
- Houve uma ligeira diminuição do número de FC para atingir o colapso, verificando-se no cenário A9 a maior discrepância, menos 4 FC em relação ao cenário A1.

Os resultados obtidos, com a rede de testes de 14 barramentos, são promissores mas ainda não conclusivos, dado que as curvas não têm exactamente o mesmo número de pontos.

Tabela 15- Cenários de cargas A1 a A9 para a rede de 14 barramentos (2º abordagem).

Cenário de carga	α base	Excepções		
		Barramentos	α	Observações
A1	0,001	-	-	-
A2	0,001	2 e 3	0	Carga constante
A3	0,0008	2 e 3	0,001	Mais 25 % de carga
A4	0,000667	2 e 3	0,001	Mais 50 % de carga
A5	0,0005	2 e 3	0,001	Mais 100 % de carga
A6	0,001	12 e 14	0	Carga constante
A7	0,0008	12 e 14	0,001	Mais 25 % de carga
A8	0,000667	12 e 14	0,001	Mais 50 % de carga
A9	0,0005	12 e 14	0,001	Mais 100 % de carga

Tabela 16- Quatro últimos valores FSQV para os cenários A1 a A9 para a rede de 14 barramentos (2º abordagem).

Cenário de carga	Último FC-3	Último FC-2	Último FC-1	Último FC	Erro (a) (%)	Número FC (b)	PMC (%) (c)
A1	196,83	196,05	195,13	193,36	-	761	76,0
A2	198,09	197,54	196,71	195,92	1,32	759	75,9
A3	196,75	195,87	194,90	193,42	0,03	761	76,1
A4	197,43	196,75	195,87	194,90	0,80	760	76,0
A5	198,14	197,42	196,72	187,45	-3,06	759	75,9
A6	196,79	195,88	194,95	193,51	0,08	761	76,1
A7	196,71	195,90	195,13	193,75	0,20	761	76,1
A8	198,07	197,47	196,71	195,89	1,31	759	75,9
A9	199,23	198,77	198,06	197,42	2,10	757	75,7

(a) - Erro calculado com os valores FSQV referentes ao último FC em relação ao cenário A1

(b) - Número de FC necessários para atingir o colapso

(c) - PMC tendo por referência a carga base desta rede

4.5 Estudo de Contingências Utilizando o Método FSQV

Nos estudos de estabilidade da tensão, a análise do impacto das contingências é muito importante, para a análise da segurança “n-1” e de ordem superior. Pretende-se com estas simulações analisar o comportamento do novo método FSQV no estudo de contingências de linhas, geradores, transformadores e shunts capacitivos.

4.5.1 Estudo de Contingências de Linhas/Transformadores

As contingências de linhas/transformadores irão ser provocadas por eliminação dos dados referentes à linha/transformador onde se pretende provocar a contingência, na matriz das características das linha/transformador e cujas listagens são apresentadas no anexo A. A construção da matriz das admitâncias, a partir da matriz com as características referidas, irá já reflectir a contingência. Este procedimento equivale a eliminar fisicamente a linha/transformador, o que efectivamente acontece na prática com a abertura dos dois disjuntores de linha/transformador para a sua saída de serviço por actuação das protecções.

4.5.1.1 Estudo de Contingências de Linhas/Transformadores de 1º Nível Provocadas no Ponto de Carga Base

Na primeira parte desta fase de simulações a contingência irá ser provocada antes do primeiro FC e com a carga base, o que equivale a ser criada no PC 1. Desta forma, a primeira matriz de admitâncias nodais será calculada tendo em conta a alteração provocada pela contingência. De seguida, levar-se-á a rede ao colapso utilizando um FC contínuo com incrementos de carga de 0,1 %, entre FC.

Simulações com rede de 14 barramentos

Supondo que ocorre uma contingência na linha 2 e que em consequência as protecções retiram definitivamente a linha de serviço devido a uma avaria permanente. O que irá acontecer à grandeza FSQV?

Na figura 56 apresentam-se duas curvas FSQV referentes à rede de 14 barramentos, sem contingências ou com contingência na linha 2 provocada no PC 1. Como se pode ver nesta figura, o aparecimento de uma contingência na linha 2, no ponto de carga base, provocou o aparecimento de uma nova curva FSQV em que:

- O FSQV inicial, calculado no primeiro FC, tem um valor de 246,26, que é inferior ao valor FSQV sem incidentes 255,72 (ver tabela 12);
- Todos os valores FSQV calculados, na simulação com contingência da linha 2, até ao colapso, são inferiores aos valores FSQV sem contingência;

- O FSQV, no FC antes do colapso, tem um valor de 184,94, que é inferior ao valor sem incidentes 193,36 (ver tabela 12).

Com o incidente da linha 2, o ponto de colapso da rede é atingido com um crescimento de cargas de 38,7 %. Sem a contingência da linha 2, o ponto de colapso foi atingido com um crescimento de cargas de 76,1 %. Devido ao incidente da linha 2, o PMC sofreu uma redução de 49,21 %. Para possibilitar a análise dos impactos das contingências no PMC, de todas as linhas desta rede, realizaram-se 20 simulações, uma simulação por linha (ver tabela A2 do anexo A com as características das linhas).

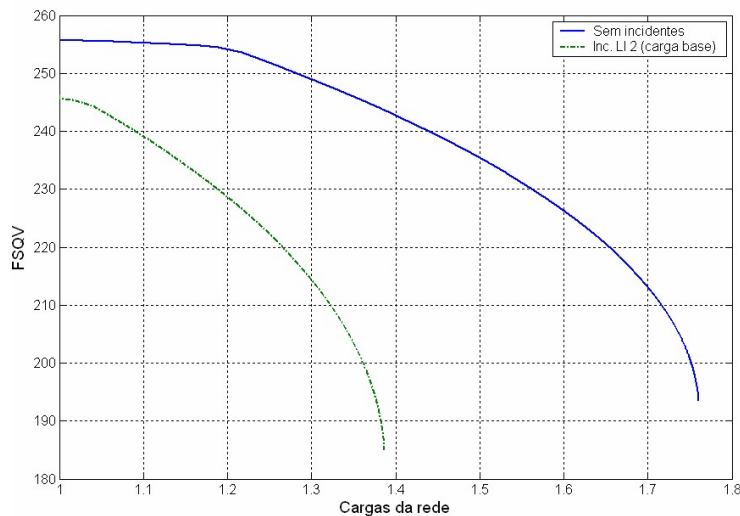


Figura 56- Curvas FSQV referentes à rede de 14 barramentos (sem contingência ou com contingência na linha 2 provocada no PC 1).

Na tabela 17 apresentam-se os resultados das 20 simulações de contingências de linhas provocadas na rede de 14 barramentos. Analisando esta tabela conclui-se que:

- Os impactos das contingências de linha no PMC da rede são todos diferentes e dependentes da importância da linha/transformador para a rede;
- A linha que provoca a pior contingência, em termos de redução do PMC, é a linha N° 1 (redução de 98,68 %);
- A linha que provoca a menor redução do PMC é a linha N° 19 (redução de 0,13 %);
- Os valores FSQV iniciais e finais são normalmente diferentes dos valores sem contingência e dependentes da linha com contingência;

Tabela 17- Resultados da simulação de contingência de linha para a rede de 14 barramentos.

Linha com contingência			Número FC (1)	FSQV		PMC	
Número	Barramento Início	Barramento Fim		Inicial	Final	(%) (2)	Redução (%)

1	1	2	2	222,73	219,48	0,1	98,68
2	1	5	387	246,26	184,94	38,6	49,21
3	2	3	297	245,59	207,5	29,6	61,05
4	2	4	586	244,33	186,13	58,5	23,03
5	2	5	655	244,45	184,62	65,4	13,95
6	3	4	705	245,75	196,89	70,5	7,24
7	4	5	601	211,32	163,12	60,0	21,05
8	4	7	594	245,29	196,26	59,3	21,97
9	4	9	682	251,71	195,00	68,1	10,39
10	5	6	304	247,85	206,91	30,3	60,13
11	6	11	738	246,35	187,46	<u>73,7</u>	3,03
12	6	12	739	248,76	190,11	<u>73,8</u>	2,89
13	6	13	660	241,79	186,34	65,9	13,29
14 (3)	7	8	675	242,04	182,39	67,4	11,32
15	7	9	496	255,72	195,92	49,5	34,87
16	9	10	732	255,72	181,07	<u>73,1</u>	3,82
17	9	14	648	249,61	204,75	64,7	14,87
18	10	11	755	255,72	187,92	<u>75,4</u>	0,79
19	12	13	760	255,72	189,81	<u>75,9</u>	0,13
20	13	14	734	250,62	194,24	<u>73,3</u>	3,55
Sem contingências			761	255,72	193,36	76,0	0
(1) – Até ao colapso;							
(2) – Crescimento de cargas em relação às cargas base da rede de simulação;							
(3) – Esta contingência provoca a perda do barramento Nº8							

- A contingência na linha Nº 7 provoca o valor inicial mais baixo (211,32) e também o valor final mais baixo (163,12);
- O incidente da linha 14 que corresponde à linha entre o barramento 7 e 8 (ver tabela A2 do anexo A com as características das linhas) é o único que provoca a perda de um barramento nº 8, por ser a única linha ligada a este barramento (ver figura 47 com o esquema unifilar da rede de 14 barramentos);
- Em consequência da contingência da linha 1, o gerador do barramento 2 (PV) ultrapassa no primeiro FC o seu limite de produção de energia reactiva, pelo que no segundo FC é fixado o valor de produção no valor limite, o que origina a rede entrar em colapso. No primeiro FC a produção deste gerador foi de 0,8 pu, mas como no segundo FC é limitada a produção a 0,5 pu, esta limitação de produção de energia reactiva é suficiente para provocar o colapso da rede. Na prática o colapso era simultâneo com a ocorrência da contingência.

Na figura 57 apresentam-se as reduções do PMC provocadas pelas contingências de linha da rede de testes de 14 barramentos. Outra análise interessante, que se realizou foi a comparação das curvas FSQV entre a curva sem contingência e as 19 curvas correspondentes às 19 simulações de contingência de linha/transformador, com excepção da contingência da

linha número 1, pela razão já referida anteriormente.

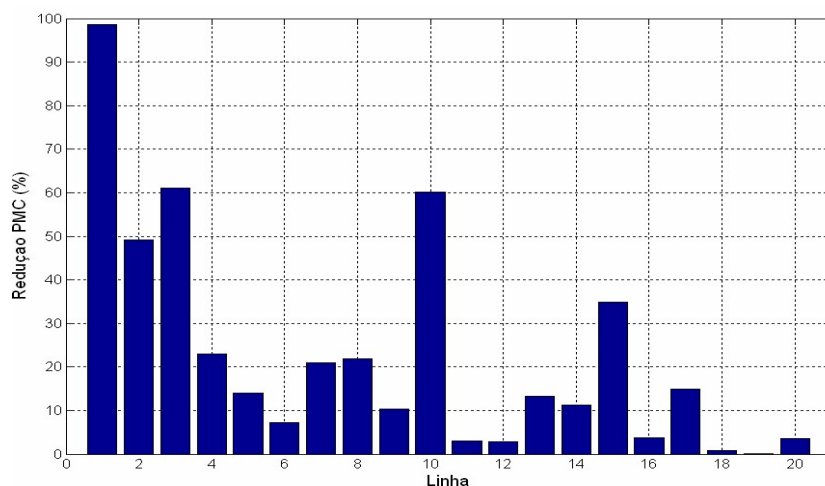


Figura 57- Reduções dos PMC provocadas por contingências de linha de 1ª ordem na rede de testes de 14 barramentos.

Como se pode ver na figura 58, todas as curvas FSQV e referentes às 19 contingências de linhas, estão abaixo da curva sem contingência o que provoca sempre uma redução do PMC (ver tabela 17). Todas as referidas curvas são distintas, isto é não existem curvas sobrepostas, ou seja, cada contingência de linha tem uma curva característica, sendo o andamento de cada curva dependente da linha com contingência.

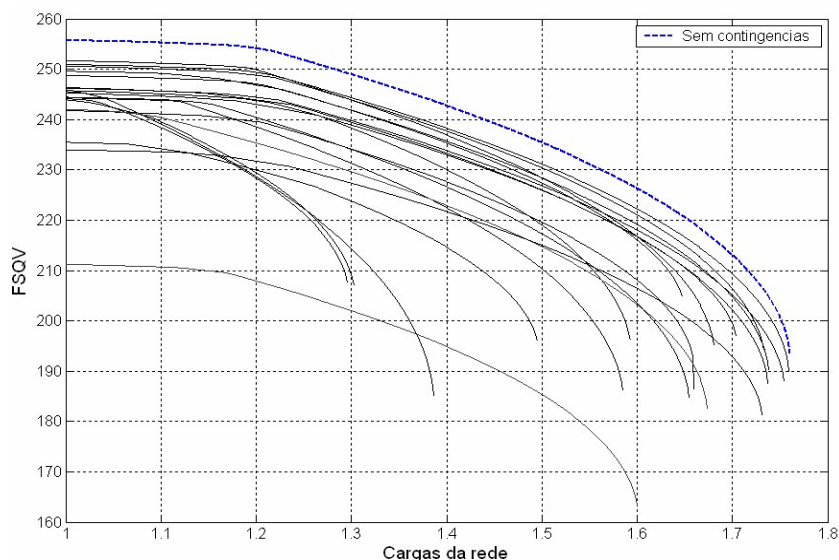


Figura 58- Curvas FSQV correspondentes à simulação sem contingência e às 19 contingências provocadas no ponto de carga base (rede de testes de 14 barramentos).

Na figura 59 apresentam-se as seis curvas FSQV correspondentes às contingências que provocam as seis maiores reduções do PMC, marcadas a cheio na tabela 17, não tendo em consideração a contingência da linha número 1. Na figura 60 apresentam-se as seis curvas

FSQV correspondentes às contingências que provocam as seis menores reduções do PMC, marcadas a sublinhado na tabela 18.

Como se pode ver na figura 59, as curvas FSQV correspondentes às contingências das linhas 3 e 10 são muito parecidas mas correspondem: a primeira à linha entre os barramentos 2 e 3; a segunda ao transformador entre os barramentos 5 e 6 (ver tabela A2 do anexo A com as características das linhas). Mesmo sendo a primeira uma linha e a segunda um transformador, a sua saída da rede afecta de uma forma muito semelhante a grandeza FSQV. Por outro lado, as linhas que provocaram as contingências mais penalizantes em termos de PMC, linha 1 mais as seis piores contingências, localizam-se todas no mesmo escalão de tensão. As primeiras 4 (linha 1 a 4) correspondem às mais importantes linhas do escalão de produção e as últimas 3 (8, 10 e 15) aos dois transformadores que interligam o andar de produção com o andar de distribuição (ver figura 56 - esquema unifilar da rede de 14 barramentos). Existe, assim, um factor que relaciona as contingências mais penalizantes e o escalão a que pertencem.

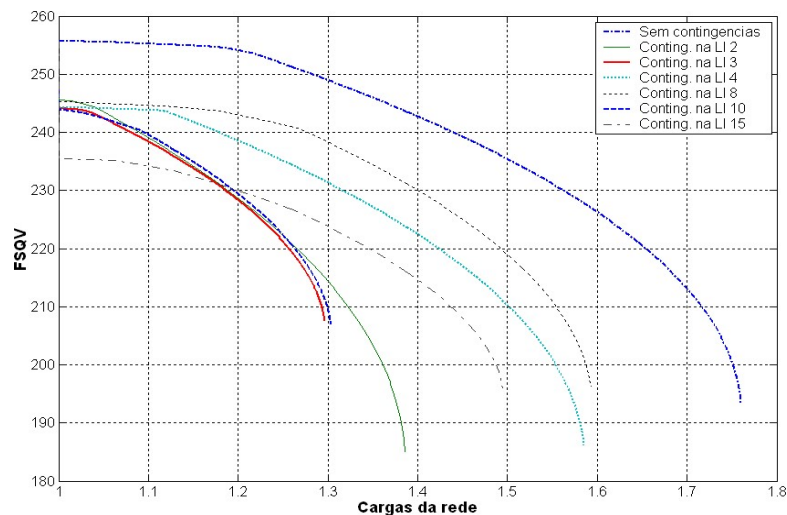


Figura 59- Curvas FSQV referentes às 6 piores Contingências de linhas/transformadores da rede de 14 barramentos

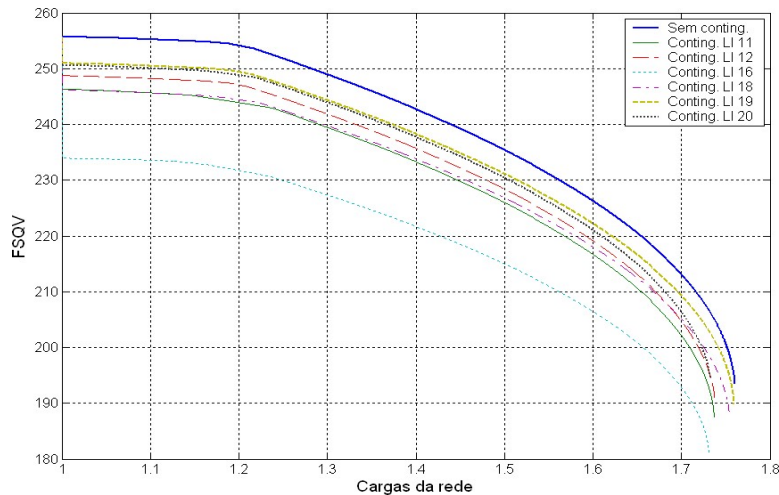


Figura 60- As curvas FSQV referente às 6 contingências de linhas/transformadores menos penalizantes da rede de 14 barramentos.

De igual forma, existe um factor que relaciona as contingências menos penalizantes em termos de PMC. Todas as contingências correspondem a linhas do escalão de distribuição, tendo as cargas dos barramentos a elas ligadas, várias possibilidades de alimentação, por estar adoptada a exploração em anel fechado, e por isso, caso saiam de serviço não provocam perda de carga (ver figura 47 - esquema unifilar da rede de 14 barramentos).

Provocadas num Ponto de Carga Arbitrário

Na primeira parte desta fase de simulações as contingências foram provocadas antes do primeiro FC o que correspondeu sempre ao ponto de carga base. Caso a contingência ocorra num ponto de carga diferente do ponto de carga base o que acontece?

Simulações com a rede de 14 barramentos

As contingências foram todas provocadas na linha 2, nos pontos de carga (PC) 1.1, 1.2, 1.3, 1.38, 1.385, 1.39 e 1.6 que correspondem aos incrementos de carga de 10, 20, 30, 38, 38,5, 39 e 60 %. As primeiras três contingências foram provocadas antes do PC 1,386 (PMC 38,6), que corresponde ao ponto de colapso da rede, com contingência na linha 2 provocada no PC 1 (ver tabela 18). A quarta contingência foi provocada no FC anterior ao PC 1,386, ou seja, no PC 1,385. A quinta contingência foi provocada logo após o colapso, PC 1,39, e a sexta foi provocada antes do colapso da rede sem contingência. Nas figuras 61 a 67 apresentam-se as curvas FSQV referentes às sete contingências provocadas na linha 2 da rede de 14 barramentos.

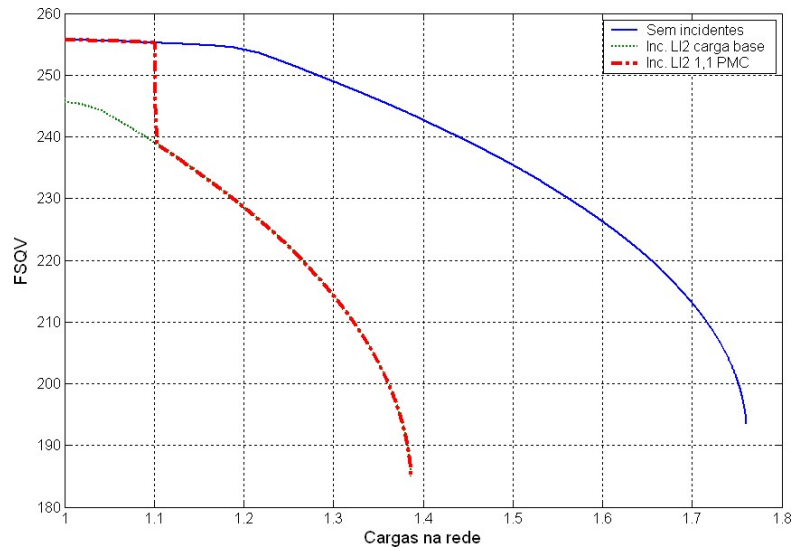


Figura 61- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.1 (rede de 14 barramentos).

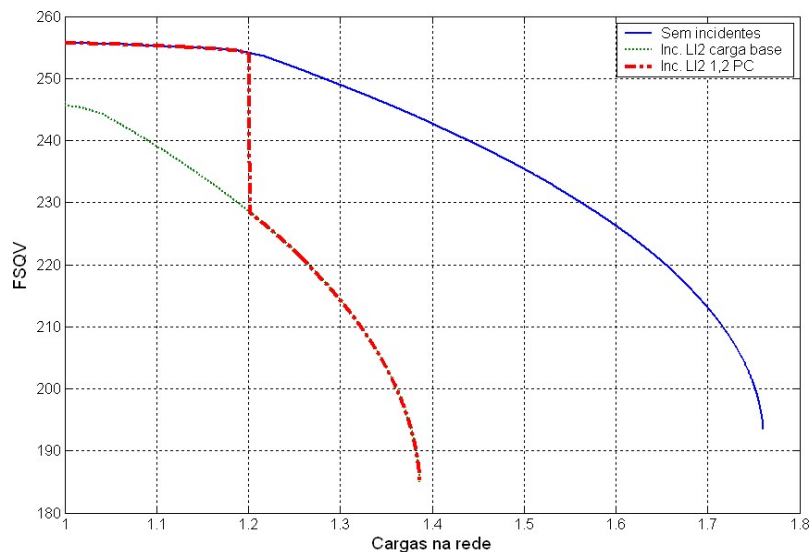


Figura 62- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.2 (rede de 14 barramentos).

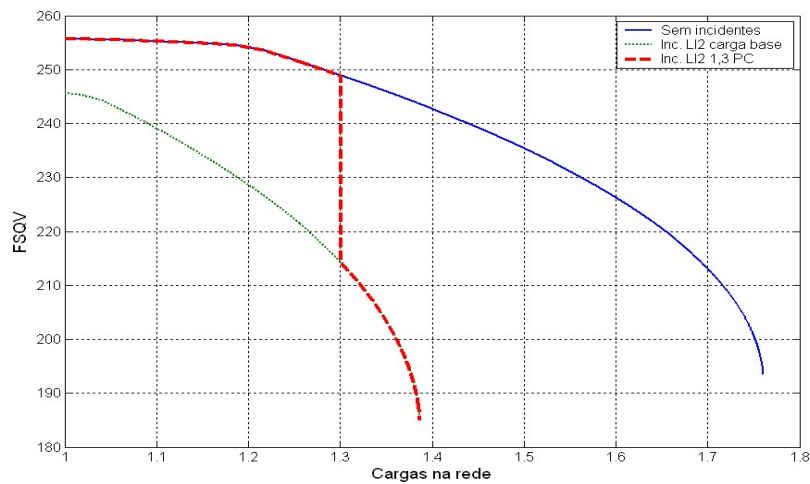


Figura 63- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.3 (rede de 14 barramentos).

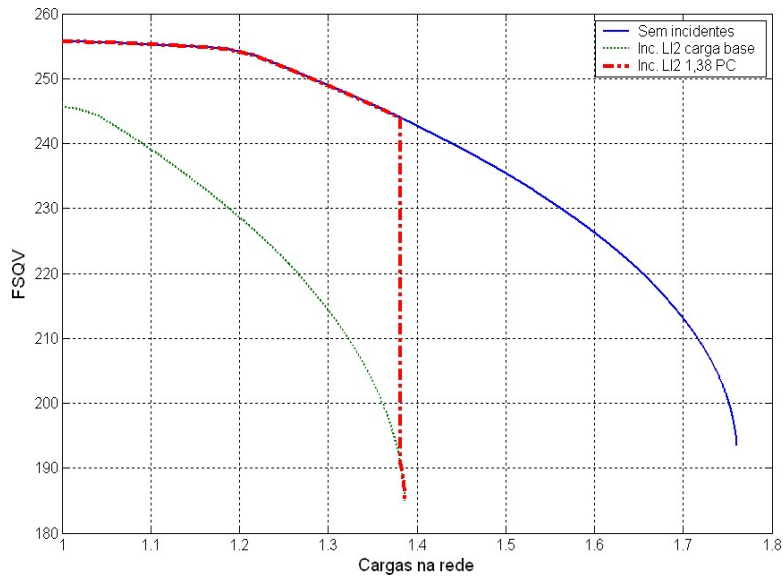


Figura 64- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.38 (rede de 14 barramentos).

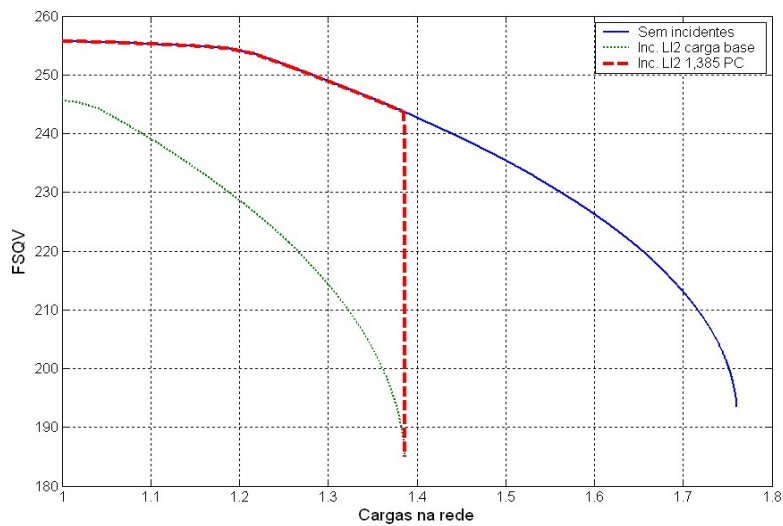


Figura 65- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.385 (rede de 14 barramentos).

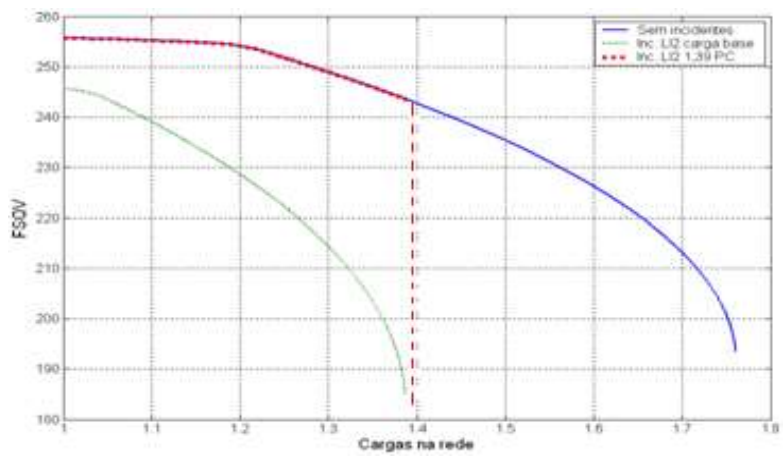


Figura 66- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.39 (rede de 14 barramentos).

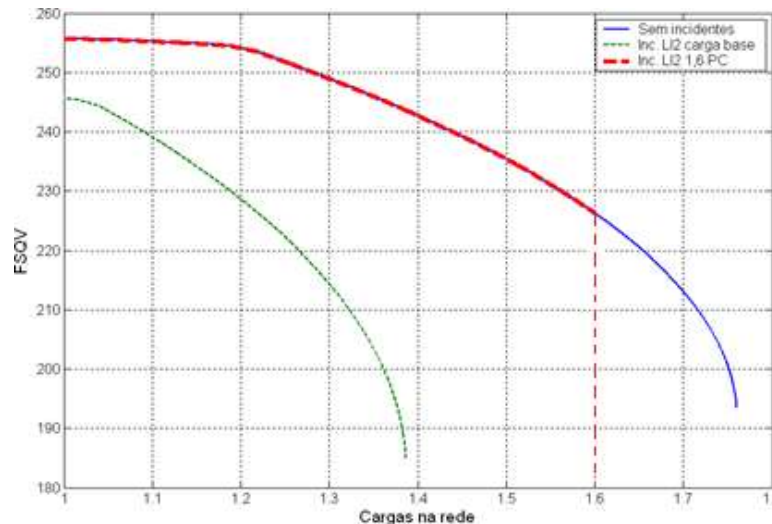


Figura 67- Curva FSQV sem contingência e com contingência na LI 2 provocada nos PC 1 e 1.6 (rede de simulação de 14 barramentos).

Analisando as figuras 61 a 67 constata-se que:

- Nas situações em que as contingências foram provocada antes do PC 1,386, que corresponde ao PMC com contingência na linha 2 provocada no PC 1, verifica-se que os valores FSQV:
 - Até ao PC onde foi provocada a contingência, os valores FSQV são iguais à curva sem contingência, e por essa razão, as duas curvas mantêm-se sobrepostas, já que ambas não têm contingências;
 - A partir do PC onde foi provocada a contingência, os valores FSQV passam a ser iguais aos valores da curva com contingência na linha 2 provocada no PC 1, mantendo-se as duas curvas sobrepostas até ao colapso, por terem ambas a mesma contingência;
- Quando a contingência foi provocada num PC superior ao ponto de colapso da linha 2, com contingência provocada no PC 1 (PC 1,386), no FC seguinte foi atingido o colapso da rede e consequentemente manteve-se sobreposta à curva sem contingência.

4.5.1.2 Estudo de Contingências de Linhas de 2º Nível

O estudo do impacto na estabilidade da tensão das contingências de 2º nível são importantes, já que em situações adversas podem ocorrer. No caso do apagão de 14 de agosto de 2003 nos E.U.A., esta situação ocorreu. As contingências de 2º nível correspondem ao aparecimento em simultâneo ou desfasadas no tempo de duas contingências de linhas/transformadores. Utilizando a mesma metodologia usada para o

estudo de contingências de linhas de primeiro nível realizaram-se simulações de contingências de segundo nível para avaliar o comportamento do novo método FSQV de análise de estabilidade da tensão.

Simulações com a rede de 14 barramentos do IEEE

Em primeiro lugar foram realizadas três simulações, todas no PC 1, contingências das linhas 3 e 8, e a terceira das mesmas linhas, mas em simultâneo. Num segundo conjunto de simulações foram aplicadas, as mesmas contingências, às linhas 2 e 4.

Nas figuras 68 e 69 apresentam-se as curvas FSQV referentes à rede sem incidentes, com um incidente em cada uma das linhas 2 e 4 ou 3 e 8, com dois incidentes em simultâneo nas linhas 2 e 4 ou linhas 3 e 8, todas provocadas no PC 1.

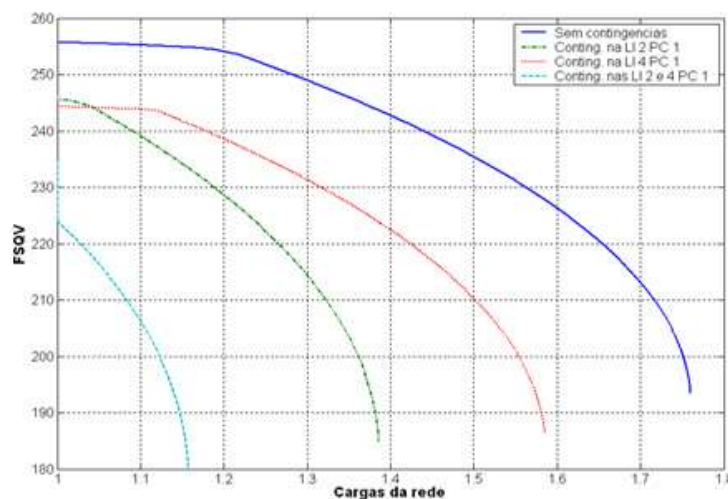


Figura 68- Curvas FSQV referentes à rede de 14 barramentos (sem contingências, conting. LI 2, conting. LI 4, e conting. L2 e 4 em simultâneo).

Na análise às figuras 68 e 69 constata-se que:

- Ambos os conjuntos de simulações originaram o mesmo tipo de comportamento das curvas FSQV, ou seja, as curvas FSQV correspondentes ao cenário de duas contingências provocadas em simultâneo e no PC 1, são independentes das duas curvas resultantes da contingência individual provocada no mesmo ponto de funcionamento;
- Não se consegue relacionar os impactos no PMC das contingências individuais com as simultâneas, como se pode ver na tabela 18:
 - No primeiro caso a soma das reduções individuais do PMC (72,24) é inferior à redução da contingência das duas linhas em simultâneo (79,34);
 - No segundo caso a soma das reduções individuais do PMC (83,03) é muito

superior à redução da contingência das duas linhas em simultâneo (63,95).

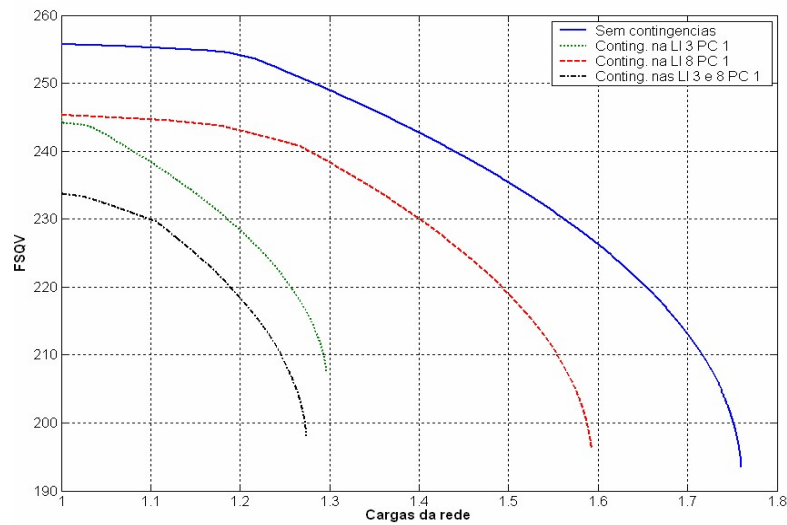


Figura 69- Curvas FSQV referentes à rede de 14 barramentos (sem contingências, conting. LI 3, conting. LI 8, e conting. LI 3 e 8 em simultâneo).

Tabela 18- Impacto no PMC das contingências de 2º nível para a rede de 14 barramentos.

Contingência		PMC	
Número linha	PC	(%) (1)	Redução (%)
sem	1	76,0	0
2	1	38,6	49.21
4	1	58,5	23.03
2 e 4	1	15,7	79.34
3	1	29,6	61.05
8	1	59,3	21.97
3 e 8	1	27,4	63.95

(1) - Crescimento de cargas em relação às cargas base da rede de simulação.

Uma hipótese provável para explicar as diferenças nas reduções do PMC, anteriormente analisadas, poderá estar nos limites de produção de energia reactiva produzida que possivelmente se alteram com as contingências.

Em segundo lugar foram realizadas 4 simulações, com a mesma rede de teste, criando:

- Na primeira simulação, a primeira contingência foi provocada na linha 2 no PC 1.1, e a segunda contingência foi provocada na linha 4 no PC 1.15, sendo ambas provocadas num PC inferior ao ponto de colapso da rede correspondente à existência das duas contingências em simultâneo e provocadas no PC 1;
- Na segunda simulação, a primeira contingência foi provocada na linha 2 no PC 1.1, e a segunda contingência na linha 4 no PC 1.2, sendo a primeira provocada num PC inferior ao ponto de colapso da rede correspondente à existência das duas contingências em simultâneo e provocadas no PC 1, e a segunda num ponto superior;

- Na terceira simulação, a primeira contingência foi provocada na linha 8 no PC 1.2 e a segunda contingência na linha 3 no PC 1.25, sendo ambas provocadas num PC inferior ao ponto de colapso da rede correspondente à existência das duas contingências em simultâneo e provocadas no PC 1;
- Na quarta simulação a primeira contingência foi provocada na linha 8 no PC 1.1 e a segunda contingência na linha 3 no PC 1.4, sendo a primeira provocada antes e a segunda depois do ponto de colapso da rede correspondente às duas contingências em simultâneo e provocadas no PC 1.

Nas figuras 70 a 73 são apresentadas as curvas FSQV referentes às quatro simulações definidas acima. Analisando essas figuras concluiu-se que o comportamento das curvas FSQV, com uma segunda contingência, é igual ao provocado com uma contingência num PC arbitrário, já analisado na secção anterior, ou seja, perante uma segunda contingência os valores FSQV passaram a ser iguais aos da curva FSQV obtida com as duas contingências provocadas em simultâneo e no PC 1. Quando a segunda contingência foi provocada após o PMC desta última curva FSQV referida, a rede entrou em colapso.

Os resultados obtidos confirmam mais uma vez a existência de um comportamento típico deste novo método de estudo de estabilidade da tensão.

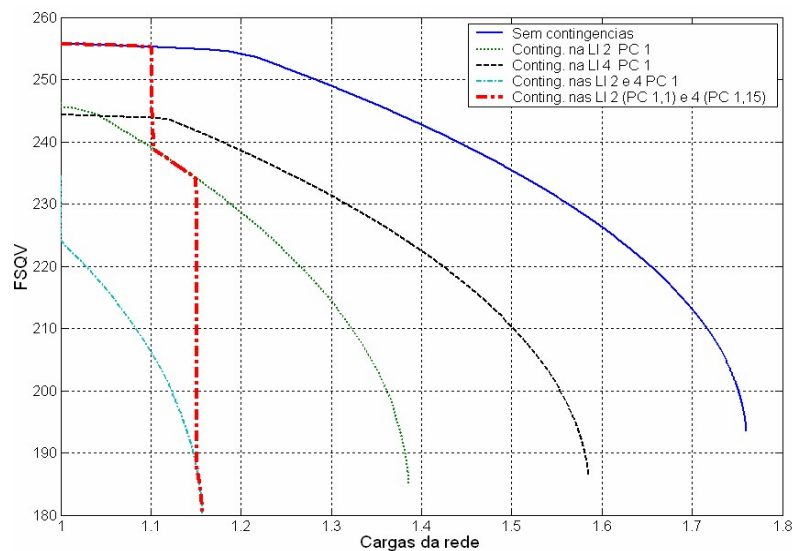


Figura 70- Curvas FSQV referentes às contingências provocadas na rede de 14 barramentos: sem conting.; contig. LI 2 (PC 1); contig. LI 4 (PC 1); contig. LI 2 (PC 1.1); e LI 4 (PC 1.15).

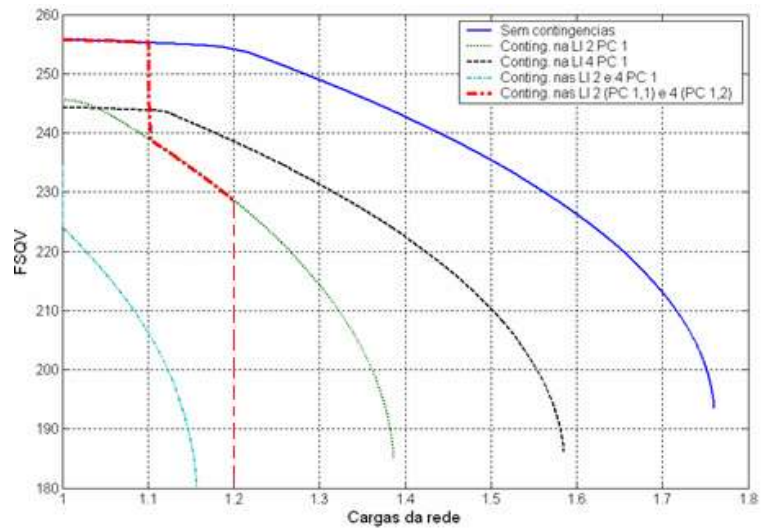


Figura 71- Curvas FSQV referentes às contingências provocadas na rede de 14 barramentos: sem conting.; conting. LI 2 (PC 1); conting. LI 4 (PC 1); conting. LI 2 (PC 1,1); e LI 4 (PC 1,2).

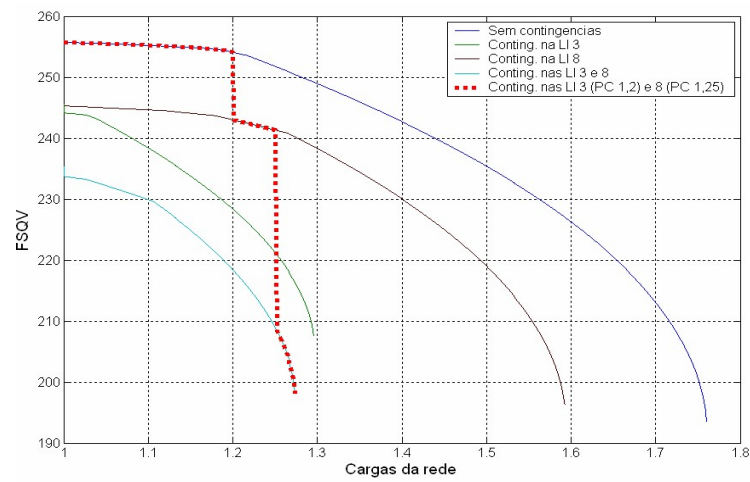


Figura 72- Curvas FSQV referente às contingências provocadas na rede de 14 barramentos: sem contingências; conting. LI 3 (PC 1); conting. LI 8 (PC 1); conting. LI 3 (PC 1,2); e LI 8 (PC 1,25).

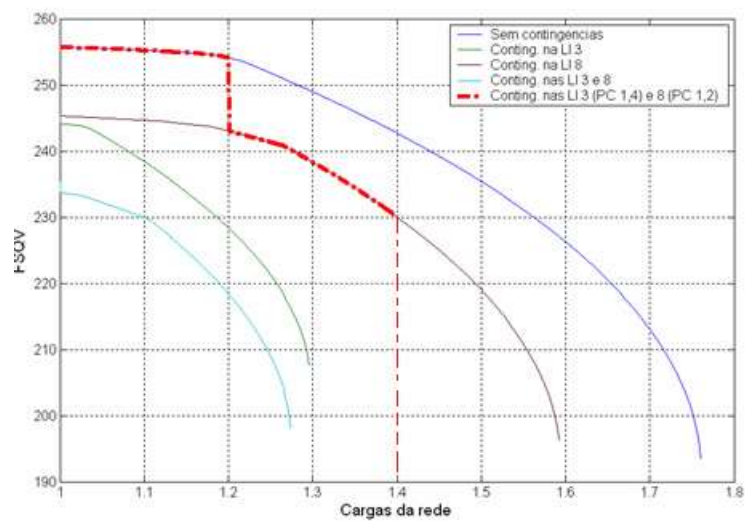


Figura 73- Curvas FSQV referente à rede de 14 barramentos: sem contingências; conting. LI 3 (PC 1); conting. LI 8; e conting. LI 8 (PC 1,2); e LI 3 (PC 1,4).

4.5.2 Estudo de Contingências de Geradores

As contingências de geradores são provocadas por eliminação dos dados referentes ao gerador onde se pretende provocar a contingência, na matriz das características dos barramentos (ver tabelas A1 e A3 do anexo A). Consequentemente, ao anular os dados de um gerador, o barramento que era do tipo PV, passa a só ter carga, o que significa, que passa a ter um comportamento de barramento PQ e a ser considerado como tal nos FC.

4.5.2.1 Estudo de Contingências de Geradores de 1º Nível Provocadas no Ponto de Carga 1

Utilizando a mesma metodologia usada nas contingências de linhas, nesta primeira parte desta fase de simulações, a contingência foi provocada no PC 1. O carregamento da rede, para levar a rede ao colapso, foi realizado um FC contínuo com incrementos de carga de 0,1%, entre FC, para manter uma uniformidade nas simulações.

Simulações com a rede de 14 barramentos

A primeira contingência foi provocada no gerador do barramento 2, simulando a saída de sincronismo do referido gerador, em consequência da actuação definitiva de protecções que, por exemplo, poderá ser devido a um sobreaquecimento da chumaceira de impulso.

Como se pode ver na figura 83, o aparecimento de uma contingência no gerador 2, no PC 1, provocou o aparecimento de uma nova curva FSQV. O andamento da nova curva FSQV, é muito parecida com a curva sem contingências. A grande diferença entre as duas curvas é o ponto de quebra. Na nova curva localiza-se no PC 1.1, tendo a curva FSQV sem contingências o mesmo ponto de quebra mas no PC 1.2. O ponto de quebra, da curva sem contingências, está relacionado com os limites de produção de energia reactiva, ou seja, até este ponto de quebra todos os limites de produção de energia reactiva já tinham sido atingidos (ver secção 3.3.1). Esta análise continua correcta, e aplicável à nova curva, já que todos os restantes três geradores atingiram o seu limite de produção de energia reactiva antes do PC 1.1, como se pode ver na tabela 19.

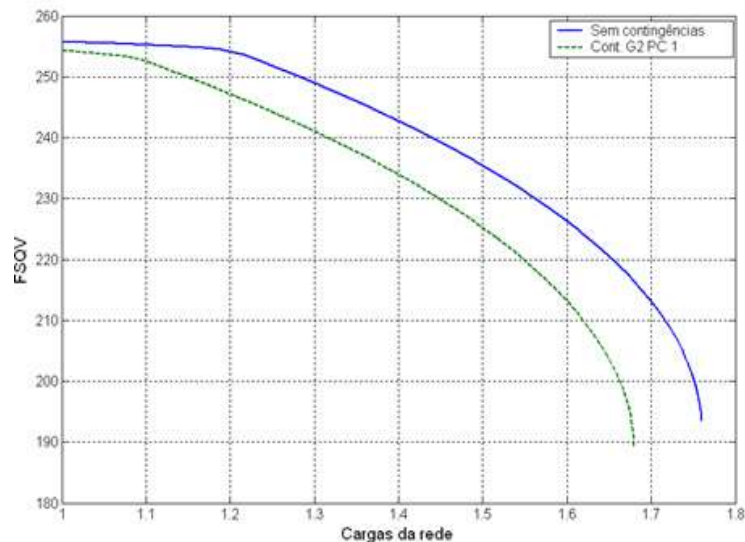


Figura 74- Curvas FSQV referentes à rede de 14 barramentos (sem contingências ou com contingência no gerador 2 provocada no PC 1).

Tabela 19- Limites de produção de energia reactiva dos geradores da rede de 14 barramentos para a contingência do gerador do barramento 2.

Barramento		Limites de produção de Energia Reactiva		
Número	Tipo	Limite Produção (pu) (1)	Ponto carga onde ocorre	
			FC (N.º de ordem) (2)	FC (N.º de ordem) (3)
2	PV	0,5	67 (PC 1.067)	-
3	PV	0,4	165 (PC 1.165)	3 (PC 1.003)
6	PV	0,24	191 (PC 1.191)	79 (PC 1.079)
8	PV	0,24	219 (PC 1.219)	98 (PC 1.098)

(1) - Potência de base de 100 MVA (2) – Sem contingências (3) – Com contingência do gerador 2

Outra diferença entre as duas curvas, e que é nítida na figura 83, é a maior inclinação do primeiro troço da curva, entre o PC 1 e o ponto de quebra. Sendo o aumento de cargas igual, com ou sem contingência, naturalmente se há uma redução de produção de reactiva em cerca de um terço, devido à contingência do gerador do barramento 2, a inclinação aumenta devido a uma menor capacidade de produção de energia reactiva. Esta redução de produção de energia reactiva acentua-se no FC nº 3 quando o limite de produção de reactiva é atingido no gerador do barramento 3. O ponto de colapso da rede, com o incidente do gerador do barramento 2, é alcançado com um crescimento de cargas de 68,1 %, o que corresponde a uma redução do PMC de 4,55 % em relação ao PMC da rede sem incidentes.

Com o objectivo de realizar um estudo sobre o impacto das contingências no PMC de todos os produtores de energia reactiva foram realizadas simulações de contingências em todos os geradores ou shunt capacitivos. Apresentam-se na tabela 20 os resultados das cinco simulações.

Tabela 20- Redução do PMC devido a contingência de gerador ou *shunt* capacitivo da rede de 14 barramentos.

Barramento do gerador/ <i>shunt</i> cap. com contingência		Limite de Produção (pu) (1)	PMC	
Número	Tipo		(%) (2)	Redução (%)
-	-	-	76,0	0
2	PV	0,50	68,0	4,55
3	PV	0,40	66,5	5,40
6	PV	0,24	65,5	5,97
8	PV	0,24	67,4	4,89
9	PQ (3)	0,19	72,3	2,10

(1) - Potência de base de 100 MVA
(2) – Crescimento de cargas em relação às cargas base da rede de simulação
(3) – Barramento PQ com um *shunt* capacitivo de 0,19 pu

Como se pode ver na tabela 20, as reduções dos PMC devido às contingências de gerador são praticamente todas iguais, mas as potências de dois geradores, 6 e 8, são praticamente metade das potências dos outros dois geradores (ver tabela 19). A contingência do *shunt* capacitivo provoca um menor impacto, sensivelmente metade das quatro reduções do PMC anteriores, mas por outro lado, também tem praticamente metade da capacidade de produção de energia reactiva. As curvas FSQV originadas pelas 5 contingências de geradores/*shunt* capacitivo da rede de 14 barramentos (ver figura 75), têm andamentos muito parecidos, confirmando a tese de que neste tipo de contingências são decisivos os PC onde os limites de produção de energia reactiva são atingidos. Uma análise aos pontos onde ocorrem todos os limites de produção de energia reactiva, e apresentados na tabela 21, confirmam a tese referida acima.

Tabela 21- Limites de produção de energia reactiva dos geradores da rede de 14 barramentos para as contingências dos geradores/*shunt* capacitivo.

Barramento		Limites de produção de energia reactiva		
Número	Tipo	Limite de Produção (pu) (1)	PC onde ocorre	
			FC (N.º de ordem) (2)	FC (N.º de ordem)
1 – Contingência no gerador do barramento 2				
2	PV	0,5	67 (PC 1.067)	-
3	PV	0,4	165 (PC 1.165)	3 (PC 1.003)
6	PV	0,24	191(PC 1.191)	79 (PC 1.079)
8	PV	0,24	219 (PC 1.219)	98 (PC 1.098)
2 – Contingência no gerador do barramento 3				
2	PV	0,5	67 (PC 1.067)	3 (PC 1.003)
3	PV	0,4	165 (PC 1.165)	-
6	PV	0,24	191(PC 1.191)	82 (PC 1.082)
8	PV	0,24	219 (PC 1.219)	95 (PC 1.095)
3 – Contingência no gerador do barramento 6				
2	PV	0,5	67 (PC 1.067)	8 (PC 1.008)
3	PV	0,4	165 (PC 1.165)	100 (PC 1.100)
6	PV	0,24	191(PC 1.191)	-
8	PV	0,24	219 (PC 1.219)	67 (PC 1.067)

4 – Contingência no gerador do barramento 8				
2	PV	0,5	67 (PC 1.067)	12 (PC 1.012)
3	PV	0,4	165 (PC 1.165)	99 (PC 1.099)
6	PV	0,24	191(PC 1.191)	55 (PC 1.055)
8	PV	0,24	219 (PC 1.219)	-
5 – Contingência no <i>shunt</i> capacitivo				
2	PV	0,5	67 (PC 1.067)	31 (PC 1.031)
3	PV	0,4	165 (PC 1.165)	109 (PC 1.109)
6	PV	0,24	191(PC 1.191)	39 (PC 1.039)
8	PV	0,24	219 (PC 1.219)	3 (PC 1.003)
(1) - Potência de base de 100 MVA (2) – sem contingências				

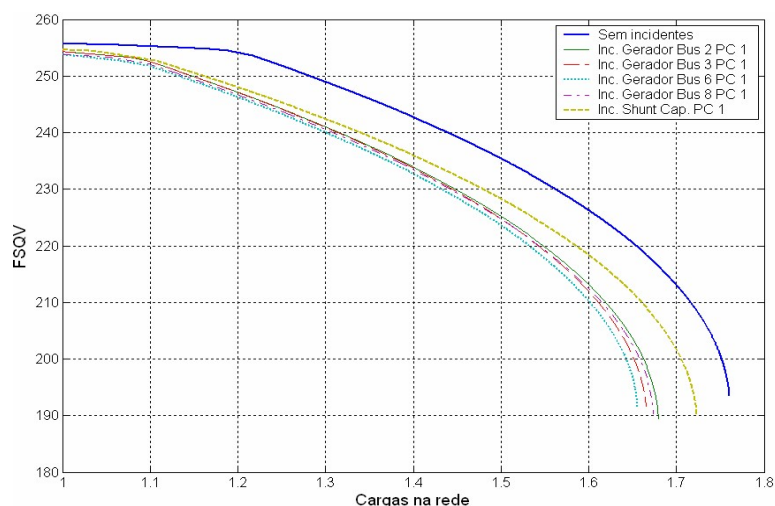


Figura 75- Curvas FSQV referentes às contingências de gerador/*shunt* capacitivo da rede de 14 barramentos e provocadas no PC 1.

Provocadas no PC Arbitrário

Simulações com a rede de 14 barramentos

As contingências foram provocadas no gerador do barramento 2, nos PC 1.1, 1.68 e 1.7, respectivamente na fase inicial, antes e após o colapso da rede com contingência no PC 1 que ocorre no PC 1.681.

Nas figuras 76 a 78 apresentam-se as curvas FSQV referentes às três contingências do gerador do barramento 2, nos PC já referidos, da rede de simulação de 14 barramentos. Na análise efectuada a essas figuras, mais uma vez se reconhece o comportamento padrão do método FSQV. Mantêm-se assim coerente com o comportamento anteriormente encontrado e analisado na secção 4.5.1.2, referente às contingências de linha provocadas em situações semelhantes.

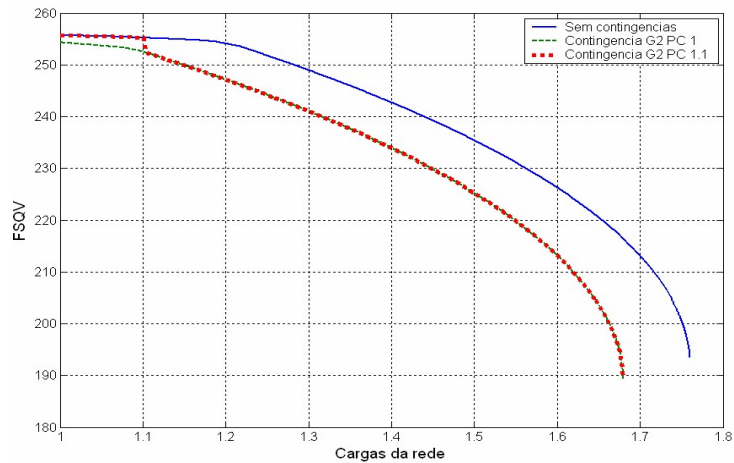


Figura 76- Curva FSQV sem contingência e com contingência no gerador 2 provocada nos PC 1 e 1.1 (rede de 14 barramentos).

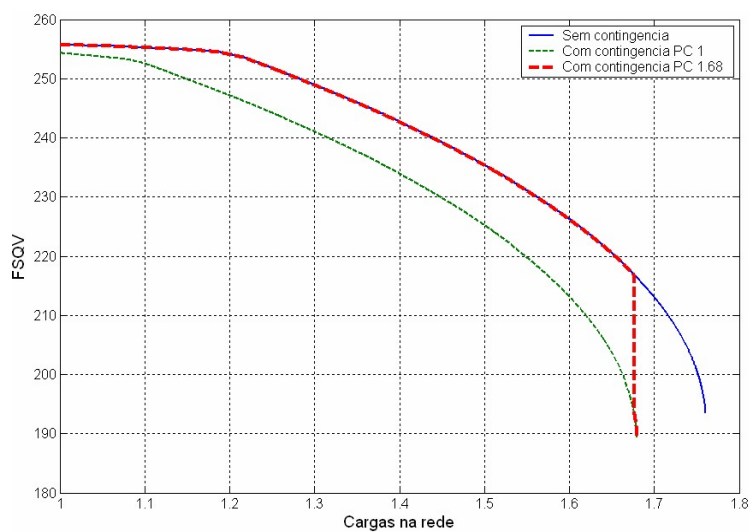


Figura 77- Curva FSQV sem contingência e com contingência no gerador 2 provocada nos PC 1 e 1.68 (rede de 14 barramentos).

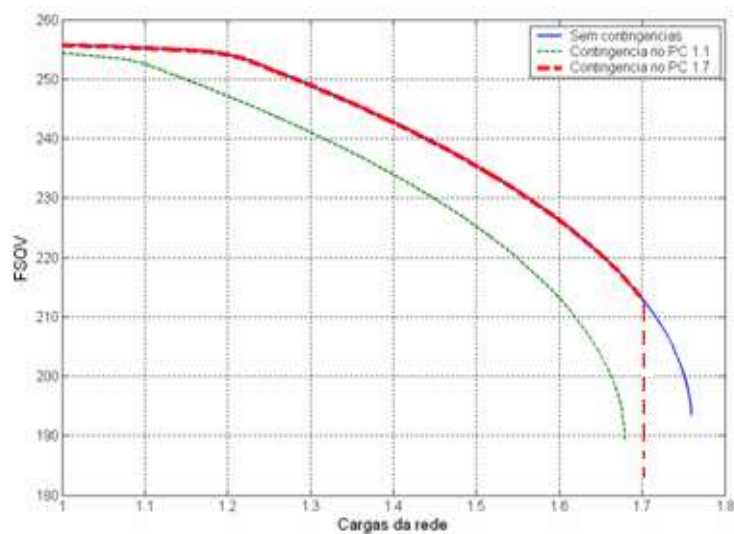


Figura 78- Curva FSQV sem contingência e com contingência no gerador 2 provocada nos PC 1 e 1.7 (rede de 14 barramentos).

4.5.2.2 Estudo de Contingências de Geradores de 2º Nível

O estudo do impacto na estabilidade da tensão de contingências de geradores de 2º nível é muito importante. Quando ocorre uma contingência num gerador, obrigando à sua saída de sincronismo, e a sua resolução se prolonga no tempo, a probabilidade de ocorrer uma segunda contingência aumenta. Estas situações extremas têm uma probabilidade muito baixa, mas que podem ocorrer, devido à conjugação de factores muito adversos. O blackout estudado no capítulo 3, é um exemplo dessas situações extremas que ocorrem com uma frequência muito baixa, mas quando ocorrem podem provocar o colapso total ou parcial dos SEE. Para as evitar é necessário a existência de ferramentas informáticas que simulem contingências de múltiplo nível e permitiam fornecer medidas correctivas.

Após a ocorrência de uma contingência que provoca perda de produção de energia reactiva é necessário simular as contingências possíveis de 2º nível, para encontrar a contingência mais penalizante que pode ocorrer. As contingências de 2º nível correspondem ao aparecimento em simultâneo ou desfasadas no tempo de duas contingências de geradores.

Simulações com a rede de 14 barramentos

Utilizando a mesma metodologia usada para as contingências de 2º nível em linhas, ver item 4.5.1.2, foram simuladas contingências nos geradores 2 e 3. O algoritmo das contingências de 2º nível de linhas foi adaptado para as contingências de geradores. Na figura 88 apresentam-se as curvas FSQV referentes: à rede sem incidentes; com uma contingência em cada um dos geradores 2 e 3 provocados no PC 1; com dois incidentes provocados em simultâneo nos dois geradores no PC1; e por último no PC 1.3 e PC 1.5 respectivamente para os geradores 2 e 3.

Como se pode ver na figura 79, a simulação de duas contingências de geradores, em simultâneo e no PC 1, provocou o aparecimento de uma nova curva FSQV. Este comportamento do método FSQV é igual ao já verificado com a simulação de contingências de duas linhas em iguais circunstâncias, (ver item 4.5.1.2).

As contingências do gerador 2 no PC 1.3 e do gerador 3 no PC 1.5 provocam um comportamento semelhante das curvas FSQV, para o mesmo tipo de contingência, verificado com duas linhas e já analisado exhaustivamente no item 4.5.1.2.

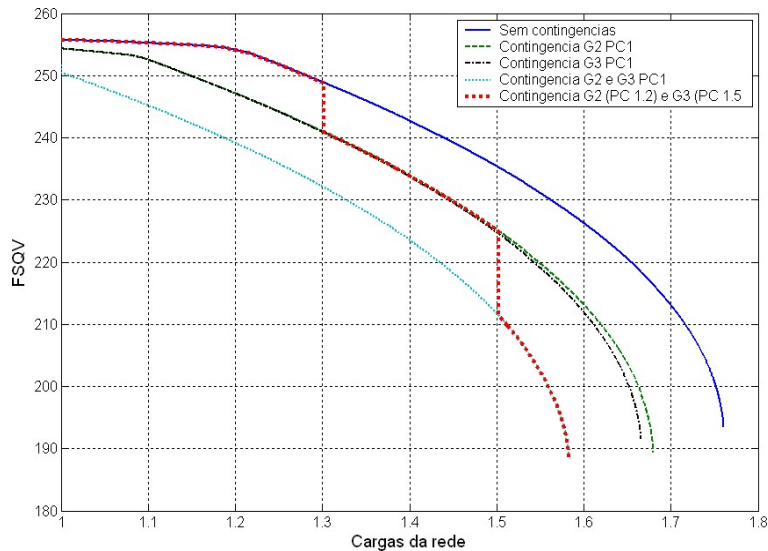


Figura 79- Curvas FSQV referente às contingências provocadas na rede de 14 barramentos: sem conting., contig. G2 PC 1, contig. G3 PC1, contig. em simultâneo G2 e G3 PC1 e contig. G2 (PC 1.2) e G3 (PC1.5).

A redução do PMC, devido às contingências dos geradores 2 e 3 da rede de simulações de 14 barramentos, é apresentada na tabela 22. Nesta caso concreto, a soma das reduções individuais (9,95 %) é praticamente igual ao valor da redução da PMC provocada pelas contingências dos dois geradores (10,06). Estas duas contingências são as mais penalizantes, dado que envolvem os geradores com maior capacidade de produção de energia reativa.

Tabela 22- Redução do PMC devido à contingência de dois geradores da rede de 14 barramentos.

Barramento do gerador com contingência		Limite de Produção (pu) (1)	PMC	
Número	Tipo		(%) (2)	Redução (%)
-	-	-	76,0	0
2	PV	0,50	68,0	4,55
3	PV	0,40	66,5	5,40
2 e 3	PV	0,90	58,3	10,06

(1) - Potência de base de 100 MVA
(2) – Crescimento de cargas em relação às cargas base da rede de simulação

4.6 O Novo Índice de Distância ao Colapso NIVCP

Os índices de distância ao ponto de colapso da tensão são uma importante ferramenta de monitorização dos sistemas elétricos, permitindo acompanhar a evolução da estabilidade da tensão dos mesmos sistemas. Estes índices, também são muito importantes para a realização de estudos de estabilidade da tensão com contingências. Neste caso concreto, é importante encontrar a pior contingência em termos de estabilidade da tensão, de vários níveis, pois como vimos, em casos extremos poderão acontecer contingências em avalanche.

Com base nos estudos de estabilidade da tensão é possível definir as acções correctivas necessárias, para cada caso, e preparar as equipas técnicas para a sua implementação, caso ocorram. Nos estudos de planeamento, os estudos com base nos índices de distância ao colapso são igualmente muito importantes. Estes estudos têm como objectivo o planeamento atempado do reforço dos meios de produção de energia reativa, pois como vimos no capítulo 2, são muito importantes para fazer face a situações de estabilidade da tensão. Permite de uma forma contínua, o controlo da tensão nos sistemas eléctricos, mantendo as tensões dentro dos intervalos regulamentares.

As simulações realizadas com a rede de 57 barramentos, com os cenários B1 a B11, permitiram detectar que o último valor FSQV, antes do colapso, tinha um erro zero. Mesmo aumentando 200 % as cargas dos barramentos com cargas mais pesadas ou dos seis barramentos que entram primeiro em colapso, e por isso críticos em termos de tensões, o erro do referido FSQV era zero. Com base nesta constatação foi possível definir um novo método de detecção do ponto de colapso para a rede de 57 barramentos.

A detecção do ponto do colapso de tensão permite calcular a distância, do ponto de funcionamento actual do sistema eléctrico ao mesmo ponto de colapso, medida em capacidade de aumento de carga. Nas simulações realizadas, a capacidade de aumento de carga foi definida para a carga ativa e reativa, mantendo-se a relação entre as duas cargas constante e igual à relação das cargas base.

Foi definido um novo índice de distância ao ponto de colapso de tensão, que foi chamado pelo acrónimo NIVCP (*New Index to Voltage Collapse Point*). O valor inicial, deste novo índice de distância ao colapso, corresponde à situação base da rede e o valor final corresponde ao PMC, calculado como já vimos anteriormente para o ponto de colapso. O novo índice é portanto uma percentagem do PMC baseando-se nas curvas FSQV. A figura 80 apresenta a curva do índice NIVCP para a rede de 57 barramentos.

Nessa figura, o valor 100 % do índice NIVCP corresponde a um aumento de cargas de 40,7 % das cargas base. Com o valor do FSQV, referente ao ponto de funcionamento actual da rede de 57 barramentos, é possível calcular facilmente a distância a que encontra do ponto do colapso.

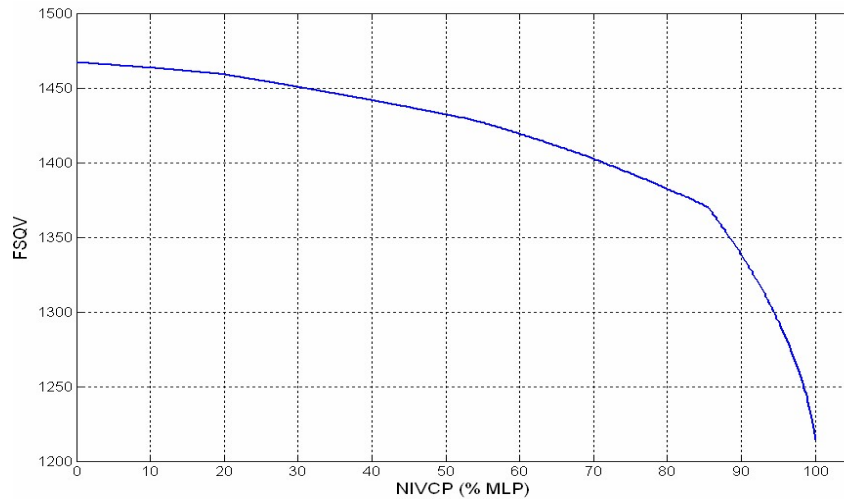


Figura 80- Índice NIVCP para a rede de 57 barramentos

O índice de distância ao colapso NIVCP ao ser definido como uma percentagem do PMC torna possível a utilização dos estudos efectuados de redução do PMC, apresentados anteriormente. Na figura 81 apresenta-se as reduções no índice NIVCP provocadas por contingências de linha de 1º nível em rede de 57 barramentos. As tabelas C13 e C14 e 17, com os resultados considerados mais importantes, da redução do PMC devido a contingência de linha de 1º nível na rede de 57 barramentos, são também iguais para a análise da redução do índice NIVCP, com as referidas contingências. De igual forma todas as tabelas de reduções do PMC devido a contingências de linhas, transformadores, geradores e shunt capacitivos, de 1º nível ou superior, é possível serem convertidos, pelas razões apontadas anteriormente.

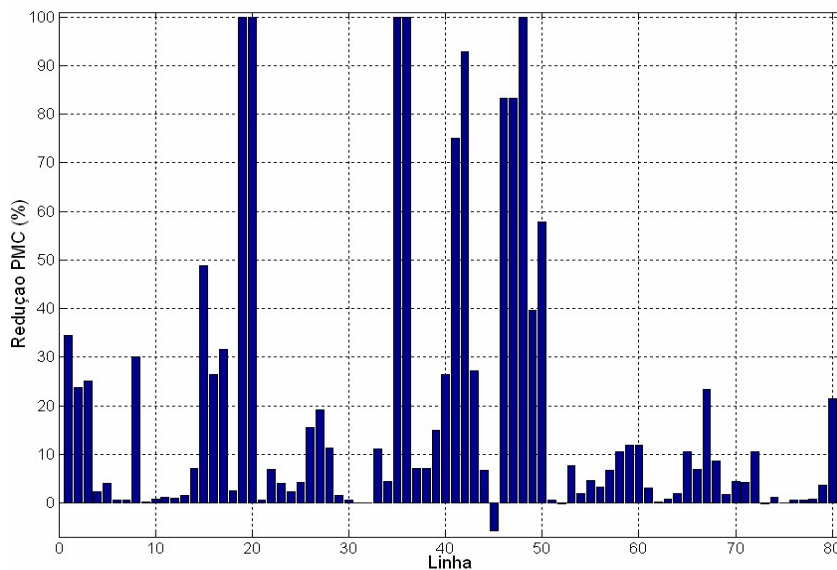


Figura 81- Redução do índice NIVCP provocada por contingências de linha de 1º nível da rede de 57 barramentos.

Tabela 23- Resultados mais importantes da simulação de contingências de linha para a rede de 57 barramentos.

Linha/Transformador (com contingência)			Número FC (1)	FSQV		PMC	
Número	Barramento Início	Barramento Fim		Inicial	Final	(%) (2)	Redução (%)
19	4	18	0	0	0	0	100,00
20	4	18	0	0	0	0	100,00
35	24	25	0	0	0	0	100,00
36	24	25	0	0	0	0	100,00
48	35	36	0	0	0	0	100,00
42	25	30	30	1446,9	1439,3	2,9	92,86
46	34	32	69	1453,6	1438,7	6,8	83,25
47	34	35	69	1437,4	1421,9	6,8	83,25
41	7	29	102	1388,4	1316,9	10,1	75,12
50	37	38	172	1410,7	1338,2	17,1	57,88
15	1	15	209	1434,7	1202,4	20,8	48,77
62	48	49	406	1454,3	1206,4	40,5	<u>0,25</u>
31	21	20	407	1465,1	1210,5	40,6	<u>0,00</u>
32	21	22	407	1455,1	1202,8	40,6	<u>0,00</u>
75	56	42	407	1462,9	1202,1	40,6	<u>0,00</u>
52	36	40	408	1439,3	1179,1	40,7	<u>-0,25</u>
73	40	56	408	1467,6	1199,5	40,7	<u>-0,25</u>
45	32	33	430	1446,1	1168	42,9	<u>-5,67</u>

(1) – Até ao colapso
(2) – Crescimento de cargas em relação às cargas base da rede de simulação

4.7 Simulações em Power World em Redes de 5 e 7 Barramentos

4.7.1 Rede com 5 Barramentos

- *Situação 1 sem sobrecarga, com pequena contingência das tensões nos barramentos 4 e 5:*

Tabela 24- Sem sobrecarga, com pequena contingência das tensões nos barramentos 4 e 5.

Generator Records 1														
Number	Name	ID	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Cost Model	Part. Factor
1	1	1	Closed	72,14	98,06	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	-9900,00	9900,00	Cubic	10,00
2	2	1	Closed	100,00	21,96	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	-9900,00	9900,00	Cubic	10,00
3	3	1	Closed	150,00	132,97	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	-9900,00	9900,00	Cubic	10,00
Bus Records 1														
Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Act B Shunt Mvar	# Neighbors	
1	1	1	1,0000	138,000	0	30,00	25,00	72,14	98,05	0,00	0,00	0,00	3	
2	2	1	1,0000	138,000	1,65	40,00	40,00	100,00	21,26	0,00	0,00	0,00	2	
3	3	1	1,0000	138,000	0,48	80,00	60,00	150,00	132,96	0,00	0,00	0,00	3	

4	4	1	0,9666	133,39	-1,16	100,00	80,00			0,00	0,00	0,00	2	
5	5	1	0,9862	136,100	-0,43	70,00	50,00			0,00	0,00	0,00	2	
Line Records 1														
From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	
1	1	2	2	1	Closed	No	-27,7	0,7	27,7	100,00	29,7	0,16	-9,6	
1	1	4	4	1	Closed	No	44,4	44,2	62,6	100,00	62,6	0,63	2,35	
1	1	5	5	1	Closed	No	25,4	28,1	37,9	100,00	37,9	0,14	0,58	
2	2	3	3	1	Closed	No	32,2	-7,7	33,1	100,00	33,1	0,16	0,66	
4	4	3	3	1	Closed	No	-56,3	-38,2	68,00	100,00	70,3	0,79	2,97	
5	5	3	3	1	Closed	No	-44,7	-22,5	50,00	100,00	50,7	0,26	1,03	

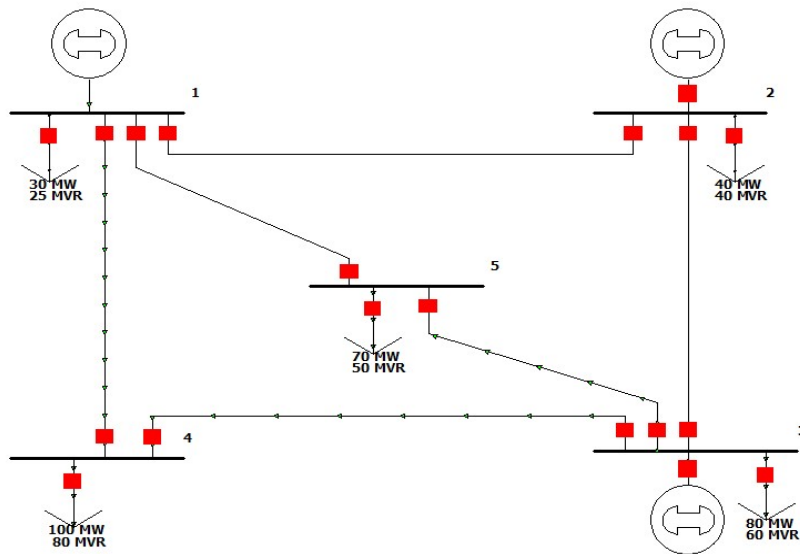


Figura 82- Esquema unifilar da rede de 5 barramentos na situação 1.

- **Situação 2 sem sobrecarga com pequena contingência das tensões nos barramentos 2, 4 e 5 (Gerador 2 Off):**

Tabela 25- Sem sobrecarga, com pequena contingência das tensões nos barramentos 2,4 e 5.

Generator Records 2														
Number	Name	ID	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Cost Model	Part. Factor
1	1	1	Closed	172,19	93,03	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	-9900,00	9900,00	Cubic	10,00
2	2	1	open	0,00	0	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	-9900,00	9900,00	Cubic	10,00
3	3	1	Closed	150,00	132,97	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	-9900,00	9900,00	Cubic	10,00
Bus Records 2														
Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Act B Shunt Mvar	# Neighbors	
1	1	1	1,0000	138,00	0,00	30,00	25,00	172,19	93,03	0,00	0,00	0,00	3	
2	2	1	0,9832	135,68	-1,29	40,00	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2	
3	3	1	1,0000	138,00	-0,95	80,00	60,00	150,00	160,31	0,00	0,00	0,00	3	
4	4	1	0,9666	133,39	-1,87	100,00	80,00			0,00	0,00	0,00	2	

5	5	1	0,9862	136,10	-1,14	70,00	50,00			0,00	0,00	0,00	2	
Line Records 2														
From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	
1	1	2	2	1	Closed	No	24,5	6,9	25,5	100,00	29,4	0,15	-9,48	
1	1	4	4	1	Closed	No	63,2	39,7	74,7	100,00	74,7	0,89	3,35	
1	1	5	5	1	Closed	No	54,5	21,4	58,5	100,00	58,5	0,34	1,37	
2	2	3	3	1	Closed	No	-15,6	-23,6	28,3	100,00	28,8	0,12	0,50	
4	4	3	3	1	Closed	No	-37,7	-43,6	57,60	100,00	59,6	0,57	2,13	
5	5	3	3	1	Closed	No	-15,9	-30,0	34,00	100,00	34,4	0,12	0,4703	

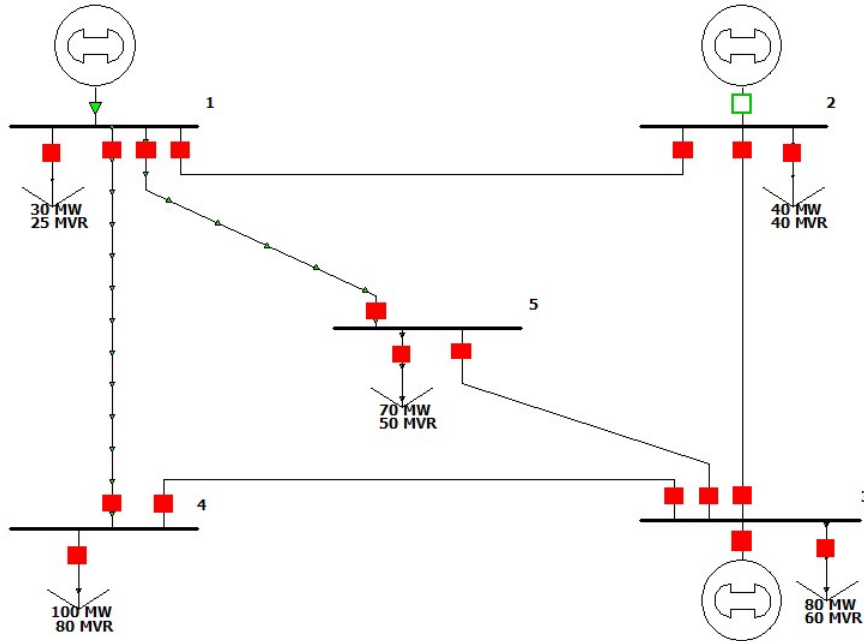


Figura 83- Esquema unifilar da rede de 5 barramentos na situação 2.

- *Situação 3 com sobrecarga e contingências nos barramentos 2, 3, 4 e 5, contingências de cargas nas linhas 1-2, 1-4, 1-5 e 5-3 (Gerador 2 e 3 Off):*

Tabela 26- Com sobrecarga e contingências nos barramentos 2, 3, 4 e 5, contingências de cargas nas linhas 1-2, 1-4, 1-5 e 5-3.

Generator Records 3														
Number	Name	ID	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Cost Model	Part. Factor
1	1	1	Closed	1042,37	366,64	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	-9900,00	9900,00	Cubic	10,00
2	2	1	open	0,00	0	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	-9900,00	9900,00	Cubic	10,00
3	3	1	open	0,00	0	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	-9900,00	9900,00	Cubic	10,00
Bus Records 3														
Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Act B Shunt Mvar	# Neighbors	
1	1	1	1,0000	138,000	0,00	200,0	40,00	1042,37	366,64	0,00	0,00	0,00	3	
2	2	1	0,888915	122,703	-12,21	200,0	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2	
3	3	1	0,887570	122,484	-11,99	200,0	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3	
4	4	1	0,90563	124,976	-9,47	200,0	40,00			0,00	0,00	0,00	2	

5	5	1	0,91812	126,701	-8,16	200,0	40,00			0,00	0,00	0,00	2	
Line Records 3														
From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	
1	1	2	2	1	Closed	No	205,9	84,6	222,6	100,00	222,6	10,09	41,16	
1	1	4	4	1	Closed	No	276,1	104,2	295,1	100,00	295,1	13,93	52,24	
1	1	5	5	1	Closed	No	360,4	137,9	385,8	100,00	385,8	14,89	59,55	
2	2	3	3	1	Closed	No	-4,1	3,4	5,4	100,00	5,4	0,01	0,02	
4	4	3	3	1	Closed	No	62,1	12,0	63,3	100,00	63,3	0,78	2,93	
5	5	3	3	1	Closed	No	145,5	38,3	150,4	100,00	150,4	2,69	10,74	

Tabela 27- Análise da Energia acima de Tg $\varphi = 0,4$ ou abaixo de Cos $\varphi = 0,92848$

From Name	To Number	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Tg φ	Cos φ	Sen φ	Ângulo
1	2	2	205,9	84,6	222,6	2,43381	0,38005	0,92497	67,66330
1	4	4	276,1	104,2	295,1	2,64971	0,35309	0,93559	69,3235
1	5	5	360,4	137,9	385,8	2,61349	0,35736	0,93397	69,06164
2	3	3	-4,1	3,4	5,4	-1,20588	0,63834	0,76976	-50,33210
4	3	3	62,1	12,0	63,3	5,17500	0,18973	0,98184	79,06315
5	3	3	145,50	38,3	150,4	3,79896	0,25456	0,96706	75,25257
			Tg $\varphi =$	P/Q		0,20	0,19612	0,98058	11,30993
						0,30	0,95783	0,28735	16,69924
						0,40	0,92848	0,18860	21,80141
É cobrado pela EDP a Energia acima de Tg $\varphi = 0,4$ ou abaixo de Cos $\varphi = 0,92848$						0,41	0,92525	0,37935	22,29362
						0,45	0,91192	0,41036	24,22775
						0,50	0,89443	0,44721	26,56505
						0,60	0,85749	0,51450	30,96376
						0,70	0,81923	0,57346	34,99202
						0,80	0,78087	0,62470	38,65981
						0,90	0,74329	0,66896	41,98721
						0,95	0,72500	0,68875	43,53120
						1,00	0,70711	0,70711	45,00000
						1,05	0,68966	0,72414	46,39718
						1,10	0,67267	0,73994	47,72631
						1,50	0,55470	0,83205	56,30993

Pode-se verificar, que para uma Tg φ maior que 0,40 e um Cos φ inferior a 0,92848 as contingências começam a aumentar, tendo em conta a regra da EDP que a partir destes valores tem cobrança da reactiva para os clientes. Por sua vez a EDP e a REN, gerem a rede eléctrica de modo a evitar que a mesma ultrapasse esta norma.

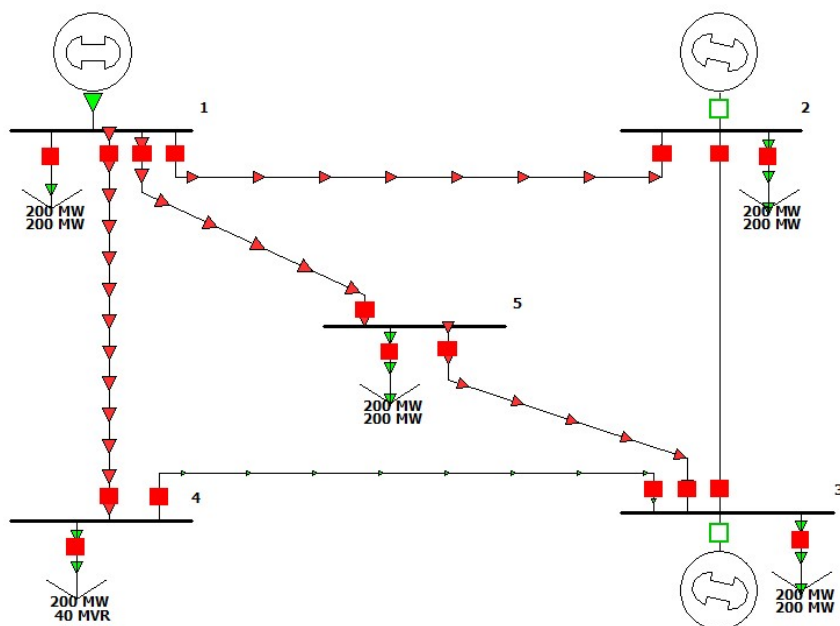


Figura 84- Esquema unifilar da rede de 5 barramentos na situação 3.

- **Situação 4 sem sobrecarga com compensação por Baterias de Condensadores nos barramentos 2, 3, 4 e 5 com pequena contingência das tensões nos barramentos 2, 3, 4 e 5 (Gerador 2 e 3 Off):**

Tabela 28- Sem sobrecarga com compensação por Baterias de Condensadores nos barramentos 2, 3, 4 e 5 com pequena contingência das tensões nos barramentos 2, 3, 4 e 5.

Generator Records 4														
Number	Name	ID	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar	Cost Model	Part. Factor
1	1	1	Closed	173,83	40,01	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	9900,00	9900,00	Cubic	10,00
2	2	1	Open	0,00	0,00	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	9900,00	9900,00	Cubic	10,00
3	3	1	Open	150,00	0,00	1,00	NO	YES	0,00	1000,00	9900,00	9900,00	Cubic	10,00
Bus Records 4														
Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Act B Shunt Mvar	# Neighbors	
1	1	1	1,00000	138,000	0,00	30,00	40,00	173,83	40,01	0,00	0,00	0,00	3	
2	2	1	1,02564	141,538	-2,26	30,00	40,00	0,00	0,00	126,23	0,00	0,00	2	
3	3	1	0,99127	136,795	-1,90	30,00	120,00	0,00	0,00	98,26	0,00	0,00	3	
4	4	1	0,94797	130,820	-0,80	30,00	250,00			107,84	0,00	0,00	2	
5	5	1	1,00922	139,272	-1,75	50,00	40,00			122,22	0,00	0,00	2	
Line Records 4														
From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	
1	1	2	2	1	Closed	No	34,2	-36,9	50,3	100,00	50,3	0,43	-8,50	
1	1	4	4	1	Closed	No	42,3	75,6	86,6	100,00	86,6	1,20	4,50	

1	1	5	5	1	Closed	No	67,4	-38,7	77,7	100,00	78,4	0,60	2,42	
2	2	3	3	1	Closed	No	3,7	57,9	58,0	100,00	58,0	0,48	1,92	
4	4	3	3	1	Closed	No	11,1	-71,1	71,9	100,00	75,2	0,92	3,45	
5	5	3	3	1	Closed	No	16,8	41,1	44,4	100,00	44,4	0,19	0,77	

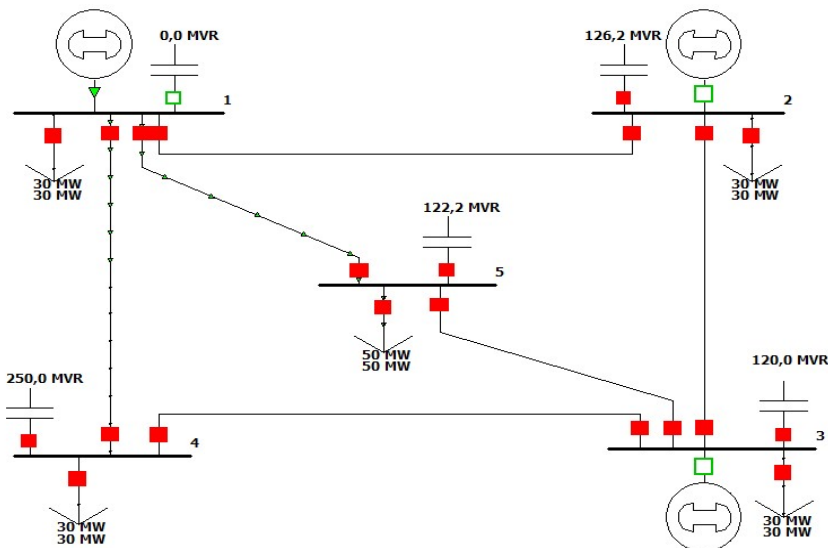


Figura 85- Esquema unifilar da rede de 5 barramentos na situação 4.

4.7.2 Rede com 7 Barramentos

- Situação 1 sem sobrecarga, com pequena contingência das tensões nos barramentos

3:

Tabela 29- Sem sobrecarga, com pequena contingência das tensões nos barramentos 3.

Generator Records 1															
Number of Bus	Name of Bus	ID	Status	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	AGC	AVR	Reg Bus Number	Set Volt	Min Mvar	Max Mvar	Part. Factor	Cost Model
1	One	1	Closed	101,85	5,25	100,00	400,00	YES	YES	1	1,05	-9900	9900	1	Cubic
2	Two	1	Closed	170,08	33,24	150,00	500,00	YES	YES	2	1,04	-9900	9900	1	Cubic
4	Four	1	Closed	95,03	19,99	50,00	200,00	YES	YES	4	1	-9900	9900	1	Cubic
6	Six		Closed	200,33	-6,59	150,00	500,00	YES	YES	6	1,04	-9900	9900	1	Cubic
7	Seven		Closed	200,65	51,29	0,00	600,00	YES	YES	7	1,04	-99999	99999	1	Cubic
Bus Records 1															
Number	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Act B Shunt Mvar	Area Num	Zone Num
1	One	Top	138,00	1,05000	144,900	6,09			101,85	5,25		0,00	0,00	1	1
2	Two	Top	138,00	1,04000	143,520	4,22	40,00	20,00	170,08	33,24		0,00	0,00	1	1
3	Three	Top	138,00	0,99269	136,991	0,99	110,00	40,00				0,00	0,00	1	1
4	Four	Top	138,00	1,00000	138,000	1,46	80,00	30,00	95,03	19,99		0,00	0,00	1	1
5	Five	Top	138,00	1,00665	138,917	-0,83	130,00	40,00				0,00	0,00	1	1
6	Six	Left	138,00	1,04000	143,520	2,81	200,00	0,00	200,33	-6,59		0,00	0,00	2	1
7	Seven	Right	138,00	1,04000	143,520	0,00	200,00	0,00	200,65	51,29		0,00	0,00	3	1

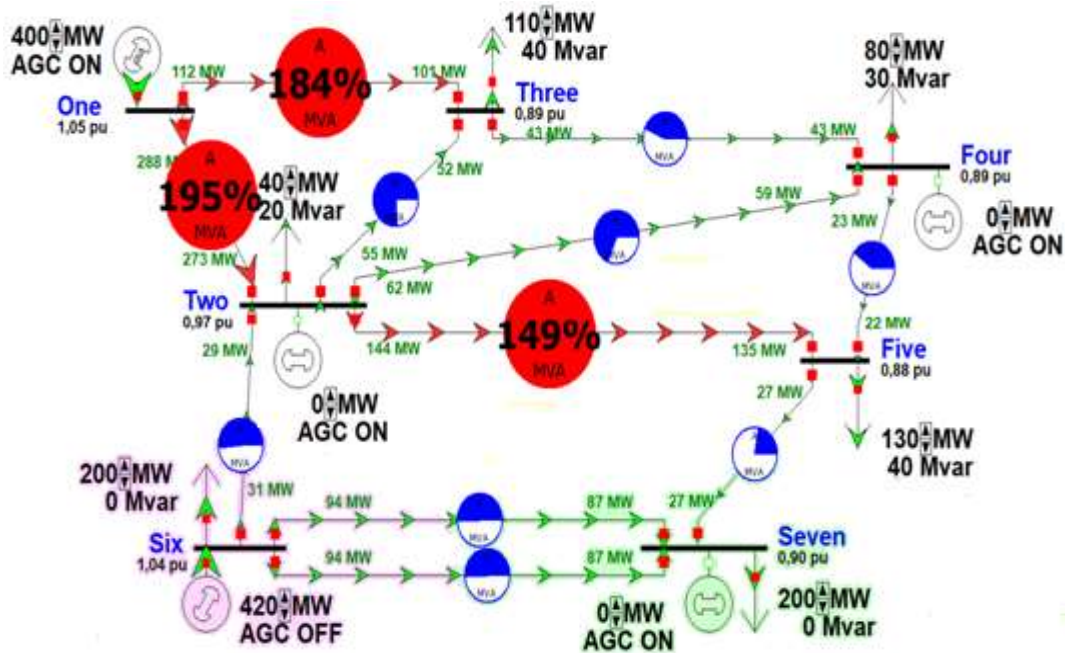


Figura 87- Esquema unifilar da rede de 7 barramentos na situação 2.

Pode-se verificar as cargas a vermelho nas linhas 1-2, 1-3 e 2-5, que ultrapassam os 100% da carga.

- **Situação 3 com elevadas contingências das tensões nos barramentos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 e com sobrecarga nas linhas 1-2, 1-3, 2-5 e 2-6 (Gerador 2, 4, 6 e 7 Off):**

Tabela 31- Com elevadas contingências das tensões nos barramentos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 e com sobrecarga nas linhas 1-2, 1-3, 2-5 e 2-6

Generator Records 1														
Number of Bus	Name of Bus	ID	Status	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	AGC	AVR	Reg Bus Number	Set Volt	Min Mvar	Max Mvar	Part. Factor
1	One	1	Closed	721,84	930,53	100,00	400,00	YES	YES	1	1,05	-9900	9900	1
2	Two	1	Open	0,00	0,00	150,00	500,00	YES	YES	2	1,04	-9900	9900	1
4	Four	1	Open	0,00	0,00	50,00	200,00	YES	YES	4	1	-9900	9900	1
6	Six		Open	0,00	0,00	150,00	500,00	YES	YES	6	1,04	-9900	9900	1
7	Seven		Open	0,00	0,00	0,00	600,00	YES	YES	7	1,04	-99999	99999	1
Bus Records 1														
Number	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Act B Shunt Mvar	Area Num
1	One	Top	138,00	1,05000	144,900	13,75			721,84	930,53		0,00	0,00	1
2	Two	Top	138,00	0,56061	77,364	-4,85	36,21	18,11	0,00	0,00		0,00	0,00	1
3	Three	Top	138,00	0,48703	67,209	-13,26	86,73	31,54				0,00	0,00	1
4	Four	Top	138,00	0,45688	63,050	-16,53	58,46	21,92	0,00	0,00		0,00	0,00	1
5	Five	Top	138,00	0,32724	45,159	-34,81	58,37	17,96				0,00	0,00	1
6	Six	Left	138,00	0,39349	54,302	-29,65	119,39	0	0,00	0,00		0,00	0,00	2
7	Seven	Right	138,00	0,29952	41,333	-50,18	77,54	0	0,00	0,00		0,00	0,00	3

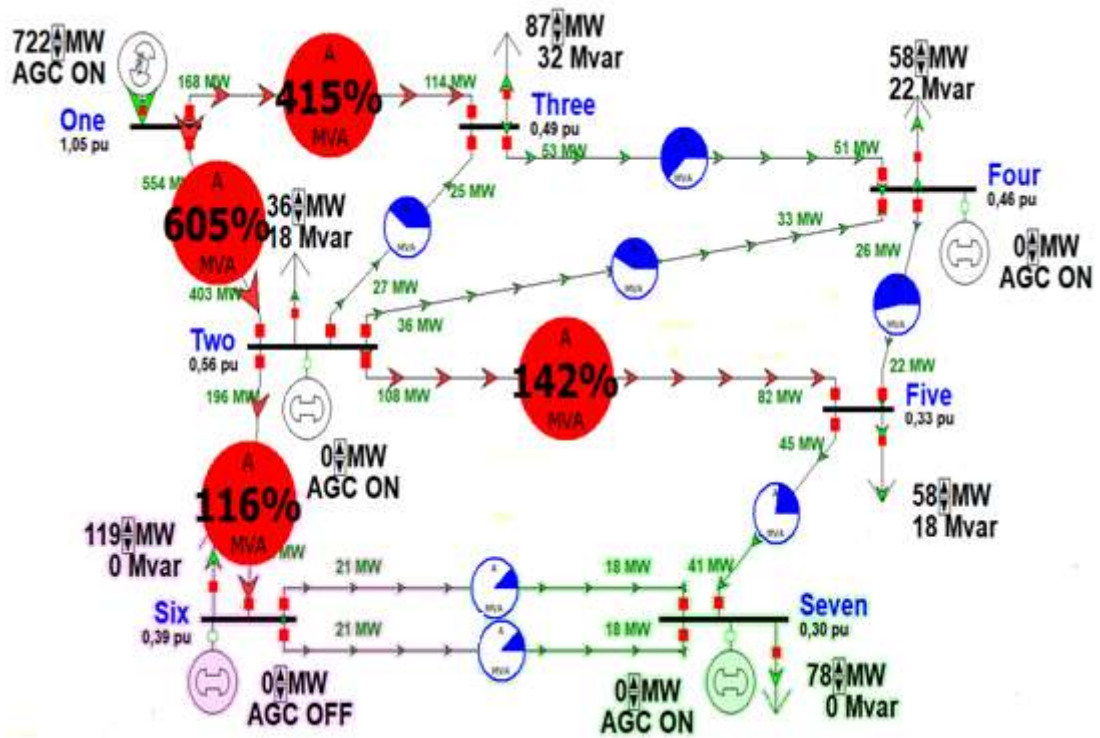


Figura 88- Esquema unifilar da rede de 7 barramentos na situação 3.

Pode-se verificar nas cargas a vermelho nas linhas 1-2, 1-3 (Cargas excessivas) e 2-5 e 2-6 (Menos excessivas), que ultrapassam os 100% da carga.

5. CONCLUSÕES

Síntese e Conclusões

A produção de energia de algumas fontes renováveis, foi abordada no capítulo 3. Foi analisada a produção eólica, como uma das mais importantes da actualidade e em franco crescimento, com tecnologias sempre em evolução tecnológica constantes. A produção fotovoltaica também em franca expansão, mas com menor impacto a nível de potências elevadas tem o seu destaque, principalmente na produção distribuída, a qual se encontra mais próxima dos consumidores domésticos e alguns industriais. A produção hidráulica é a que produz mais energia, dependendo unicamente do bom nível das albufeiras.

No capítulo 4, efectuou-se uma análise crítica aos resultados dos testes efectuados em MATLAB de 14 e 57 barramentos e POWERWORLD de 5 e 7 barramentos do IEEE. Identificação dos barramentos críticos, método para a determinação do colapso da tensão, a grandeza FSQV e as curvas respectivas para vários cenários de carga, assim como o estudo de contingências com a utilização deste método e o índice de distância ao colapso (NIVCP), fizeram parte dos estudos neste capítulo.

No capítulo 2 foi estudado com alguma profundidade, a estabilidade da tensão nos sistemas eléctricos de energia. Foram abordados os diversos métodos e sistemas de controlo da instabilidade/estabilidade da tensão usados nas redes eléctricas, nomeadamente o controlo preventivo do colapso da tensão. Foi dada importância acrescida ao estudo do gerador síncrono, por ser o principal garante das tensões nas redes. Também se estudaram outros equipamentos que complementam o gerador síncrono no controlo da tensão. Todos estes componentes são imprescindíveis para manter os sistemas de energia num funcionamento estável e em caso de situação de instabilidade da tensão. Estudou-se o comportamento dos diversos tipos de cargas, principalmente as cargas indutivas, que estão na origem do consumo de energia reativa indutiva (reativa positiva), o qual em caso de excesso origina os problemas já sabidos da instabilidade da tensão nas referidas redes. Esses problemas originam, em situações extremas originam a tendência para o colapso da tensão nos SEE. Sabemos que a melhor forma de combater essas instabilidades, passa por fornecer à rede

energia reativa capacitiva (reativa negativa), através de equipamentos que serão controlados pelos referidos métodos e sistemas de controlo dessas instabilidades. Foi também analisada a grandeza FSQV, seus modelos matemáticos e a sua evolução junto ao ponto de colapso da tensão. A instabilidade da tensão tem várias origens, pelo que a contínua monitorização dos sistemas eléctricos com a análise de índices ao colapso é fundamental para afastá-los da situação mais grave e penalizante que pode ocorrer, ou seja o colapso da tensão. Essa análise com índices ao colapso também é fundamental para definir medidas de controlo preventivo de instabilidade de tensão, evitando as situações extremas que podem desencadear uma actuação em cascata das protecções e provocar o apagão (*blackout*).

Com este estudo fica demonstrada a importância da existência de recursos de produção de energia reativa para um correcto controlo da tensão evitando situações de instabilidade da tensão. O objectivo central da tese era a investigação na área da estabilidade de tensão. A descoberta da grandeza FSQV centralizou o foco da investigação, com a finalidade de aprofundar a sua análise. A investigação realizada teve como finalidade de descobrir a sua aplicabilidade e as possíveis aplicações na análise da estabilidade da tensão de uma rede eléctrica.

A utilização de um FC contínuo como método para a obtenção da distância ao colapso revelou-se simples e rápido, face aos outros dois métodos existentes, da continuação e da continuação predictor-corrector. O método usado só foi viável devido ao aumento da capacidade de processamento dos PC, e caso fosse usado um PC topo de gama, os tempos necessários nas simulações seriam ainda menores.

O desenvolvimento do novo método FSQV, de análise de instabilidade em sistemas eléctricos de energia e a aplicação a duas redes de testes do IEEE, permite extrair o seguinte conjunto de conclusões:

1. Cada rede de testes tem valores FSQV diferentes, ao longo do processo de carregamento das redes até ao colapso. O valor FSQV ao ser um somatório de $\delta Q/\delta V$ depende necessariamente do número de barramentos. Para a rede de testes de 14 barramentos, os valores iniciais são 255.72 e 1467.1, sendo os valores finais 193.36 e 1213.8 respectivamente para as redes de 14 e 57 barramentos. Para redes com maiores dimensões é de prever que estes valores subam;
2. Cada rede de testes tem uma curva FSQV característica. Foi possível provar que o andamento destas curvas dependente dos limites de produção de energia reactiva dos

geradores síncronos ou de outras fontes de energia reactiva. Cada limite alcançado criou um ponto de quebra nas referidas curvas. Estes pontos característicos são mais perceptíveis quando os geradores têm limites mais altos;

3. O valor FSQV, do último FC antes do colapso não se altera, ou tem um erro desprezável, perante vários cenários de cargas. Nos cenários criados definiram-se dois grupos, os barramentos com cargas reativas mais pesadas e os barramentos mais críticos em termos de colapso de tensão. Pretendeu-se assim criar os dois grupos de cargas mais penalizantes para o estudo que se pretendia realizar. O crescimento destes dois grupos chegou a ser triplo dos restantes barramentos. Os resultados com a rede de testes de 14 barramentos eram promissores, tendo um erro desprezável. Os resultados das simulações com a rede de testes de 57 barramentos são totalmente concludentes ao terem um erro nulo;
4. Os resultados do ponto 3, especialmente os referentes à rede de 57 barramentos permitem propor o novo método FSQV, como novo método de detecção do ponto de colapso e também definir um novo índice ao colapso da tensão;
5. O novo método de detecção do colapso proposto demonstrou ser extremamente robusto ao possibilitar a variação das cargas base de um ou dois barramentos em simultâneo. Para um desvio máximo de 2% da grandeza FSQV foi possível aumentar a carga de um único barramento de 18 a 1404 % e de 10 a 1579 % para a combinação de dois barramentos;
6. Provou-se ser possível a aplicação do novo método FSQV no estudo de contingências de linhas, transformadores, geradores e baterias de condensadores, com um ou vários níveis. Foi possível analisar o impacto no PMC dos vários tipos de contingências. Estes estudos são muito importantes na análise da estabilidade nas redes eléctricas;
7. A aplicabilidade do novo método FSQV no estudo de planeamento da expansão da produção de energia reactiva é outra interessante aplicação do novo método de estudos de estabilidade;
8. Com base no novo método FSQV de detecção do colapso, foi definido um novo índice global de distância ao colapso NIVCP (New Index to Voltage Collapse Point), para aplicação nos estudos de estabilidade;
9. Os resultados obtidos com a rede de testes de 57 barramentos, face aos resultados com a rede de testes de 14 barramentos, levam à conclusão que o novo método é mais estável para redes com maior dimensão.

10. Foi também possível nas redes de 5 e 7 barramentos em POWERWORLD, visualizar com relativa facilidade as contingências obtidas nos diversos barramentos e linhas de cada um dos sistemas. Assim como a correção das mesmas com a introdução de baterias de condensadores nos diversos barramentos, as quais seriam utilizadas conforme a conveniência e necessidade das contingências. É sabido, que essa correção pode também ser efectuada pelos reguladores de tensão de cada grupo gerador, principalmente se forem geradores síncronos.

ANEXO A - DADOS E RESULTADOS DAS REDES DE TESTE

Neste anexo são apresentados os dados, parâmetros das linhas e os resultados dos fluxos cargas, para as redes de teste de 14 e 57 barramentos do IEEE, estudados no capítulo 3.

1 Rede de Teste de 14 Barramentos do IEEE

Na tabela A1 apresentam-se os dados relativos aos barramentos e os resultados do FC utilizando o software FCNR, que será apresentado no anexo B, para a rede de testes de 14 barramentos do IEEE.

Na tabela A2, são apresentados os parâmetros das linhas modelizadas através de um esquema equivalente em π , para a rede de teste de 14 barramentos do IEEE.

Tabela A1- Dados e resultados do FC da rede de 14 barramentos do IEEE.

Barramento		Tensão Barramento		Produção		Cargas	
Número	Tipo	Módulo (pu)	Fase (rad)	Pot. Act. (pu)	Pot. React. (pu)	Pot. Act. (pu)	Pot. React. (pu)
1	Ref.	1,060	0,000	2,32	0,000	0,000	0,000
2	PV	1,045	-0,087	0,40	0,436	0,217	0,127
3	PV	1,010	-0,222	0,00	0,251	0,942	0,19
4	PQ	1,018	-0,180			0,478	-0,039
5	PQ	1,020	-0,153			0,076	0,016
6	PV	1,070	-0,248	0,00	0,127	0,112	0,075
7	PQ	1,062	-0,233			0,000	0,000
8	PV	1,090	-0,233	0,00	0,176	0,000	0,000
9	PQ	1,056	-0,261		2)	0,295	0,166
10	PQ	1,051	-0,264			0,090	0,058
11	PQ	1,057	-0,258			0,035	0,018

12	PQ	1,055	-0,263			0,061	0,016
13	PQ	1,050	-0,265			0,135	0,058
14	PQ	1,036	-0,280			0,149	0,050
1) Potência de base de 100 MVA 2) O barramento 9 tem um <i>shunt</i> capacitivo de 0,190 pu							

Tabela A2- Dados das linhas da rede de 14 barramentos do IEEE.

Número	Linha/Transformador		Resistência (pu)	Reactância (pu)	Susceptância (pu)	Razão transformação
	Barramento (i)	Barramento (j)				
1	1	2	0,01938	0,05917	0,0528	0
2	1	5	0,05403	0,22304	0,0492	0
3	2	3	0,04699	0,19797	0,0438	0
4	2	4	0,05811	0,17632	0,0340	0
5	2	5	0,05695	0,17388	0,0346	0
6	3	4	0,06701	0,17103	0,0128	0
7	4	5	0,01335	0,04211	0	0
8	4	7	0	0,20912	0	0,978
9	4	9	0	0,55618	0	0,969
10	5	6	0	0,25202	0	0,932
11	6	11	0,09498	0,19890	0	0
12	6	12	0,12291	0,25581	0	0
13	6	13	0,06615	0,13027	0	0
14	7	8	0	0,17615	0	0
15	7	9	0	0,11001	0	0
16	9	10	0,03181	0,08450	0	0
17	9	14	0,12711	0,27038	0	0
18	10	11	0,08205	0,19207	0	0
19	12	13	0,22092	0,19988	0	0
20	13	14	0,17093	0,34802	0	0
Potência de base de 100 MVA						

2 Rede de Teste de 57 Barramentos do IEEE

Na tabela A3 apresentam-se os dados relativos aos barramentos e os resultados do fluxo de cargas utilizando o software FCNR, para a rede de testes de 57 barramentos do IEEE.

Tabela A3- Dados e resultados do fluxo de cargas da rede de 57 barramentos.

Número	Barramento Tipo	Tensão Barramento		Produção		Cargas	
		Módulo (pu)	Fase (rad)	Pot. Act. (pu)	Pot. React. (pu)	Pot. Act. (pu)	Pot. React. (pu)
1	Ref	1,040	0,000	4,7865	1,2885	0,550	0,170
2	PV	1,010	-0,063	0,0000	-0,0076	0,030	0,880
3	PV	0,985	-0,304	0,4000	-0,0091	0,410	0,210
4	PQ	0,981	-0,385			0,000	0,000
5	PQ	0,977	-0,491			0,130	0,040
6	PV	0,980	-0,528	0,0000	0,0087	0,750	0,020

7	PQ	0,984	-0,545			0,000	0,000
8	PV	1,005	-0,490	4,5000	0,6210	1,500	0,220
9	PV	0,980	-0,576	0,0000	0,0229	1,210	0,260
10	PQ	0,986	-0,589			0,050	0,020
11	PQ	0,974	-0,545			0,000	0,000
12	PV	1,015	-0,530	3,1000	1,2863	3,770	0,240
13	PQ	0,979	-0,489			0,180	0,023
14	PQ	0,970	-0,444			0,105	0,053
15	PQ	0,988	-0,334			0,220	0,050
16	PQ	1,013	-0,406			0,430	0,030
17	PQ	1,018	-0,218			0,420	0,080
18	PQ	1,001	-0,534		2)	0,272	0,098
19	PQ	0,970	-0,590			0,033	0,006
20	PQ	0,964	-0,601			0,023	0,010
21	PQ	1,009	-0,593			0,000	0,000
22	PQ	1,010	-0,591			0,000	0,000
23	PQ	1,008	-0,596			0,063	0,021
24	PQ	0,999	-0,642			0,000	0,000
25	PQ	0,983	-0,897		2)	0,063	0,032
26	PQ	0,959	-0,635			0,000	0,000
27	PQ	0,982	-0,641			0,093	0,005
28	PQ	0,997	-0,624			0,046	0,023
29	PQ	1,010	-0,613			0,170	0,026
30	PQ	0,963	-0,930			0,036	0,018
31	PQ	0,936	-0,976			0,058	0,029
32	PQ	0,950	-0,912			0,016	0,008
33	PQ	0,948	-0,914			0,038	0,019
34	PQ	0,959	-0,641			0,000	0,000
35	PQ	0,966	-0,633			0,060	0,030
36	PQ	0,976	-0,623			0,000	0,000
37	PQ	0,985	-0,615			0,000	0,000
38	PQ	1,013	-0,582			0,140	0,070
39	PQ	0,983	-0,617			0,000	0,000
Barramento		Tensão Barramento		Produção		Cargas	
Número	Tipo	Módulo (pu)	Fase (rad)	Pot. Act. (pu)	Pot. React. (pu)	Pot. Act. (pu)	Pot. React. (pu)

40	PQ	0,973	-0,627			0,000	0,000
41	PQ	0,996	-0,692			0,063	0,030
42	PQ	0,967	-0,741			0,071	0,044
43	PQ	1,010	-0,587			0,020	0,010
44	PQ	1,017	-0,539			0,120	0,018
45	PQ	1,036	-0,428			0,000	0,000
46	PQ	1,060	-0,512			0,000	0,000
47	PQ	1,033	-0,570			0,297	0,116
48	PQ	1,027	-0,576			0,000	0,000
49	PQ	1,036	-0,597			0,180	0,085
50	PQ	1,023	-0,632			0,210	0,105
51	PQ	1,052	-0,624			0,180	0,053

52	PQ	0,980	-0,661			0,049	0,022
53	PQ	0,971	-0,682		2)	0,200	0,100
54	PQ	0,996	-0,656			0,041	0,014
55	PQ	1,031	-0,619			0,068	0,034
56	PQ	0,968	-0,751			0,076	0,022
57	PQ	0,965	-0,768			0,067	0,020
1) Potência de base de 100 MVA							
2) O barramento 18 tem um <i>shunt</i> capacitivo de 0,1 pu; O barramento 25 tem um <i>shunt</i> capacitivo de 0,059 pu; O barramento 53 tem um <i>shunt</i> capacitivo de 0,063 pu							

Na tabela A4 apresentam-se os parâmetros das linhas modelizadas através de um esquema equivalente em π para a rede de teste de 57 barramentos do IEEE.

Tabela A4- Dados das linhas da rede de 57 barramentos do IEEE

Linha/Transformador			Resistência (pu)	Reactância (pu)	Susceptância (pu)	Razão de transformação
Número	Barramento (i)	Barramento (j)				
1	1	2	0,0083	0,028	0,129	0
2	2	3	0,0298	0,085	0,0818	0
3	3	4	0,0112	0,0366	0,038	0
4	4	5	0,0625	0,132	0,0258	0
5	4	6	0,043	0,148	0,0348	0
6	6	7	0,02	0,102	0,0276	0
7	6	8	0,0339	0,173	0,047	0
8	8	9	0,0099	0,0505	0,0548	0
9	9	10	0,0369	0,1679	0,044	0
10	9	11	0,0258	0,0848	0,0218	0
11	9	12	0,0648	0,295	0,0772	0
12	9	13	0,0481	0,158	0,0406	0
13	13	14	0,0132	0,0434	0,011	0
14	13	15	0,0269	0,0869	0,023	0
15	1	15	0,0178	0,091	0,0988	0
16	1	16	0,0454	0,206	0,0546	0
Linha/Transformador			Resistência (pu)	Reactância (pu)	Susceptância (pu)	Razão de transformação
Número	Barramento (i)	Barramento (j)				
17	1	17	0,0238	0,108	0,0286	0
18	3	15	0,0162	0,053	0,0544	0
19	4	18	0	0,555	0	0,97
20	4	18	0	0,43	0	0,978
21	5	6	0,0302	0,0641	0,0124	0
22	7	8	0,0139	0,0712	0,0194	0
23	10	12	0,0277	0,1262	0,0328	0
24	11	13	0,0223	0,0732	0,0188	0
25	12	13	0,0178	0,058	0,0604	0
26	12	16	0,018	0,0813	0,0216	0
27	12	17	0,0397	0,179	0,0476	0
28	14	15	0,0171	0,0547	0,0148	0
29	18	19	0,461	0,685	0	0

30	19	20	0,283	0,434	0	0
31	21	20	0	0,7767	0	1,043
32	21	22	0,0736	0,117	0	0
33	22	23	0,0099	0,0152	0	0
34	23	24	0,166	0,256	0,0084	0
35	24	25	0	1,182	0	1
36	24	25	0	1,23	0	1
37	24	26	0	0,0473	0	1,043
38	26	27	0,165	0,254	0	0
39	27	28	0,0618	0,0954	0	0
40	28	29	0,0418	0,0587	0	0
41	7	29	0	0,0648	0	0,967
42	25	30	0,135	0,202	0	0
43	30	31	0,326	0,497	0	0
44	31	32	0,507	0,755	0	0
45	32	33	0,0392	0,036	0	0
46	34	32	0	0,953	0	0,975
47	34	35	0,052	0,078	0,0032	0
48	35	36	0,043	0,0537	0,0016	0
49	36	37	0,029	0,0366	0	0
50	37	38	0,0651	0,1009	0,002	0
51	37	39	0,0239	0,0379	0	0
52	36	40	0,03	0,0466	0	0
53	22	38	0,0192	0,0295	0	0
54	11	41	0	0,749	0	0,955
55	41	42	0,207	0,352	0	0
56	41	43	0	0,412	0	0
57	38	44	0,0289	0,0585	0,002	0
58	15	45	0	0,1042	0	0,955
59	14	46	0	0,0735	0	0,9
60	46	47	0,023	0,068	0,0032	0
62	48	49	0,0834	0,129	0,0048	0
63	49	50	0,0801	0,128	0	0
64	50	51	0,1386	0,22	0	0
Linha/Transformador			Resistência (pu)	Reactância (pu)	Susceptância (pu)	Razão de transformação
Número	Barramento (i)	Barramento (j)				

65	10	51	0	0,0712	0	0,93
66	13	49	0	0,191	0	0,895
67	29	52	0,1442	0,187	0	0
68	52	53	0,0762	0,0984	0	0
69	53	54	0,1878	0,232	0	0
70	54	55	0,1732	0,2265	0	0
71	11	43	0	0,153	0	0,958
72	44	45	0,0624	0,1242	0,004	0
73	40	56	0	1,195	0	0,958
74	56	41	0,553	0,549	0	0
75	56	42	0,2125	0,354	0	0
76	39	57	0	1,355	0	0,98
77	57	56	0,174	0,26	0	0
78	38	49	0,115	0,177	0,003	0

79	38	48	0,0312	0,0482	0	0
80	9	55	0	0,1205	0	0,94
Potência de base de 100 MVA						

ANEXO B - O PROGRAMA FCNR

Neste anexo é apresentado o software FCNR, assim como a validação dos seus resultados obtidos nos FC. A validação dos resultados foi realizada por comparação com os resultados obtidos com o software de referência Power World, para as redes de teste de 14 e 57 barramentos, definindo sempre as mesmas condições de partida para os FC.

1 As Motivações para o Desenvolvimento de Software em Matlab

Inicialmente, o software escolhido para a realização de simulações com as redes foi o Power World. Sendo um software de referência na área de sistemas de energia, os seus resultados têm à partida garantia de fiabilidade e rapidez no seu cálculo.

Na investigação que se realizou na área da estabilidade de tensão, foi sempre necessário implementar algoritmos de testes, através de rotinas desenvolvidas para o efeito. Estas rotinas apoiaram-se sempre num programa que realiza FC. É o caso da rotina que realiza o FC contínuo, que por aumentos sucessivos da carga dos barramentos leva a rede de testes ao colapso. Um software fechado como o Power World, não tem a possibilidade de desenvolver este tipo de rotinas.

O desenvolvimento de um software em Matlab foi a solução encontrada para ultrapassar as limitações apontadas ao Power World. O software desenvolvido realiza o FC pelo método

Newton-Raphson, sendo por isso chamado FCNR – Fluxos de Carga pelo método Newton- Raphson.

As diversas rotinas desenvolvidas e inclusivamente simuladores de contingências para análise de estabilidade de tensão, tiveram sempre como peça central o programa FCNR.

Este trabalho foi recompensado pela possibilidade de ter um FC completamente aberto e desenvolvido em módulos. Em fases avançadas da investigação, tornou-se uma ferramenta poderosa e imprescindível, para atingir os objectivos pretendidos. Ao ser um software aberto, permitiu com facilidade a implementação de algoritmos, como também a recolha de toda a

informação sobre os FC, para o seu posterior tratamento, como ficou demonstrado ao longo deste trabalho de investigação.

2 O Programa FCNR

O programa FCNR é constituído por 14 rotinas com as seguintes funções:

- **tipo_bus** – rotina que a partir da informação sobre o tipo de barramento (com/sem produção activa e reactiva), caracteriza os barramentos entre PV e PQ;
- **cal_Y** – rotina que a partir dos dados da rede constrói a matriz das admitâncias, conductâncias e susceptâncias das linhas;
- **cal_Yii** – rotina que a partir da a matriz das admitâncias, conductâncias e susceptâncias das linhas constrói a matriz das admitâncias próprias dos barramentos;
- **derivadas** – rotina que calcula as derivadas necessárias para a construção da matriz jacobiana total;
- **cal_J11** – rotina que calcula os elementos da submatriz jacobiana J11;
- **cal_J21** – rotina que calcula os elementos da submatriz jacobiana J21;
- **cal_J12** – rotina que calcula os elementos da submatriz jacobiana J12;
- **cal_J22** – rotina que calcula os elementos da submatriz jacobiana J22;
- **cal_var_PiQi** – rotina que calcula as potências activas e reactivas injectadas nos barramentos e os desvios de potência activa ΔP_i e reactiva ΔQ_i ;
- **cal_var_FCNR** – rotina que calcula o vector com as variações das potências activas e reactivas injectadas nos barramentos para a realização do fluxo de cargas;
- **cal_J_FCNR** – rotina que a partir do jacobiano total constrói a matriz jacobiana para o fluxo de cargas;
- **cal_res_FCNR** – rotina que realiza o FC e calcula os resultados, incrementos das tensões em fase $\Delta \theta$ e em módulo ΔV , de uma iteração do fluxo de cargas;
- **cal_J** – rotina que chama as rotinas anteriores e efectua uma iteração do fluxo de cargas;
- **FCNR** – rotina que chama a rotina cal_J para realizar uma iteração e controla o número de iterações do fluxo de cargas pela análise do critério de paragem.

Na tabela B1 são apresentados os dados de entrada e de saída, das rotinas do programa FCNR. Na figura B1 apresenta-se o fluxograma do programa FCNR.

2.1 Validação dos Resultados do Programa FCNR

Após o desenvolvimento do programa FCNR tornou-se imprescindível a validação dos seus resultados. Para ser possível a realização dessa tarefa, foram realizadas as mesmas

simulações com as mesmas condições de partida, utilizando o programa FCNR e o Power Word. Nas simulações realizadas foram utilizadas as redes de testes de 14 e 57 barramentos do IEEE.

Tabela B1- Dados de entrada e saída das rotinas do programa FCNR.

Nome da rotina	Dados de entrada	Dados de saída
tipo_bus.m	Matriz mat_bus	Matriz Tipo_bus (matriz com o tipo de bus)
cal_Y.m	Matriz car_li (características das LI)	Matriz mat_Y (matriz com admitâncias das LI)
cal_Yii.m	Matriz mat_Y (matriz com admitâncias das LI)	Matriz mat_Yii (matriz com admitâncias próprias dos barramentos)
derivadas.m	Matriz mat_Y Matriz mat_bus	Matriz deriv_J11 e deriv_J12 (matrizes com as derivadas parciais das submatrizes jacobianas J11 e J21)
cal_J11.m	Matriz deriv_J11	Matriz mat_J11.m (sub-matriz jacobiana J11)
cal_J21.m	Matriz deriv_J21	Matriz mat_J21.m (sub-matriz jacobiana J21)
cal_J12.m	Matriz mat_J21 Matriz mat_bus Matriz mat_Y	Matriz deriv_J12 (matriz com as derivadas parciais da submatriz Jacobiana J12) Matriz mat_Gii (matriz com as conductâncias próprias do barramento)
cal_J22.m	Matriz mat_J21 Matriz mat_bus Matriz mat_Y	Matriz deriv_J22 (matriz com as derivadas parciais da submatriz Jacobiana J22) Matriz mat_Bii (matriz com as susceptâncias próprias do barramento)
cal_var_PiQi.m	Matriz mat_bus Matriz mat_Gii Matriz mat_Bii	Matriz mat_Pi e mat_Qi (matrizes com os Pi e Qi) Matriz mat_var_Pi e mat_var_Qi (com as variações de Pi e Qi) Matriz mat_var_Pi_evo e mat_var_Qi_evo (com as variações de Pi e Qi nas varias iterações)
cal_var_FCNR.m	Matriz mat_var_Pi Matriz mat_var_Qi	mat_var_FCNR (matriz com as variações de Pi e Qi para o FCNR)

Cal_J_FCNR.m	Matriz mat_J11 Matriz mat_J12 Matriz mat_J21 Matriz mat_J22	Matriz mat_JNR (matriz jacobiana para o FCNR)
cal_J.m	Tem que correr antes: cal_Y.m derivadas.m cal_J11.m, cal_J21.m, cal_J12.m, cal_J22.m cal_var_PiQi.m cal_J_FCNR.m cal_var_FCNR.m cal_res_FCNR.m	Só faz uma iteração do FC
cal_res_FCNR.m	mat_JNR mat_var_FCNR	Faz o FC invertendo a matriz jacobiana e calculando os incrementos de V (argumento e fase) Calcula os novos valores de V (argumento e fase)
FCNR.m	Chama a rotina cal_J.m para realizar uma iteração Controla a convergência através do critério de paragem.	

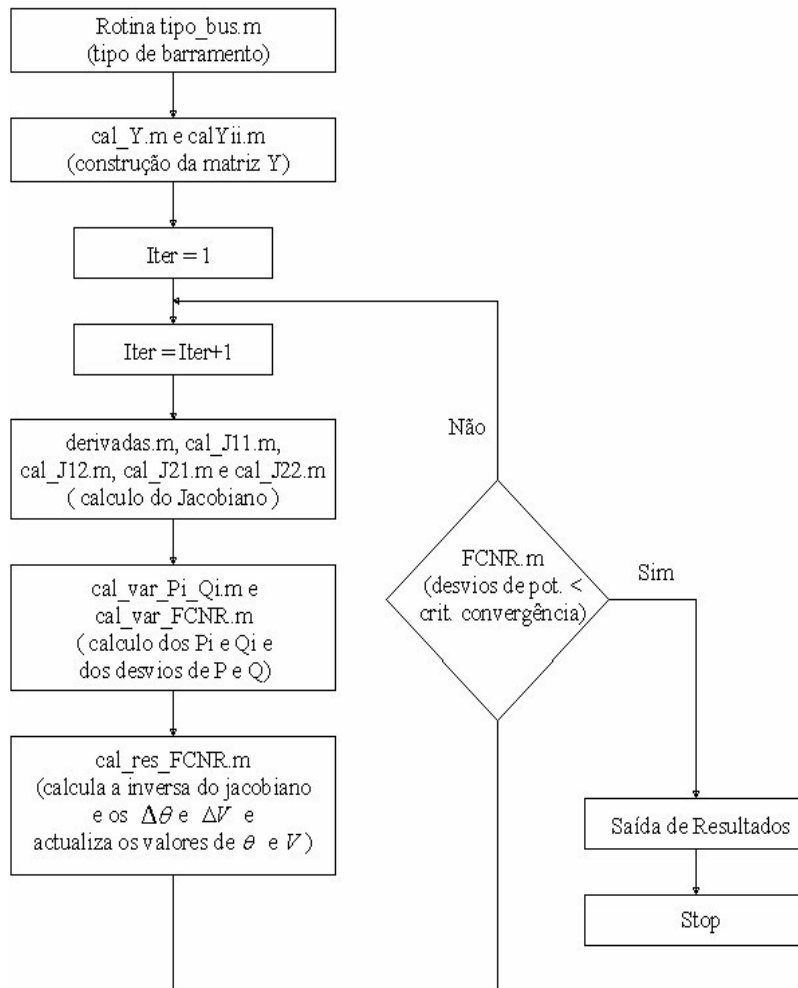


Figura B1- Fluxograma do programa FCNR

Na tabela B2 são apresentados os erros máximos da comparação dos resultados dos FC obtidos com o programa FCNR e com o Power World.

Na tabela B3 a B6 são apresentados os erros da comparação dos resultados dos FC realizados com o software FCNR e com o Power World, para as redes de teste de 14 e 57 barramentos.

Tabela B2- Erros máximos da comparação dos resultados do FC obtidos entre o programa FCNR e o Power World para a rede 14 e 57 barramentos.

Rede IEEE	Grandeza	Erro máximo (%)
14 Barramentos	Tensão (módulo)	0,000
	Tensão (fase)	0,007
	Potência activa	0,000
	Potência reactiva	0,021

57 Barramentos	Tensão (módulo)	0,005
	Tensão (fase)	-0,161
	Potência activa	-0,0021
	Potência reactiva	0,6933

Tabela B3- Resultados da comparação entre as tensões obtidas nos FC realizados com o programa FCNR e o Power World para a rede 14 barramentos.

Barramento		Módulo (pu)			Fase (graus)		
Número	Tipo	FCNR	Power World	Erro (%)	FCNR	Power World	Erro (%)
1	Ref.	1,060	1,060				
2	PV	1,045	1,045		-4,983	-4,983	0,000
3	PV	1,010	1,010		-12,725	-12,725	0,000
4	PQ	1,018	1,018	0,000	-10,313	-10,313	0,000
5	PQ	1,020	1,020	0,000	-8,774	-8,774	0,000
6	PV	1,070	1,070		-14,221	-14,221	0,000
7	PQ	1,062	1,062	0,000	-13,360	-13,360	0,000
8	PV	1,090	1,090		-13,360	-13,360	0,000
9	PQ	1,056	1,056	0,000	-14,938	-14,939	0,007
10	PQ	1,051	1,051	0,000	-15,097	-15,097	0,000
11	PQ	1,057	1,057	0,000	-14,791	-14,791	0,000
12	PQ	1,055	1,055	0,000	-15,076	-15,076	0,000
13	PQ	1,050	1,050	0,000	-15,156	-15,156	0,000
14	PQ	1,036	1,036	0,000	-16,034	-16,034	0,000

NOTA - Potência de base de 100 MVA

Tabela B4- Resultados da comparação entre as potências produzidas nos FC realizados com o FCNR e com o Power World para a rede 14 barramentos.

Barramento		Potência activa (pu)			Potência reactiva (pu)		
Número	Tipo	FCNR	Power World	Erro (%)	FCNR	Power World	Erro (%)
1	Ref.	2,324	2,324	0,000			
2	PV	0,400	0,400	0,000	0,4356	0,4356	0,000
3	PV	0	0		0,2507	0,2508	0,021
6	PV	0	0		0,1273	0,1273	0,000
8	PV	0	0		0,1762	0,1762	0,000

NOTA - Potência de base de 100 MVA

Tabela B5- Resultados da comparação entre as tensões obtidas nos FC realizados com o FCNR e o Power World para a rede 57 barramentos.

Barramento		Módulo (pu)			Fase (graus)		
Número	Tipo	Matlab	Power World	Erro (%)	Matlab	Power World	Erro (%)
1	Ref	1,040	1,040		0,000	0,000	
2	PV	1,010	1,010		-1,188	-1,190	-0,161
3	PV	0,985	0,985		-5,988	-5,990	-0,034
4	PQ	0,981	0,981	0,000	-7,337	-7,340	-0,045
5	PQ	0,977	0,977	0,000	-8,546	-8,550	-0,044

6	PV	0,980	0,980		-8,674	-8,670	0,046
7	PQ	0,984	0,984	0,000	-7,601	-7,600	0,011
8	PV	1,005	1,005		-4,478	-4,480	-0,054
9	PV	0,980	0,980		-9,584	-9,580	0,046
10	PQ	0,986	0,986	0,000	-11,449	-11,450	-0,005
11	PQ	0,974	0,974	0,000	-10,193	-10,190	0,028
12	PV	1,015	1,015		-10,471	-10,470	0,007
13	PQ	0,979	0,979	0,000	-9,803	-9,800	0,034
14	PQ	0,970	0,970	0,000	-9,350	-9,350	0,000
15	PQ	0,988	0,988	0,000	-7,190	-7,190	0,000
16	PQ	1,013	1,013	0,000	-8,859	-8,860	-0,011
17	PQ	1,018	1,017	0,005	-5,396	-5,400	-0,077
18	PQ	1,001	1,001	0,000	-11,729	-11,730	-0,009
19	PQ	0,970	0,970	0,000	-13,226	-13,230	-0,029
20	PQ	0,964	0,964	0,000	-13,444	-13,440	0,029
21	PQ	1,009	1,009	0,000	-12,929	-12,930	-0,010
22	PQ	1,010	1,010	0,000	-12,874	-12,870	0,034
23	PQ	1,008	1,008	0,000	-12,940	-12,940	0,000
24	PQ	0,999	0,999	0,000	-13,293	-13,290	0,019
25	PQ	0,983	0,983	0,000	-18,173	-18,170	0,017
26	PQ	0,959	0,959	0,000	-12,981	-12,980	0,011
27	PQ	0,982	0,982	0,000	-11,514	-11,510	0,031
28	PQ	0,997	0,997	0,000	-10,482	-10,480	0,016
29	PQ	1,010	1,010	0,000	-9,771	-9,770	0,012
30	PQ	0,963	0,963	0,000	-18,720	-18,720	0,000
31	PQ	0,936	0,936	0,000	-19,383	-19,380	0,016
32	PQ	0,950	0,950	0,000	-18,512	-18,510	0,009
33	PQ	0,948	0,948	0,000	-18,551	-18,550	0,006
34	PQ	0,959	0,959	0,000	-14,149	-14,150	-0,010
35	PQ	0,966	0,966	0,000	-13,906	-13,910	-0,027
36	PQ	0,976	0,976	0,000	-13,635	-13,630	0,034
37	PQ	0,985	0,985	0,000	-13,446	-13,450	-0,033
38	PQ	1,013	1,013	0,000	-12,735	-12,730	0,036
39	PQ	0,983	0,983	0,000	-13,491	-13,490	0,006

Barramento		Módulo (pu)			Fase (graus)		
Número	Tipo	Matlab	Power World	Erro (%)	Matlab	Power World	Erro (%)
40	PQ	0,973	0,973	0,000	-13,658	-13,660	-0,014
41	PQ	0,996	0,996	0,000	-14,076	-14,080	-0,026
42	PQ	0,967	0,967	0,000	-15,532	-15,530	0,015
43	PQ	1,010	1,010	0,000	-11,354	-11,350	0,038
44	PQ	1,017	1,017	0,000	-11,856	-11,860	-0,032
45	PQ	1,036	1,036	0,000	-9,270	-9,270	0,000
46	PQ	1,060	1,060	0,000	-11,116	-11,120	-0,037
47	PQ	1,033	1,033	0,000	-12,511	-12,510	0,009
48	PQ	1,027	1,027	0,000	-12,610	-12,610	0,000

49	PQ	1,036	1,036	0,000	-12,936	-12,940	-0,034
50	PQ	1,023	1,023	0,000	-13,412	-13,410	0,017
51	PQ	1,052	1,052	0,000	-12,533	-12,530	0,023
52	PQ	0,980	0,980	0,000	-11,498	-11,500	-0,022
53	PQ	0,971	0,971	0,000	-12,252	-12,250	0,017
54	PQ	0,996	0,996	0,000	-11,710	-11,710	0,000
55	PQ	1,031	1,031	0,000	-10,801	-10,800	0,007
56	PQ	0,968	0,968	0,000	-16,065	-16,070	-0,030
57	PQ	0,965	0,965	0,000	-16,584	-16,580	0,022
Erro máximo				0,005			0,046
Erro máximo				0,000			-0,161
NOTA - Potência de base de 100 MVA							

Tabela B6- Resultados da comparação entre as potências produzidas nos FC realizados com o FCNR e o Power World para a rede 57 barramentos.

Barramento		Potência activa (pu)			Potência reactiva (pu)		
Número	Tipo	FCNR	Power World	Erro (%)	FCNR	Power World	Erro (%)
1	Ref.	4,7865	4,7866	-0,0021	0	0	
2	PV	0	0		-0,0076	-0,0075	0,6933
3	PV	0,4000	0,4	0,0000	-0,0090	-0,0090	0,0000
6	PV	0	0		0,0087	0,0087	0,0000
8	PV	4,5000	4,5	0,0000	0,6210	0,6210	0,0000
9	PV	0	0		0,0229	0,0229	0,0000
12	PV	3,1000	3,1	0,0000	1,2863	1,2863	0,0000
Erro máximo				-0,0021			0,6933
Erro máximo				0			0
NOTA - Potência de base de 100 MVA							

ANEXO C – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM AS REDES DE TESTE

Tabela C1- Tensões nos barramentos para vários pontos de carga para a rede de 57 barramentos (ordenada por número crescente de barramento).

Barramento		Tensão para os aumentos de carga em (pu) (1)					
Nº	Tipo	Base	10 %	20 %	30 %	40 %	40,7 %
1	Ref	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
2	PV	1.010	1.010	1.010	1.008	0.987	0.983
3	PV	0.985	0.985	0.985	0.968	0.899	0.884
4	PQ	0.981	0.980	0.979	0.961	0.882	0.865
5	PQ	0.977	0.976	0.974	0.960	0.873	0.853
6	PV	0.980	0.980	0.980	0.968	0.880	0.860
7	PQ	0.984	0.982	0.979	0.970	0.881	0.858
8	PV	1.005	1.005	1.005	1.005	0.927	0.906
9	PV	0.980	0.976	0.965	0.948	0.856	0.834
10	PQ	0.986	0.980	0.961	0.934	0.838	0.817
11	PQ	0.974	0.968	0.952	0.928	0.832	0.810
12	PV	1.015	1.012	0.992	0.963	0.877	0.859
13	PQ	0.979	0.973	0.956	0.930	0.839	0.819
14	PQ	0.970	0.963	0.947	0.921	0.831	0.812
15	PQ	0.988	0.983	0.973	0.951	0.877	0.861
16	PQ	1.013	1.007	0.988	0.960	0.886	0.872
17	PQ	1.018	1.011	0.998	0.979	0.934	0.926
18	PQ	1.001	0.996	0.989	0.965	0.869	0.849
19	PQ	0.970	0.960	0.945	0.914	0.803	0.778
20	PQ	0.964	0.952	0.933	0.900	0.783	0.757
21	PQ	1.009	0.995	0.973	0.936	0.812	0.783
22	PQ	1.010	0.996	0.973	0.937	0.812	0.783

Barramento		Tensão para os aumentos de carga em (pu) (1)					
Nº	Tipo	Base	10 %	20 %	30 %	40 %	40,7 %
23	PQ	1.008	0.995	0.972	0.935	0.809	0.779
24	PQ	0.999	0.984	0.960	0.924	0.782	0.745
25	PQ	0.983	0.959	0.925	0.875	0.688	0.634
26	PQ	0.959	0.945	0.924	0.891	0.758	0.724
27	PQ	0.982	0.972	0.959	0.937	0.821	0.792
28	PQ	0.997	0.990	0.980	0.963	0.856	0.829
29	PQ	1.010	1.005	0.998	0.984	0.883	0.858
30	PQ	0.963	0.937	0.900	0.846	0.647	0.589
31	PQ	0.936	0.907	0.866	0.806	0.594	0.530
32	PQ	0.950	0.924	0.886	0.830	0.634	0.577

33	PQ	0.948	0.921	0.883	0.826	0.629	0.571
34	PQ	0.959	0.939	0.908	0.862	0.709	0.670
35	PQ	0.966	0.947	0.918	0.873	0.726	0.690
36	PQ	0.976	0.958	0.930	0.888	0.747	0.713
37	PQ	0.985	0.968	0.942	0.901	0.765	0.732
38	PQ	1.013	1.000	0.977	0.941	0.819	0.790
39	PQ	0.983	0.966	0.939	0.898	0.762	0.729
40	PQ	0.973	0.955	0.927	0.884	0.743	0.709
41	PQ	0.996	0.984	0.962	0.928	0.806	0.777
42	PQ	0.967	0.950	0.922	0.882	0.743	0.710
43	PQ	1.010	1.001	0.983	0.956	0.848	0.824
44	PQ	1.017	1.005	0.985	0.951	0.837	0.811
45	PQ	1.036	1.030	1.017	0.991	0.899	0.879
46	PQ	1.060	1.051	1.032	1.000	0.893	0.870
47	PQ	1.033	1.022	1.000	0.966	0.850	0.823
48	PQ	1.027	1.015	0.993	0.958	0.840	0.813
49	PQ	1.036	1.025	1.002	0.967	0.850	0.824
50	PQ	1.023	1.011	0.986	0.949	0.830	0.803
51	PQ	1.052	1.044	1.022	0.991	0.883	0.860
52	PQ	0.980	0.971	0.957	0.936	0.819	0.791
53	PQ	0.971	0.959	0.943	0.919	0.796	0.767
54	PQ	0.996	0.987	0.972	0.950	0.836	0.809
55	PQ	1.031	1.026	1.013	0.994	0.892	0.868
56	PQ	0.968	0.951	0.923	0.881	0.738	0.704
57	PQ	0.965	0.947	0.918	0.874	0.728	0.692
(1) - Potência de base de 100 MVA							

Tabela C2- Tensões nos barramentos para vários pontos de carga para a rede de 57 barramentos (ordenados em primeiro lugar por tipo de barramento e em segundo lugar por valor crescente da tensão do ultimo FC).

Barramento		Tensão para os aumentos de carga em (pu) (1)					
Nº	Tipo	Base	10 %	20 %	30 %	40 %	40,7 %
1	Ref	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
2	PV	1.010	1.010	1.010	1.008	0.987	0.983
3	PV	0.985	0.985	0.985	0.968	0.899	0.884
6	PV	0.980	0.980	0.980	0.968	0.880	0.860
8	PV	1.005	1.005	1.005	1.005	0.927	0.906
9	PV	0.980	0.976	0.965	0.948	0.856	0.834
12	PV	1.015	1.012	0.992	0.963	0.877	0.859

31	PQ	0.936	0.907	0.866	0.806	0.594	0.530
33	PQ	0.948	0.921	0.883	0.826	0.629	0.571
32	PQ	0.950	0.924	0.886	0.830	0.634	0.577
30	PQ	0.963	0.937	0.900	0.846	0.647	0.589
25	PQ	0.983	0.959	0.925	0.875	0.688	0.634
34	PQ	0.959	0.939	0.908	0.862	0.709	0.670
35	PQ	0.966	0.947	0.918	0.873	0.726	0.690
57	PQ	0.965	0.947	0.918	0.874	0.728	0.692
56	PQ	0.968	0.951	0.923	0.881	0.738	0.704
40	PQ	0.973	0.955	0.927	0.884	0.743	0.709
42	PQ	0.967	0.950	0.922	0.882	0.743	0.710
36	PQ	0.976	0.958	0.930	0.888	0.747	0.713
26	PQ	0.959	0.945	0.924	0.891	0.758	0.724
39	PQ	0.983	0.966	0.939	0.898	0.762	0.729
37	PQ	0.985	0.968	0.942	0.901	0.765	0.732
24	PQ	0.999	0.984	0.960	0.924	0.782	0.745
20	PQ	0.964	0.952	0.933	0.900	0.783	0.757
53	PQ	0.971	0.959	0.943	0.919	0.796	0.767
41	PQ	0.996	0.984	0.962	0.928	0.806	0.777
19	PQ	0.970	0.960	0.945	0.914	0.803	0.778
23	PQ	1.008	0.995	0.972	0.935	0.809	0.779
22	PQ	1.010	0.996	0.973	0.937	0.812	0.783
21	PQ	1.009	0.995	0.973	0.936	0.812	0.783
38	PQ	1.013	1.000	0.977	0.941	0.819	0.790
52	PQ	0.980	0.971	0.957	0.936	0.819	0.791
27	PQ	0.982	0.972	0.959	0.937	0.821	0.792
50	PQ	1.023	1.011	0.986	0.949	0.830	0.803
54	PQ	0.996	0.987	0.972	0.950	0.836	0.809
11	PQ	0.974	0.968	0.952	0.928	0.832	0.810
44	PQ	1.017	1.005	0.985	0.951	0.837	0.811
14	PQ	0.970	0.963	0.947	0.921	0.831	0.812
48	PQ	1.027	1.015	0.993	0.958	0.840	0.813
10	PQ	0.986	0.980	0.961	0.934	0.838	0.817
13	PQ	0.979	0.973	0.956	0.930	0.839	0.819
Barramento		Tensão para os aumentos de carga em (pu) (1)					
Nº	Tipo	Base	10 %	20 %	30 %	40 %	40,7 %
47	PQ	1.033	1.022	1.000	0.966	0.850	0.823
43	PQ	1.010	1.001	0.983	0.956	0.848	0.824
49	PQ	1.036	1.025	1.002	0.967	0.850	0.824
28	PQ	0.997	0.990	0.980	0.963	0.856	0.829
18	PQ	1.001	0.996	0.989	0.965	0.869	0.849
5	PQ	0.977	0.976	0.974	0.960	0.873	0.853
29	PQ	1.010	1.005	0.998	0.984	0.883	0.858
7	PQ	0.984	0.982	0.979	0.970	0.881	0.858
51	PQ	1.052	1.044	1.022	0.991	0.883	0.860
15	PQ	0.988	0.983	0.973	0.951	0.877	0.861
4	PQ	0.981	0.980	0.979	0.961	0.882	0.865
55	PQ	1.031	1.026	1.013	0.994	0.892	0.868

46	PQ	1.060	1.051	1.032	1.000	0.893	0.870
16	PQ	1.013	1.007	0.988	0.960	0.886	0.872
45	PQ	1.036	1.030	1.017	0.991	0.899	0.879
17	PQ	1.018	1.011	0.998	0.979	0.934	0.926
(1) - Potência de base de 100 MVA							

Tabela C3- Coeficientes de sensibilidade $\delta Q/\delta V$ dos barramentos e valores da grandeza FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos.

Barramento		FC (número de ordem)					
Número	Tipo	1	100	200	300	400	407
1	REF	60,0620	60,0510	60,2600	60,7870	63,0310	63,5470
2	PV	42,7540	42,7830	42,8310	42,9080	41,9060	41,7050
3	PV	51,6170	51,8060	52,1250	51,2990	47,7420	46,8950
4	PQ	40,8980	40,8580	40,8030	40,0910	36,8680	36,0670
5	PQ	18,4500	18,4290	18,4030	18,1250	16,5100	16,0870
6	PV	33,2540	33,3410	33,4490	33,1020	30,2240	29,4480
7	PQ	38,8270	38,7430	38,6240	38,2890	34,8520	33,8590
8	PV	38,6940	38,8100	39,0960	39,6310	37,2230	36,3830
9	PV	52,5240	52,3760	51,7270	50,7870	45,8980	44,5740
10	PQ	29,0160	28,8380	28,2840	27,4880	24,7240	24,0270
11	PQ	31,0300	30,8380	30,3460	29,5900	26,6020	25,8210
12	PV	45,1640	45,2590	44,3950	43,1660	39,5900	38,7470
13	PQ	70,5560	70,1060	68,9280	67,0330	60,6190	59,0100
14	PQ	52,8480	52,4540	51,6070	50,1540	45,3760	44,1820
15	PQ	64,5890	64,2650	63,5940	62,1690	57,4130	56,2500
16	PQ	16,5050	16,4010	16,0840	15,6360	14,4450	14,1740
17	PQ	14,2850	14,1930	13,9950	13,7240	13,0830	12,9470
18	PQ	4,9376	4,9020	4,8589	4,7269	4,2309	4,1085
19	PQ	2,5371	2,5097	2,4705	2,3885	2,1023	2,0290
20	PQ	2,7887	2,7528	2,6986	2,5996	2,2660	2,1792
21	PQ	7,3695	7,2733	7,1111	6,8465	5,9611	5,7233
22	PQ	76,8720	75,8600	74,1280	71,3550	62,1000	59,6030
23	PQ	49,3270	48,6630	47,5400	45,7460	39,7280	38,0950

Barramento		FC (número de ordem)					
Número	Tipo	1	100	200	300	400	407
24	PQ	23,8220	23,4580	22,9030	22,0330	18,7400	17,7680
25	PQ	4,9022	4,7813	4,6080	4,3490	3,4216	3,1160
26	PQ	22,9270	22,6040	22,1070	21,3200	18,2230	17,3090
27	PQ	9,9601	9,8680	9,7340	9,5105	8,3643	8,0318
28	PQ	18,6030	18,4750	18,2930	17,9720	16,0130	15,4480
29	PQ	30,3710	30,2200	30,0050	29,5940	26,6280	25,7750
30	PQ	4,6302	4,5042	4,3249	4,0589	3,1184	2,8031
31	PQ	2,1402	2,0699	1,9710	1,8260	1,3257	1,1526
32	PQ	13,9280	13,5510	12,9980	12,1730	9,3719	8,4471
33	PQ	12,0230	11,6920	11,2050	10,4820	8,0309	7,2195

34	PQ	9,5711	9,3738	9,0675	8,6065	7,1185	6,6878
35	PQ	19,5060	19,1250	18,5270	17,6220	14,7130	13,8880
36	PQ	42,2560	41,5080	40,3060	38,4690	32,5320	30,8760
37	PQ	42,0160	41,3260	40,1970	38,4550	32,8010	31,2400
38	PQ	63,8810	63,0580	61,6240	59,3290	51,7800	49,7630
39	PQ	19,3090	18,9880	18,4630	17,6560	15,0390	14,3170
40	PQ	15,6460	15,3660	14,9160	14,2310	12,0200	11,4040
41	PQ	6,7216	6,6378	6,4813	6,2495	5,4339	5,2150
42	PQ	4,0018	3,9285	3,8067	3,6305	3,0467	2,8882
43	PQ	9,0390	8,9660	8,8025	8,5547	7,6150	7,3669
44	PQ	20,4880	20,2580	19,8480	19,1660	16,9150	16,3200
45	PQ	16,6010	16,5020	16,2920	15,8790	14,4530	14,0850
46	PQ	28,4030	28,1580	27,6580	26,8170	24,0240	23,3060
47	PQ	41,0630	40,5960	39,7330	38,3410	33,8030	32,6190
48	PQ	48,0190	47,4620	46,4410	44,8000	39,4210	38,0090
49	PQ	20,9390	20,6960	20,2310	19,5090	17,1720	16,5680
50	PQ	8,9724	8,8505	8,6186	8,2784	7,2107	6,9395
51	PQ	18,1530	18,0040	17,6220	17,0750	15,2470	14,7880
52	PQ	9,4935	9,3965	9,2603	9,0551	7,9495	7,6401
53	PQ	8,5326	8,4181	8,2583	8,0322	6,9403	6,6386
54	PQ	5,3561	5,3075	5,2232	5,1027	4,5021	4,3373
55	PQ	11,3930	11,3350	11,1890	10,9760	9,8650	9,5623
56	PQ	6,2465	6,1345	5,9482	5,6742	4,7641	4,5146
57	PQ	3,2543	3,1916	3,0894	2,9391	2,4456	2,3095
FSQV		1467,074	1455,322	1433,110	1395,408	1252,543	1213,8139

Tabela C4- Cargas finais referentes aos cenários B1 a B11 para a rede de simulação de 57 barramentos (1ªabordagem).

Número Barram.	Cargas finais correspondentes aos cenários (pu) (1)										
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
1	0,239	0,239	0,216	0,205	0,198	0,193	0,239	0,216	0,205	0,198	0,193
2	1,237	0,880	1,238	1,237	1,236	1,236	1,237	1,118	1,059	1,023	0,999
3	0,295	0,210	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,267	0,253	0,244	0,238
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0,056	0,056	0,051	0,048	0,046	0,045	0,056	0,051	0,048	0,046	0,045
6	0,028	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0,309	0,309	0,280	0,265	0,256	0,250	0,309	0,280	0,265	0,256	0,250
9	0,366	0,366	0,330	0,313	0,302	0,295	0,366	0,330	0,313	0,302	0,295
10	0,028	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0,337	0,337	0,305	0,289	0,279	0,272	0,337	0,305	0,289	0,279	0,272
13	0,032	0,032	0,029	0,028	0,027	0,026	0,032	0,029	0,028	0,027	0,026

14	0,075	0,075	0,067	0,064	0,062	0,060	0,075	0,067	0,064	0,062	0,060
15	0,070	0,070	0,064	0,060	0,058	0,057	0,070	0,064	0,060	0,058	0,057
16	0,042	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034
17	0,112	0,112	0,102	0,096	0,093	0,091	0,112	0,102	0,096	0,093	0,091
18	0,138	0,138	0,125	0,118	0,114	0,111	0,138	0,125	0,118	0,114	0,111
19	0,008	0,008	0,008	0,007	0,007	0,007	0,006	0,008	0,008	0,008	0,008
20	0,014	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011	0,010	0,014	0,014	0,014	0,014
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0,030	0,030	0,027	0,025	0,024	0,024	0,030	0,027	0,025	0,024	0,024
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0,045	0,045	0,041	0,038	0,037	0,036	0,045	0,041	0,038	0,037	0,036
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0,007	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006
28	0,032	0,032	0,029	0,028	0,027	0,026	0,032	0,029	0,028	0,027	0,026
29	0,037	0,037	0,033	0,031	0,030	0,030	0,037	0,033	0,031	0,030	0,030
30	0,025	0,025	0,023	0,022	0,021	0,020	0,018	0,025	0,025	0,025	0,025
31	0,041	0,041	0,037	0,035	0,034	0,033	0,029	0,041	0,041	0,041	0,041
32	0,011	0,011	0,010	0,010	0,009	0,009	0,011	0,010	0,010	0,009	0,009
33	0,027	0,027	0,024	0,023	0,022	0,022	0,027	0,024	0,023	0,022	0,022
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0,042	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0,098	0,098	0,089	0,084	0,081	0,079	0,098	0,089	0,084	0,081	0,079
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0,042	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034
42	0,062	0,062	0,056	0,053	0,051	0,050	0,044	0,062	0,062	0,062	0,062
43	0,014	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011
44	0,025	0,025	0,023	0,022	0,021	0,020	0,025	0,023	0,022	0,021	0,020
45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0,163	0,163	0,147	0,140	0,135	0,132	0,163	0,147	0,140	0,135	0,132
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0,120	0,120	0,108	0,102	0,099	0,096	0,120	0,108	0,102	0,099	0,096
50	0,148	0,148	0,133	0,126	0,122	0,119	0,148	0,133	0,126	0,122	0,119
51	0,075	0,075	0,067	0,064	0,062	0,060	0,075	0,067	0,064	0,062	0,060
52	0,031	0,031	0,028	0,026	0,026	0,025	0,031	0,028	0,026	0,026	0,025
53	0,141	0,141	0,127	0,120	0,116	0,114	0,141	0,127	0,120	0,116	0,114
54	0,020	0,020	0,018	0,017	0,016	0,016	0,020	0,018	0,017	0,016	0,016
55	0,048	0,048	0,043	0,041	0,040	0,039	0,048	0,043	0,041	0,040	0,039
56	0,031	0,031	0,028	0,026	0,026	0,025	0,031	0,028	0,026	0,026	0,025
57	0,028	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023	0,020	0,028	0,028	0,028	0,028
Totais	4,730	4,287	4,423	4,268	4,174	4,112	4,678	4,293	4,073	3,940	3,852

(1) - Potência de base de 100 MVA

Tabela C5- Cargas finais referentes aos cenários B1 a B11 para a rede de simulação de 57 barramentos (2ªabordagem).

Número Barram.	Cenários de cargas (pu) (1)										
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
1	0,239	0,239	0,216	0,205	0,198	0,193	0,239	0,216	0,205	0,198	0,193
2	1,237	1,237	1,237	1,237	1,237	1,237	1,237	1,118	1,059	1,023	0,999
3	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,267	0,253	0,244	0,238
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0,056	0,056	0,051	0,048	0,046	0,045	0,056	0,051	0,048	0,046	0,045
6	0,028	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0,309	0,309	0,280	0,265	0,256	0,250	0,309	0,280	0,265	0,256	0,250
9	0,366	0,366	0,330	0,313	0,302	0,295	0,366	0,330	0,313	0,302	0,295
10	0,028	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023

11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0,337	0,337	0,305	0,289	0,279	0,272	0,337	0,305	0,289	0,279	0,272
13	0,032	0,032	0,029	0,028	0,027	0,026	0,032	0,029	0,028	0,027	0,026
14	0,075	0,075	0,067	0,064	0,062	0,060	0,075	0,067	0,064	0,062	0,060
15	0,070	0,070	0,064	0,060	0,058	0,057	0,070	0,064	0,060	0,058	0,057
16	0,042	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034
17	0,112	0,112	0,102	0,096	0,093	0,091	0,112	0,102	0,096	0,093	0,091
18	0,138	0,138	0,125	0,118	0,114	0,111	0,138	0,125	0,118	0,114	0,111
19	0,008	0,008	0,008	0,007	0,007	0,007	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
20	0,014	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0,030	0,030	0,027	0,025	0,024	0,024	0,030	0,027	0,025	0,024	0,024
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0,045	0,045	0,041	0,038	0,037	0,036	0,045	0,041	0,038	0,037	0,036
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0,007	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006
28	0,032	0,032	0,029	0,028	0,027	0,026	0,032	0,029	0,028	0,027	0,026
29	0,037	0,037	0,033	0,031	0,030	0,030	0,037	0,033	0,031	0,030	0,030
30	0,025	0,025	0,023	0,022	0,021	0,020	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
31	0,041	0,041	0,037	0,035	0,034	0,033	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041
32	0,011	0,011	0,010	0,010	0,009	0,009	0,011	0,010	0,010	0,009	0,009
33	0,027	0,027	0,024	0,023	0,022	0,022	0,027	0,024	0,023	0,022	0,022
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0,042	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0,098	0,098	0,089	0,084	0,081	0,079	0,098	0,089	0,084	0,081	0,079
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0,042	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034	0,042	0,038	0,036	0,035	0,034
42	0,062	0,062	0,056	0,053	0,051	0,050	0,062	0,062	0,062	0,062	0,062
43	0,014	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011
44	0,025	0,025	0,023	0,022	0,021	0,020	0,025	0,023	0,022	0,021	0,020
Número Barram.	Cenários de cargas (pu) (1)										
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0,163	0,163	0,147	0,140	0,135	0,132	0,163	0,147	0,140	0,135	0,132
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0,120	0,120	0,108	0,102	0,099	0,096	0,120	0,108	0,102	0,099	0,096
50	0,148	0,148	0,133	0,126	0,122	0,119	0,148	0,133	0,126	0,122	0,119
51	0,075	0,075	0,067	0,064	0,062	0,060	0,075	0,067	0,064	0,062	0,060
52	0,031	0,031	0,028	0,026	0,026	0,025	0,031	0,028	0,026	0,026	0,025
53	0,141	0,141	0,127	0,120	0,116	0,114	0,141	0,127	0,120	0,116	0,114
54	0,020	0,020	0,018	0,017	0,016	0,016	0,020	0,018	0,017	0,016	0,016
55	0,048	0,048	0,043	0,041	0,040	0,039	0,048	0,043	0,041	0,040	0,039
56	0,031	0,031	0,028	0,026	0,026	0,025	0,031	0,028	0,026	0,026	0,025
57	0,028	0,028	0,025	0,024	0,023	0,023	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
Totais	4,730	4,730	4,423	4,268	4,175	4,114	4,730	4,293	4,073	3,940	3,853
(1) - Potência de base de 100 MVA											

Tabela C6- Erros dos valores FSQV finais para os aumentos de carga do barramento 2 da rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 5%).

Cresc. Carga (%)	Número de FC (1)	PMC (%) (2)	FSQV		Erro (%) (3)	Carga (pu)	
			Inicial	Final		Activa (4)	Reactiva (4)
0	407	40,6	1467,1	1213,8		0,030	0,880
5	407	40,6	1467,1	1203,8	-0,83	0,032	0,924
10	406	40,5	1467,1	1208,4	-0,45	0,033	0,968
15	405	40,4	1467,1	1211,6	-0,18	0,035	1,012
20	405	40,4	1467,1	1199,6	-1,18	0,036	1,056
25	404	40,3	1467,1	1205,7	-0,67	0,038	1,100
30	403	40,2	1467,1	1209,1	-0,39	0,039	1,144
35	402	40,1	1467,1	1211,8	-0,16	0,041	1,188
40	402	40,1	1467,1	1202,5	-0,94	0,042	1,232
45	401	40,0	1467,1	1206,4	-0,61	0,044	1,276
50	400	39,9	1467,1	1209,4	-0,37	0,045	1,320
55	400	39,9	1467,1	1198,2	-1,30	0,047	1,364
60	399	39,8	1467,1	1203,3	-0,87	0,048	1,408
65	398	39,7	1467,1	1206,6	-0,60	0,050	1,452
70	397	39,6	1467,1	1209,2	-0,39	0,051	1,496
75	397	39,6	1467,1	1199,6	-1,18	0,053	1,540
80	396	39,5	1467,1	1203,4	-0,86	0,054	1,584
85	395	39,4	1467,1	1206,3	-0,62	0,056	1,628
90	395	39,4	1467,1	1194,1	-1,65	0,057	1,672
95	394	39,3	1467,1	1199,7	-1,18	0,059	1,716
100	393	39,2	1467,1	1203,0	-0,90	0,060	1,760
105	392	39,1	1467,1	1205,5	-0,69	0,062	1,804
110	392	39,1	1467,1	1194,9	-1,58	0,063	1,848
115	391	39,0	1467,1	1199,3	-1,21	0,065	1,892
120	390	38,9	1467,1	1202,2	-0,97	0,066	1,936
125	389	38,8	1467,1	1204,5	-0,77	0,068	1,980
130	389	38,8	1467,1	1194,5	-1,62	0,069	2,024
135	388	38,7	1467,1	1198,2	-1,30	0,071	2,068
140	387	38,6	1467,1	1200,9	-1,07	0,072	2,112
145	386	38,5	1467,1	1203,2	-0,89	0,074	2,156
150	386	38,5	1467,1	1193,3	-1,72	0,075	2,200
155	385	38,4	1467,1	1196,8	-1,42	0,077	2,244
160	384	38,3	1467,1	1199,3	-1,21	0,078	2,288
165	383	38,2	1467,1	1201,5	-1,03	0,080	2,332
170	383	38,2	1467,1	1191,6	-1,87	0,081	2,376
175	382	38,1	1467,1	1195,0	-1,58	0,083	2,420
180	381	38,0	1467,1	1197,4	-1,37	0,084	2,464
185	380	37,9	1467,1	1199,5	-1,19	0,086	2,508
Cresc. Carga (%)	Número de FC (1)	PMC (%) (2)	FSQV		Erro (%) (3)	Carga (pu)	
			Inicial	Final		Activa (4)	Reactiva (4)
190	380	37,9	1467,1	1189,0	-2,08	0,087	2,552
195	379	37,8	1467,1	1192,6	-1,78	0,089	2,596
200	378	37,7	1467,1	1195,2	-1,56	0,090	2,640
205	377	37,6	1467,1	1197,1	-1,39	0,092	2,684
210	377	37,6	1467,1	1185,7	-2,37	0,093	2,728
215	376	37,5	1467,1	1189,8	-2,02	0,095	2,772
220	375	37,4	1467,1	1192,4	-1,80	0,096	2,816
225	374	37,3	1467,1	1194,5	-1,62	0,098	2,860
230	373	37,2	1467,1	1196,2	-1,47	0,099	2,904
235	373	37,2	1467,1	1186,0	-2,34	0,101	2,948
240	372	37,1	1467,1	1189,0	-2,09	0,102	2,992
245	371	37,0	1467,1	1191,3	-1,89	0,104	3,036
250	370	36,9	1467,1	1193,1	-1,74	0,105	3,080

(1)- Para atingir o colapso (2)- Em relação às cargas base da rede de simulação

(3)- Em relação ao valor FSQV final com a carga base (1213,8) (4)- Potência base de 100 MVA

Tabela C7- Erros dos valores FSQV finais para os aumentos de carga do barramento 2 da rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).

Cresc. Carga (%)	Número de FC (1)	PMC (%) (2)	FSQV		Erro (%) (3)	Carga (pu)	
			Inicial	Final		Activa (4)	Reactiva (4)
0	407	40,6	1467,1	1213,8	0,00	0,030	0,880
1	407	40,6	1467,1	1212,3	-0,13	0,030	0,889
2	407	40,6	1467,1	1210,6	-0,27	0,031	0,898
3	407	40,6	1467,1	1208,7	-0,42	0,031	0,906
4	407	40,6	1467,1	1206,5	-0,61	0,031	0,915
5	407	40,6	1467,1	1203,8	-0,83	0,032	0,924
6	407	40,6	1467,1	1198,8	-1,25	0,032	0,933
7	406	40,5	1467,1	1213,5	-0,03	0,032	0,942
8	406	40,5	1467,1	1211,9	-0,16	0,032	0,950
9	406	40,5	1467,1	1210,3	-0,29	0,033	0,959
10	406	40,5	1467,1	1208,4	-0,45	0,033	0,968
11	406	40,5	1467,1	1206,3	-0,62	0,033	0,977
12	406	40,5	1467,1	1203,7	-0,84	0,034	0,986
13	406	40,5	1467,1	1199,5	-1,19	0,034	0,994
14	405	40,4	1467,1	1213,1	-0,06	0,034	1,003
15	405	40,4	1467,1	1211,6	-0,18	0,035	1,012
16	405	40,4	1467,1	1209,9	-0,32	0,035	1,021
17	405	40,4	1467,1	1208,1	-0,48	0,035	1,030
18	405	40,4	1467,1	1206,0	-0,65	0,035	1,038
19	405	40,4	1467,1	1203,5	-0,86	0,036	1,047
20	405	40,4	1467,1	1199,6	-1,18	0,036	1,056
21	404	40,3	1467,1	1212,7	-0,09	0,036	1,065
22	404	40,3	1467,1	1211,2	-0,22	0,037	1,074
23	404	40,3	1467,1	1209,5	-0,35	0,037	1,082
24	404	40,3	1467,1	1207,8	-0,50	0,037	1,091
25	404	40,3	1467,1	1205,7	-0,67	0,038	1,100
26	404	40,3	1467,1	1203,2	-0,88	0,038	1,109
27	404	40,3	1467,1	1199,6	-1,18	0,038	1,118
28	403	40,2	1467,1	1212,3	-0,13	0,038	1,126
29	403	40,2	1467,1	1210,8	-0,25	0,039	1,135
30	403	40,2	1467,1	1209,1	-0,39	0,039	1,144
31	403	40,2	1467,1	1207,4	-0,53	0,039	1,153
32	403	40,2	1467,1	1205,3	-0,70	0,040	1,162
33	403	40,2	1467,1	1202,8	-0,91	0,040	1,170
34	403	40,2	1467,1	1199,4	-1,20	0,040	1,179
35	402	40,1	1467,1	1211,8	-0,16	0,041	1,188
Cresc. Carga (%)	Número de FC (1)	PMC (%) (2)	FSQV		Erro (%) (3)	Carga (pu)	
			Inicial	Final		Activa (4)	Reactiva (4)
36	402	40,1	1467,1	1210,4	-0,28	0,041	1,197
37	402	40,1	1467,1	1208,7	-0,43	0,041	1,206
38	402	40,1	1467,1	1206,9	-0,57	0,041	1,214
39	402	40,1	1467,1	1204,9	-0,74	0,042	1,223
40	402	40,1	1467,1	1202,5	-0,94	0,042	1,232
41	402	40,1	1467,1	1199,2	-1,22	0,042	1,241
42	401	40,0	1467,1	1211,4	-0,20	0,043	1,250
43	401	40,0	1467,1	1209,9	-0,32	0,043	1,258
44	401	40,0	1467,1	1208,3	-0,46	0,043	1,267
45	401	40,0	1467,1	1206,4	-0,61	0,044	1,276
46	401	40,0	1467,1	1204,4	-0,78	0,044	1,285

47	401	40,0	1467,1	1202,0	-0,98	0,044	1,294
48	401	40,0	1467,1	1198,7	-1,26	0,044	1,302
49	400	39,9	1467,1	1210,9	-0,24	0,045	1,311
50	400	39,9	1467,1	1209,4	-0,37	0,045	1,320
51	400	39,9	1467,1	1207,8	-0,50	0,045	1,329
52	400	39,9	1467,1	1205,9	-0,65	0,046	1,338
53	400	39,9	1467,1	1203,9	-0,82	0,046	1,346
54	400	39,9	1467,1	1201,5	-1,02	0,046	1,355
55	400	39,9	1467,1	1198,2	-1,30	0,047	1,364
56	399	39,8	1467,1	1210,3	-0,29	0,047	1,373
57	399	39,8	1467,1	1208,8	-0,41	0,047	1,382
58	399	39,8	1467,1	1207,2	-0,55	0,047	1,390
59	399	39,8	1467,1	1205,4	-0,70	0,048	1,399
60	399	39,8	1467,1	1203,3	-0,87	0,048	1,408
61	399	39,8	1467,1	1200,9	-1,07	0,048	1,417
62	399	39,8	1467,1	1197,6	-1,35	0,049	1,426
63	398	39,7	1467,1	1209,8	-0,33	0,049	1,434
64	398	39,7	1467,1	1208,2	-0,46	0,049	1,443
65	398	39,7	1467,1	1206,6	-0,60	0,050	1,452
66	398	39,7	1467,1	1204,8	-0,75	0,050	1,461
67	398	39,7	1467,1	1202,7	-0,92	0,050	1,470
68	398	39,7	1467,1	1200,3	-1,13	0,050	1,478
69	398	39,7	1467,1	1196,9	-1,41	0,051	1,487
70	397	39,6	1467,1	1209,2	-0,39	0,051	1,496
71	397	39,6	1467,1	1207,6	-0,51	0,051	1,505
72	397	39,6	1467,1	1206,0	-0,65	0,052	1,514
73	397	39,6	1467,1	1204,1	-0,81	0,052	1,522
74	397	39,6	1467,1	1202,1	-0,98	0,052	1,531
75	397	39,6	1467,1	1199,6	-1,18	0,053	1,540
76	397	39,6	1467,1	1196,1	-1,48	0,053	1,549
77	396	39,5	1467,1	1208,5	-0,44	0,053	1,558
78	396	39,5	1467,1	1207,0	-0,57	0,053	1,566
79	396	39,5	1467,1	1205,2	-0,71	0,054	1,575
80	396	39,5	1467,1	1203,4	-0,86	0,054	1,584
81	396	39,5	1467,1	1201,4	-1,04	0,054	1,593
82	396	39,5	1467,1	1198,8	-1,25	0,055	1,602
83	396	39,5	1467,1	1195,2	-1,56	0,055	1,610
84	395	39,4	1467,1	1207,8	-0,50	0,055	1,619
Crec. Carga (%)	Número de FC (1)	PMC (%) (2)	FSQV		Erro (%) (3)	Carga (pu)	
			Inicial	Final		Activa (4)	Reactiva (4)
85	395	39,4	1467,1	1206,3	-0,62	0,056	1,628
86	395	39,4	1467,1	1204,5	-0,77	0,056	1,637
87	395	39,4	1467,1	1202,7	-0,92	0,056	1,646
88	395	39,4	1467,1	1200,6	-1,10	0,056	1,654
89	395	39,4	1467,1	1198,0	-1,32	0,057	1,663
90	395	39,4	1467,1	1194,1	-1,65	0,057	1,672
91	394	39,3	1467,1	1207,0	-0,56	0,057	1,681
92	394	39,3	1467,1	1205,5	-0,69	0,058	1,690
93	394	39,3	1467,1	1203,8	-0,83	0,058	1,698
94	394	39,3	1467,1	1201,9	-0,99	0,058	1,707
95	394	39,3	1467,1	1199,7	-1,18	0,059	1,716
96	394	39,3	1467,1	1197,0	-1,40	0,059	1,725
97	394	39,3	1467,1	1192,8	-1,76	0,059	1,734
98	393	39,2	1467,1	1206,3	-0,62	0,059	1,742
99	393	39,2	1467,1	1204,7	-0,76	0,060	1,751
100	393	39,2	1467,1	1203,0	-0,90	0,060	1,760

101	393	39,2	1467,1	1201,0	-1,06	0,060	1,769
102	393	39,2	1467,1	1198,9	-1,25	0,061	1,778
103	393	39,2	1467,1	1196,0	-1,49	0,061	1,786
104	393	39,2	1467,1	1190,8	-1,93	0,061	1,795
105	392	39,1	1467,1	1205,5	-0,69	0,062	1,804
106	392	39,1	1467,1	1203,9	-0,82	0,062	1,813
107	392	39,1	1467,1	1202,2	-0,97	0,062	1,822
108	392	39,1	1467,1	1200,2	-1,14	0,062	1,830
109	392	39,1	1467,1	1197,8	-1,33	0,063	1,839
110	392	39,1	1467,1	1194,9	-1,58	0,063	1,848
111	391	39,0	1467,1	1206,2	-0,63	0,063	1,857
112	391	39,0	1467,1	1204,7	-0,76	0,064	1,866
113	391	39,0	1467,1	1203,1	-0,89	0,064	1,874
114	391	39,0	1467,1	1201,3	-1,04	0,064	1,883
115	391	39,0	1467,1	1199,3	-1,21	0,065	1,892
116	391	39,0	1467,1	1196,9	-1,42	0,065	1,901
117	391	39,0	1467,1	1193,7	-1,69	0,065	1,910
118	390	38,9	1467,1	1205,4	-0,70	0,065	1,918
119	390	38,9	1467,1	1203,8	-0,83	0,066	1,927
120	390	38,9	1467,1	1202,2	-0,97	0,066	1,936
121	390	38,9	1467,1	1200,3	-1,13	0,066	1,945
122	390	38,9	1467,1	1198,2	-1,30	0,067	1,954
123	390	38,9	1467,1	1195,7	-1,51	0,067	1,962
124	390	38,9	1467,1	1192,1	-1,82	0,067	1,971
125	389	38,8	1467,1	1204,5	-0,77	0,068	1,980
126	389	38,8	1467,1	1202,9	-0,90	0,068	1,989
127	389	38,8	1467,1	1201,2	-1,05	0,068	1,998
128	389	38,8	1467,1	1199,3	-1,21	0,068	2,006
129	389	38,8	1467,1	1197,2	-1,39	0,069	2,015
130	389	38,8	1467,1	1194,5	-1,62	0,069	2,024
131	389	38,8	1467,1	1190,3	-1,98	0,069	2,033
132	388	38,7	1467,1	1203,5	-0,86	0,070	2,042
133	388	38,7	1467,1	1201,9	-0,99	0,070	2,050
134	388	38,7	1467,1	1200,2	-1,14	0,070	2,059
135	388	38,7	1467,1	1198,2	-1,30	0,071	2,068
136	388	38,7	1467,1	1196,0	-1,49	0,071	2,077
137	388	38,7	1467,1	1193,1	-1,74	0,071	2,086
138	387	38,6	1467,1	1204,1	-0,81	0,071	2,094
139	387	38,6	1467,1	1202,6	-0,93	0,072	2,103
140	387	38,6	1467,1	1200,9	-1,07	0,072	2,112
141	387	38,6	1467,1	1199,2	-1,22	0,072	2,121
142	387	38,6	1467,1	1197,1	-1,40	0,073	2,130
143	387	38,6	1467,1	1194,7	-1,60	0,073	2,138
144	387	38,6	1467,1	1191,5	-1,87	0,073	2,147
145	386	38,5	1467,1	1203,2	-0,89	0,074	2,156
146	386	38,5	1467,1	1201,6	-1,02	0,074	2,165

Cresc. Carga (%)	Número de FC (1)	PMC (%) (2)	FSQV		Erro (%) (3)	Carga (pu)	
			Inicial	Final		Activa (4)	Reactiva (4)
147	386	38,5	1467,1	1199,9	-1,16	0,074	2,174
148	386	38,5	1467,1	1198,0	-1,32	0,074	2,182
149	386	38,5	1467,1	1195,9	-1,50	0,075	2,191
150	386	38,5	1467,1	1193,3	-1,72	0,075	2,200
151	386	38,5	1467,1	1189,5	-2,04	0,075	2,209

(1)- Para atingir o colapso (2)- Em relação às cargas base da rede de simulação
(3)- Em relação ao valor FSQV final com a carga base (1213,8) (4)- Potência base de 100 MVA

Tabela C8- Erros dos valores FSQV finais para os aumentos de carga do barramento 3 da rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).

Cresc. Carga (%)	Número de FC (1)	PMC (%) (2)	FSQV		Erro (%) (3)	Carga (pu)	
			Inicial	Final		Activa (4)	Reactiva (4)
0	407	40,6	1467,1	1213,8	0,00	0,410	0,210
1	407	40,6	1467,1	1210,6	-0,27	0,414	0,212
2	407	40,6	1467,1	1206,4	-0,61	0,418	0,214
3	406	40,5	1467,1	1214,9	0,09	0,422	0,216
4	406	40,5	1467,1	1211,9	-0,16	0,426	0,218
5	406	40,5	1467,1	1208,3	-0,46	0,431	0,221
6	406	40,5	1467,1	1203,2	-0,88	0,435	0,223
7	405	40,4	1467,1	1213,1	-0,06	0,439	0,225
8	405	40,4	1467,1	1209,9	-0,33	0,443	0,227
9	405	40,4	1467,1	1205,7	-0,67	0,447	0,229
10	404	40,3	1467,1	1214,2	0,03	0,451	0,231
11	404	40,3	1467,1	1211,2	-0,22	0,455	0,233
12	404	40,3	1467,1	1207,6	-0,52	0,459	0,235
13	404	40,3	1467,1	1202,6	-0,93	0,463	0,237
14	403	40,2	1467,1	1212,4	-0,12	0,467	0,239
15	403	40,2	1467,1	1209,1	-0,39	0,472	0,242
16	403	40,2	1467,1	1204,9	-0,74	0,476	0,244
17	403	40,2	1467,1	1196,3	-1,46	0,480	0,246
18	402	40,1	1467,1	1210,4	-0,28	0,484	0,248
19	402	40,1	1467,1	1206,8	-0,58	0,488	0,250
20	402	40,1	1467,1	1201,8	-1,00	0,492	0,252
21	401	40,0	1467,1	1211,6	-0,19	0,496	0,254
22	401	40,0	1467,1	1208,3	-0,46	0,500	0,256
23	401	40,0	1467,1	1204,1	-0,81	0,504	0,258
24	400	39,9	1467,1	1212,6	-0,10	0,508	0,260
25	400	39,9	1467,1	1209,6	-0,35	0,513	0,263
26	400	39,9	1467,1	1205,9	-0,65	0,517	0,265
27	400	39,9	1467,1	1200,8	-1,09	0,521	0,267
28	399	39,8	1467,1	1210,7	-0,26	0,525	0,269
29	399	39,8	1467,1	1207,4	-0,53	0,529	0,271
30	399	39,8	1467,1	1203,2	-0,88	0,533	0,273
31	398	39,7	1467,1	1211,8	-0,17	0,537	0,275
32	398	39,7	1467,1	1208,7	-0,42	0,541	0,277
33	398	39,7	1467,1	1205,0	-0,73	0,545	0,279
34	398	39,7	1467,1	1199,8	-1,17	0,549	0,281
35	397	39,6	1467,1	1209,8	-0,33	0,554	0,284
36	397	39,6	1467,1	1206,4	-0,61	0,558	0,286
37	397	39,6	1467,1	1202,2	-0,96	0,562	0,288
38	396	39,5	1467,1	1210,9	-0,24	0,566	0,290
39	396	39,5	1467,1	1207,8	-0,50	0,570	0,292
40	396	39,5	1467,1	1204,0	-0,82	0,574	0,294
41	396	39,5	1467,1	1198,6	-1,27	0,578	0,296
Cresc. Carga (%)	Número de FC (1)	PMC (%) (2)	FSQV		Erro (%) (3)	Carga (pu)	
			Inicial	Final		Activa (4)	Reactiva (4)
42	395	39,4	1467,1	1208,9	-0,41	0,582	0,298
43	395	39,4	1467,1	1205,5	-0,69	0,586	0,300
44	395	39,4	1467,1	1201,1	-1,06	0,590	0,302
45	394	39,3	1467,1	1209,9	-0,32	0,595	0,305
46	394	39,3	1467,1	1206,8	-0,58	0,599	0,307
47	394	39,3	1467,1	1202,9	-0,90	0,603	0,309
48	394	39,3	1467,1	1197,3	-1,38	0,607	0,311
49	393	39,2	1467,1	1207,9	-0,49	0,611	0,313
50	393	39,2	1467,1	1204,4	-0,78	0,615	0,315
51	393	39,2	1467,1	1200,0	-1,15	0,619	0,317
52	392	39,1	1467,1	1208,9	-0,41	0,623	0,319
53	392	39,1	1467,1	1205,7	-0,67	0,627	0,321
54	392	39,1	1467,1	1201,8	-1,00	0,631	0,323

55	392	39,1	1467,1	1195,8	-1,51	0,636	0,326
56	391	39,0	1467,1	1206,8	-0,58	0,640	0,328
57	391	39,0	1467,1	1203,4	-0,87	0,644	0,330
58	391	39,0	1467,1	1198,7	-1,26	0,648	0,332
59	390	38,9	1467,1	1207,8	-0,49	0,652	0,334
60	390	38,9	1467,1	1204,6	-0,76	0,656	0,336
61	390	38,9	1467,1	1200,6	-1,10	0,660	0,338
62	390	38,9	1467,1	1193,9	-1,67	0,664	0,340
63	389	38,8	1467,1	1205,7	-0,67	0,668	0,342
64	389	38,8	1467,1	1202,1	-0,97	0,672	0,344
65	389	38,8	1467,1	1197,2	-1,38	0,677	0,347
66	388	38,7	1467,1	1206,8	-0,58	0,681	0,349
67	388	38,7	1467,1	1203,5	-0,86	0,685	0,351
68	388	38,7	1467,2	1199,2	-1,22	0,689	0,353
69	388	38,7	1467,2	1191,2	-1,89	0,693	0,355
70	387	38,6	1467,2	1204,6	-0,77	0,697	0,357
71	387	38,6	1467,2	1200,9	-1,08	0,701	0,359
72	387	38,6	1467,2	1195,6	-1,52	0,705	0,361
73	386	38,5	1467,2	1205,6	-0,68	0,709	0,363
74	386	38,5	1467,2	1202,2	-0,97	0,713	0,365
75	386	38,5	1467,2	1197,9	-1,33	0,718	0,368
76	385	38,4	1467,2	1206,6	-0,60	0,722	0,370
77	385	38,4	1467,2	1203,4	-0,87	0,726	0,372
78	385	38,4	1467,2	1199,5	-1,19	0,730	0,374
79	385	38,4	1467,2	1193,8	-1,68	0,734	0,376
80	384	38,3	1467,2	1204,3	-0,79	0,738	0,378
81	384	38,3	1467,2	1200,9	-1,08	0,742	0,380
82	384	38,3	1467,2	1196,2	-1,47	0,746	0,382
83	383	38,2	1467,2	1205,3	-0,71	0,750	0,384
84	383	38,2	1467,2	1202,0	-0,98	0,754	0,386
85	383	38,2	1467,2	1198,0	-1,32	0,759	0,389
86	383	38,2	1467,2	1191,6	-1,87	0,763	0,391
87	382	38,1	1467,2	1203,1	-0,89	0,767	0,393
88	382	38,1	1467,2	1199,4	-1,20	0,771	0,395
89	382	38,1	1467,2	1194,5	-1,61	0,775	0,397
90	381	38,0	1467,2	1204,1	-0,81	0,779	0,399
91	381	38,0	1467,2	1200,7	-1,09	0,783	0,401

Cresc. Carga (%)	Número de FC (1)	PMC (%) (2)	FSQV		Erro (%) (3)	Carga (pu)	
			Inicial	Final		Activa (4)	Reactiva (4)
92	381	38,0	1467,2	1196,4	-1,45	0,787	0,403
93	381	38,0	1467,2	1187,7	-2,20	0,791	0,405

(1)- Para atingir o colapso (2)- Em relação às cargas base da rede de simulação
(3)- Em relação ao valor FSQV final com a carga base (1213,8) (4)- Potência base de 100 MVA

Tabela C9- Aumento das cargas base para um erro máximo de 1% no valor final do FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).

PMC	Tempo	FSQV		Cargas	
		Inicial	Final	Inicial (base)	Final

Número Barram.	(%) (1)	(min) (2)	Inicial Valor	Valor	Erro (3)	Pot. Act. (pu) (4)	Pot. React. (pu) (4)	Pot. Act. (pu) (4)	Pot. React. (pu) (4)	Aumento (%)
2	40,6	6,01	1467,1	1203,8	-0,83	0,030	0,880	0,032	0,924	5
3	40,2	15,39	1467,1	1204,9	-0,74	0,410	0,210	0,476	0,244	16
4						0	0			
5	40,6	6,91	1467,1	1204,4	-0,78	0,130	0,040	0,137	0,042	5
6	40,2	6,81	1467,1	1212,1	-0,14	0,750	0,020	0,795	0,021	6
7						0	0			
8	40,1	6,00	1467,1	1206,9	-0,57	1,500	0,220	1,560	0,229	4
9	39,5	8,49	1467,0	1206,4	-0,61	1,210	0,260	1,307	0,281	8
10	40,6	11,11	1467,0	1203,1	-0,89	0,050	0,020	0,056	0,022	11
11						0	0			
12	39,1	6,70	1467,0	1202,2	-0,97	3,770	0,240	3,959	0,252	5
13	40,6	5,12	1467,0	1205,1	-0,72	0,180	0,023	0,187	0,024	4
14	40,5	13,66	1466,8	1203,3	-0,87	0,105	0,053	0,120	0,060	14
15	40,5	12,82	1466,9	1204,0	-0,82	0,220	0,050	0,249	0,057	13
16	40,2	17,90	1467,0	1205,0	-0,73	0,430	0,030	0,512	0,036	19
17	40,4	22,20	1467,0	1204,2	-0,80	0,420	0,080	0,521	0,099	24
18	40,4	8,55	1467,0	1206,8	-0,58	0,272	0,098	0,294	0,106	8
19	40,6	15,44	1467,0	1202,8	-0,92	0,033	0,006	0,038	0,007	16
20	40,6	16,22	1466,9	1202,6	-0,93	0,023	0,010	0,027	0,012	17
21						0	0			
22						0	0			
23	40,6	8,54	1466,9	1203,7	-0,84	0,063	0,021	0,067	0,022	6
24						0	0			
25	39,7	21,94	1465,9	1221,9	0,66	0,063	0,032	0,077	0,039	23
26						0	0			
27	40,3	23,83	1466,7	1205,4	-0,70	0,093	0,005	0,116	0,006	25
28	40,5	18,73	1466,9	1203,3	-0,87	0,046	0,023	0,055	0,028	20
29	40,4	11,93	1467,0	1205,9	-0,65	0,170	0,026	0,190	0,029	12
30	40,6	3,42	1467,0	1207,9	-0,49	0,036	0,018	0,037	0,018	2
31	39,9	11,83	1466,3	1224,5	0,88	0,058	0,029	0,065	0,032	12
32	40,6	6,89	1467,0	1204,9	-0,74	0,016	0,008	0,017	0,008	6
33	39,9	22,81	1466,0	1218,1	0,35	0,038	0,019	0,048	0,024	25
34						0	0			
35	37,8	116,47	1460,3	1217,1	0,27	0,060	0,030	0,143	0,071	138
36						0	0			
37						0	0			
38	40,6	5,13	1466,9	1206,8	-0,58	0,140	0,070	0,143	0,071	2
39						0	0			
40						0	0			
41	40,6	7,72	1467,0	1204,8	-0,75	0,063	0,030	0,066	0,032	5
42	40,3	15,34	1466,5	1206,9	-0,57	0,071	0,044	0,082	0,051	16
43	40,6	22,24	1467,0	1201,9	-0,99	0,020	0,010	0,025	0,012	24
44	40,4	17,04	1466,6	1204,6	-0,77	0,120	0,018	0,142	0,021	18
45						0	0			

Número Barram.	PMC (%) (1)	Tempo (min) (2)	FSQV			Cargas				
			Inicial Valor	Final		Inicial (base)		Final		Aumento (%)
				Valor	Erro (3)	Pot. Act. (pu) (4)	Pot. React. (pu) (4)	Pot. Act. (pu) (4)	Pot. React. (pu) (4)	
46						0	0			
47	40,4	6,81	1466,6	1209,7	-0,34	0,297	0,116	0,312	0,122	5
48						0	0			
49	40,5	6,83	1466,8	1207,0	-0,57	0,180	0,085	0,189	0,089	5
50	39,9	17,81	1466,1	1207,1	-0,56	0,210	0,105	0,250	0,125	19
51	40,3	14,47	1466,9	1205,2	-0,72	0,180	0,053	0,207	0,061	15
52	40,6	7,72	1467,0	1204,3	-0,79	0,049	0,022	0,052	0,024	7
53	40,5	4,27	1467,0	1209,7	-0,34	0,200	0,100	0,206	0,103	3
54	40,6	10,27	1467,0	1203,6	-0,84	0,041	0,014	0,045	0,015	10

55	40,5	15,39	1467,1	1203,6	-0,85	0,068	0,034	0,079	0,039	16
56	40,6	4,27	1467,0	1206,0	-0,65	0,076	0,022	0,078	0,023	3
57	40,2	21,30	1466,3	1206,8	-0,58	0,067	0,020	0,082	0,025	23

(1)- Para atingir o colapso (2)- Em relação às cargas base da rede de simulação
(3)- Em relação ao valor FSQV final com a carga base (1213,8) (4)- Potência base de 100 MVA

Tabela C10- Aumento das cargas base para um erro máximo de 2% no valor final do FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).

Número Barram.	PMC (%) (1)	Tempo (min) (2)	FSQV			Cargas				
			Inicial Valor	Final		Inicial (base)		Final		Aumento (%)
				Valor	Erro (3)	Pot. Act. (pu) (4)	Pot. React. (pu) (4)	Pot. Act. (pu) (4)	Pot. React. (pu) (4)	
2	38,5	2,10	1467,1	1193,3	-1,72	0,030	0,880	0,075	2,200	150
3	38,0	1,29	1467,2	1196,4	-1,45	0,410	0,210	0,787	0,403	92
4						0	0			
5	37,4	3,16	1466,7	1194,6	-1,61	0,130	0,040	0,429	0,132	230
6	34,7	1,11	1466,9	1201,8	-1,00	0,750	0,020	1,365	0,036	82
7						0	0			
8	35,5	0,53	1466,8	1197,0	-1,40	1,500	0,220	2,055	0,301	37
9	35,1	0,54	1466,9	1196,6	-1,44	1,210	0,260	1,682	0,361	39
10	37,7	5,98	1465,9	1193,5	-1,70	0,050	0,020	0,270	0,108	439
11						0	0			
12	35,0	0,28	1466,6	1191,2	-1,90	3,770	0,240	4,449	0,283	18
13	37,6	2,59	1464,6	1196,2	-1,47	0,180	0,023	0,522	0,067	190
14	37,5	3,54	1462,4	1194,0	-1,66	0,105	0,053	0,377	0,190	259
15	38,2	2,79	1464,3	1195,3	-1,55	0,220	0,050	0,636	0,145	189
16	36,4	2,20	1466,6	1196,4	-1,46	0,430	0,030	1,122	0,078	161
17	37,8	3,13	1466,5	1194,0	-1,66	0,420	0,080	1,369	0,261	226
18	31,8	2,40	1463,8	1237,4	1,91	0,272	0,098	0,748	0,270	175
19	35,8	8,05	1462,0	1228,4	1,19	0,033	0,006	0,226	0,041	586
20	35,3	10,08	1458,8	1226,7	1,05	0,023	0,010	0,194	0,084	744
21						0	0			
22						0	0			
23	21,4	15,80	1420,2	1226,3	1,01	0,063	0,021	0,939	0,313	1390
24						0	0			
25	38,8	0,64	1464,8	1234,3	1,66	0,063	0,032	0,090	0,046	43
26						0	0			
27	31,5	6,48	1457,9	1229,0	1,23	0,093	0,005	0,558	0,030	500
28	25,7	16,85	1451,7	1224,9	0,91	0,046	0,023	0,692	0,346	1404
29	20,5	8,79	1456,4	1228,2	1,17	0,170	0,026	1,479	0,226	770
30	39,0	0,79	1465,2	1229,2	1,25	0,036	0,018	0,056	0,028	56
31	39,2	0,35	1465,6	1234,5	1,68	0,058	0,029	0,071	0,036	23
32	39,0	1,76	1464,8	1228,9	1,23	0,016	0,008	0,036	0,018	127
33	38,9	0,76	1464,7	1234,4	1,67	0,038	0,019	0,059	0,029	54
34						0	0			

Número Barram.	PMC (%) (1)	Tempo (min) (2)	FSQV			Cargas				
			Inicial Valor	Final		Inicial (base)		Final		Aumento (%)
				Valor	Erro (3)	Pot. Act. (pu) (4)	Pot. React. (pu) (4)	Pot. Act. (pu) (4)	Pot. React. (pu) (4)	
35	34,9	3,46	1453,9	1227,9	1,15	0,060	0,030	0,217	0,108	261
36						0	0			
37						0	0			
38	9,0	9,83	1375,2	1227,3	1,10	0,140	0,070	1,628	0,814	1063
39						0	0			
40						0	0			
41	32,1	6,27	1457,3	1225,2	0,93	0,063	0,030	0,370	0,176	487
42	35,8	2,19	1460,7	1231,2	1,41	0,071	0,044	0,187	0,116	163
43	35,8	18,14	1462,5	1208,2	-0,47	0,020	0,010	0,292	0,146	1362
44	19,2	12,43	1424,7	1226,6	1,04	0,120	0,018	1,472	0,221	1127
45						0	0			

46						0	0			
47	34,0	1,82	1453,7	1200,5	-1,11	0,297	0,116	0,701	0,274	136
48						0	0			
49	34,5	2,56	1456,6	1198,3	-1,29	0,180	0,085	0,529	0,250	194
50	25,9	3,49	1449,5	1234,7	1,69	0,210	0,105	0,821	0,411	291
51	36,9	2,05	1465,4	1197,5	-1,37	0,180	0,053	0,450	0,133	150
52	32,3	8,05	1462,4	1226,5	1,04	0,049	0,022	0,354	0,159	623
53	33,9	1,44	1463,6	1237,5	1,91	0,200	0,100	0,416	0,208	108
54	32,0	11,01	1464,2	1226,5	1,03	0,041	0,014	0,392	0,134	855
55	36,8	4,75	1466,6	1194,1	-1,65	0,068	0,034	0,306	0,153	350
56	35,3	2,68	1459,3	1228,7	1,21	0,076	0,022	0,230	0,067	203
57	36,3	2,25	1460,6	1230,9	1,39	0,067	0,020	0,179	0,053	167

(1)- Para atingir o colapso (2)- Em relação às cargas base da rede de simulação
(3)- Em relação ao valor FSQV final com a carga base (1213,8) (4)- Potência base de 100 MVA

Tabela C11- Aumento das cargas base em dois barramentos para um erro máximo de 1% no valor final do FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).

Barra.	Barramentos																												
	2	3	5	6	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18	19	20	23	25	27	28									
3	8																												
5	2	1																											
6	0	3	0																										
8	12	8	12	10																									
9	4	3	4	6	1																								
10	3	7	3	12	10	13																							
12	2	1	2	0	3	4	3																						
13	5	3	5	0	6	2	7	2																					
14	2	1	6	0	20	4	14	2	9																				
15	2	1	2	0	16	4	3	2	12	10																			
16	9	10	9	1	2	12	5	4	1	4	4																		
17	14	1	46	0	5	6	15	6	2	11	15	7																	
18	3	2	3	28	6	11	9	1	5	10	12	13	1																
19	14	28	9	7	1	5	6	4	3	4	15	19	17	4															
20	9	43	9	3	1	5	15	4	3	4	15	9	17	4	8														
23	6	1	6	0	11	6	14	6	2	19	70	4	7	10	4	4													
25	26	29	28	33	58	0	3	9	27	27	23	30	22	25	23	21	27												
27	33	17	2	0	10	4	3	2	5	2	2	9	10	3	24	19	2	24											
28	7	12	7	4	3	12	11	3	51	3	12	29	3	1	5	5	3	21	24										
29	4	40	7	1	7	5	2	4	4	19	10	3	20	8	2	6	43	23	4	5									
30	1	39	1	2	5	6	30	9	28	31	30	35	29	35	29	26	26	12	1	31									
31	11	15	11	14	17	25	11	42	12	13	14	0	13	11	13	13	10	7	11	12									
32	6	1	18	0	9	6	72	6	2	84	81	106	7	28	4	4	64	16	6	3									
Barra.	Barramentos																												
	2	3	5	6	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18	19	20	23	25	27	28									
33	30	31	1	49	8	3	31	1	29	1	1	30	30	34	27	30	1	15	28	27									
35	37	5	234	8	4	10	6	5	7	8	17	17	5	20	19	15	8	22	22	2									
38	1	4	1	3	5	3	10	1	10	1	1	14	14	17	20	17	1	25	1	4									
41	2	1	2	0	16	4	3	2	12	6	2	12	23	3	9	15	14	21	2	21									
42	4	24	7	1	9	5	19	4	9	13	7	3	31	8	2	2	16	2	4	5									
43	15	11	4	3	1	3	7	4	24	17	4	2	12	7	9	10	11	1	26	6									
44	16	10	9	0	10	9	12	2	8	2	2	14	6	3	39	24	2	24	12	11									
47	2	8	2	5	0	1	8	2	13	14	2	3	9	9	16	20	14	30	2	15									
49	3	2	19	8	6	7	20	1	5	24	10	6	1	10	7	7	8	27	3	1									
50	8	9	10	10	4	0	3	6	6	18	12	5	32	3	10	10	20	24	8	5									
51	9	10	17	1	2	12	5	4	1	4	4	7	7	13	26	9	4	27	9	20									

52	15	9	11	9	3	8	4	3	6	21	7	16	3	1	25	40	12	27	82	9
53	12	20	17	5	0	8	12	4	2	9	9	6	4	4	20	22	4	0	7	15
54	3	4	3	8	3	21	5	3	11	24	3	8	9	14	6	6	19	24	12	4
55	38	1	19	14	5	6	15	6	2	7	11	7	12	1	11	11	7	24	18	24
56	10	17	13	9	4	5	2	7	4	52	25	12	8	12	14	22	144	22	7	12
57	19	7	31	17	4	10	6	5	4	11	49	10	5	16	38	126	8	22	16	2

Barra.	Barramentos																			
	29	30	31	32	33	35	38	41	42	43	44	47	49	50	51	52	53	54	55	56
30	29																			
31	14	8																		
32	84	21	10																	
33	30	16	8	20																
35	1	24	13	45	25															
38	21	29	14	73	4	5														
41	7	1	14	68	1	143	1													
42	10	34	11	60	29	1	38	7												
43	46	5	10	62	31	7	8	4	10											
44	4	1	11	68	30	16	8	2	4	9										
47	9	35	12	9	30	54	24	2	6	42	2									
49	12	31	0	8	30	58	14	10	10	16	3	13								
50	2	30	12	106	32	9	21	12	2	1	8	7	3							
51	3	37	0	92	32	17	14	12	3	2	14	3	6	5						
52	8	30	12	66	29	163	17	7	11	5	43	4	1	11	19					
53	12	31	15	4	29	8	7	22	12	30	2	1	4	0	6	18				
54	26	27	14	70	28	2	7	3	12	7	12	8	9	3	8	4	10			
55	14	27	13	77	28	5	9	15	40	5	6	16	1	42	7	3	4	9		
56	1	32	13	55	28	1	9	16	42	15	7	15	20	22	12	5	24	2	8	
57	1	26	13	8	27	79	5	28	1	7	10	30	30	14	10	12	8	2	5	1

Tabela C12- Aumento das cargas base em dois barramentos simultâneos para um erro máximo de 2% no valor final do FSQV para a rede de simulação de 57 barramentos (incrementos de 1%).

Barr.	Barramentos																			
	2	3	5	6	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18	19	20	23	25	27	28
3	64																			
5	74	67																		
6	57	68	53																	
8	26	37	24	25																
Barr.	Barramentos																			
	2	3	5	6	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18	19	20	23	25	27	28
9	24	35	35	20	22															
10	123	78	150	66	30	38														
12	20	16	10	17	13	11	13													
13	85	75	137	65	34	23	135	15												
14	105	65	138	43	44	36	201	14	119											
15	109	73	126	52	34	30	167	17	133	165										
16	61	67	105	63	33	28	134	14	96	93	99									
17	100	79	98	46	43	31	203	21	93	149	101	99								
18	75	63	110	48	32	32	184	15	104	115	79	67	91							
19	142	99	205	81	29	33	623	19	183	244	222	177	178	160						
20	130	C12	170	69	36	40	808	19	225	234	239	137	198	175	391					
23	158	90	247	54	31	48	660	18	182	284	334	164	252	183	602	711				

25	46	52	47	60	105	109	49	50	45	48	49	50	47	48	43	45	46				
27	180	127	595	91	31	31	583	20	703	703	729	204	718	179	497	506	512	44			
28	112	103	247	63	39	47	478	16	232	279	235	114	182	178	627	796	1403	47	414		
29	118	102	156	53	24	29	203	16	137	158	117	96	142	180	273	343	322	49	401	555	
30	62	69	59	83	202	204	59	26	56	56	60	64	60	71	54	54	54	25	53	56	
31	25	23	24	27	34	34	22	89	23	23	24	27	22	30	24	23	23	17	21	23	
32	193	256	156	302	74	64	141	26	162	149	163	203	158	164	126	128	126	37	117	132	
33	63	66	56	84	164	154	53	43	55	53	61	61	59	60	53	53	51	25	55	53	
35	537	667	370	145	38	34	288	23	355	336	364	460	367	187	267	260	251	39	231	274	
38	113	79	159	57	30	39	372	21	197	141	185	129	198	110	665	736	710	47	658	1172	
41	127	89	227	74	32	39	518	17	256	574	244	156	210	186	491	501	521	42	459	530	
42	196	207	184	69	44	32	169	16	178	178	183	186	177	185	173	172	174	44	173	170	
43	146	83	201	40	39	34	428	15	200	212	195	136	214	89	604	777	1579	47	544	1567	
44	115	86	138	58	35	31	244	13	134	181	158	121	207	183	623	750	849	44	596	334	
47	69	60	91	47	27	34	107	11	84	97	88	83	94	55	137	125	145	53	154	109	
49	99	70	114	85	39	37	183	15	114	110	97	100	112	84	161	229	248	47	705	143	
50	67	72	91	50	36	29	134	18	97	107	81	67	124	55	143	294	302	53	296	304	
51	72	75	99	61	25	31	157	17	110	119	114	86	88	69	127	135	174	49	232	158	
52	161	97	195	68	30	59	345	19	179	187	210	126	199	107	590	644	758	48	411	547	
53	117	124	118	64	24	34	114	20	123	122	122	121	112	119	112	109	117	46	116	110	
54	133	74	230	58	21	50	258	17	153	163	176	121	183	92	610	782	1070	43	488	787	
55	123	88	217	70	41	31	199	15	145	161	160	94	141	92	370	273	348	44	585	344	
56	263	284	232	78	42	38	209	22	236	226	229	246	226	175	204	203	205	42	200	211	
57	208	223	197	263	39	47	178	17	194	185	190	200	188	178	175	171	173	44	172	181	

Barr.	Barramentos																			
	29	30	31	32	33	35	38	41	42	43	44	47	49	50	51	52	53	54	55	56
30	65																			
31	24	20																		
32	158	42	19																	
33	57	29	15	40																
35	361	53	22	96	48															
38	167	58	21	137	52	279														
41	584	55	24	133	54	250	588													
42	186	58	24	110	50	138	179	137												
43	297	56	23	133	55	268	1126	460	168											
44	208	55	25	137	52	283	659	536	175	383										
47	81	67	29	204	61	348	129	124	201	145	100									
49	128	62	25	172	58	363	247	207	186	183	160	74								

Bar.	Barramentos																			
	29	30	31	32	33	35	38	41	42	43	44	47	49	50	51	52	53	54	55	56
50	113	63	28	185	62	265	142	296	181	168	143	82	84							
51	108	61	26	187	60	413	140	132	184	151	158	68	111	85						
52	433	57	21	134	54	306	1058	508	177	648	818	88	170	158	126					
53	104	63	24	107	58	117	124	122	115	109	124	130	123	124	114	101				
54	585	56	22	137	55	293	449	499	174	889	383	124	140	154	124	433	104			
55	151	56	22	147	55	319	237	531	179	301	208	80	160	101	129	584	114	207		
56	241	55	22	104	48	156	218	159	101	200	214	248	233	223	237	209	115	214	216	
57	194	55	21	102	52	137	180	147	47	168	185	202	190	194	195	178	122	174	183	100

Tabela C13- Resultados das simulações de contingência de linha com a rede de 57 barramentos (indexado por ordem crescente do N° de linha).

Linha/Transformador (com contingência)			Número FC (1)	FSQV		PMC	
Número	Barram. Início	Barram. Fim		Inicial	Final	(%) (2)	Redução (%)
1	1	2	267	1399,8	1141,1	26,6	34,48
2	2	3	311	1446,1	1210,8	31,0	23,65
3	3	4	305	1415,7	1181,9	30,4	25,12
4	4	5	398	1454,9	1202,6	3,97	2,22
5	4	6	391	1454,9	1194	39,0	3,94
6	6	7	405	1449,1	1193,6	40,4	0,49
7	6	8	405	1456,1	1196,7	40,4	0,49
8	8	9	285	1419,8	1124,7	28,4	30,05
9	9	10	406	1456,4	1199,5	40,5	0,25
10	9	11	404	1443,8	1196,1	40,3	0,74
11	9	12	402	1460,8	1197,7	40,1	1,23
12	9	13	403	1455,4	1201	40,2	0,99
13	13	14	401	1422,8	1180,5	40,0	1,48
14	13	15	378	1445,4	1189,3	37,7	7,14
15	1	15	209	1434,7	1202,4	20,8	48,77
16	1	16	300	1456,7	1199,1	29,9	26,35
17	1	17	279	1447,7	1199	27,8	31,53
18	3	15	397	1434	1181	39,6	2,46
19	4	18	0	0	0	0	100,00
20	4	18	0	0	0	0	100,00
21	5	6	405	1441,9	1187,3	40,4	0,49
22	7	8	379	1434,9	1196,4	37,8	6,90
23	10	12	391	1448,1	1193,1	39,0	3,94
24	11	13	398	1442,8	1192,8	39,7	2,22
25	12	13	390	1422	1182,6	38,9	4,19
26	12	16	344	1443	1198,4	34,3	15,52
27	12	17	329	1455,9	1205,4	32,8	19,21
28	14	15	361	1428,7	1177,9	36,0	11,33
29	18	19	401	1462,9	1214,4	40,0	1,48
30	19	20	405	1463,3	1213,7	40,4	0,49
31	21	20	407	1465,1	1210,5	40,6	0,00
32	21	22	407	1455,1	1202,8	40,6	0,00
33	22	23	362	1371	1212	36,1	11,08
34	23	24	389	1460,6	1246,1	38,8	4,43
35	24	25	0	0	0	0	100,00
36	24	25	0	0	0	0	100,00
37	24	26	378	1423,1	1232,9	37,7	7,14
38	26	27	378	1456	1255,4	37,7	7,14
39	27	28	346	1440,3	1282,5	34,5	15,02
40	28	29	300	1423,6	1281,6	29,9	26,35
Linha/Transformador (com contingência)			Número FC (1)	FSQV		PMC	
Número	Barram. Início	Barram. Fim		Inicial	Final	(%) (2)	Redução (%)
41	27	29	102	1388,4	1316,9	10,1	75,12
42	25	30	30	1446,9	1439,3	2,9	92,86
43	30	31	297	1461	1375,7	29,6	27,09
44	31	32	380	1465,7	1289,3	37,9	6,65
45	32	33	430	1446,1	1168	42,9	-5,67
46	34	32	69	1453,6	1438,7	6,8	83,25
47	34	35	69	1437,4	1421,9	6,8	83,25
48	35	36	0	0	0	0	100,00
49	36	37	246	1415,3	1332,3	24,5	39,66
50	37	38	172	1410,7	1338,2	17,1	57,88
51	37	39	405	1430,7	1177	40,4	0,49
52	36	40	408	1439,3	1179,1	40,7	-0,25
53	22	38	376	1410,9	1214,8	37,5	7,64

54	11	41	399	1462,4	1216	39,8	1,97
55	41	42	388	1458,9	1221,7	38,7	4,68
56	41	43	394	1459,6	1216,6	39,3	3,20
57	38	44	380	1436,7	1198,3	37,9	6,65
58	15	45	364	1439,7	1203,7	36,3	10,59
59	14	46	359	1412,4	1190,3	35,8	11,82
60	46	47	359	1418	1194,1	35,8	11,82
61	47	48	395	1405,3	1168,9	39,4	2,96
62	48	49	406	1454,3	1206,4	40,5	0,25
63	49	50	404	1457,9	1203,8	40,3	0,74
64	50	51	399	1456,2	1213	39,8	1,97
65	10	51	364	1424,8	1211,7	36,3	10,59
66	13	49	379	1437,9	1202,7	37,8	6,90
67	29	52	312	1458,9	1365,1	31,1	23,40
68	52	53	372	1454,6	1268,2	37,1	8,62
69	53	54	400	1460,3	1204,5	39,9	1,72
70	54	55	389	1458,4	1216,1	38,8	4,43
71	11	43	390	1449,9	1205,2	38,9	4,19
72	44	45	364	1447	1207,3	36,3	10,59
73	40	56	408	1467,6	1199,5	40,7	-0,25
74	56	41	402	1464	1216,2	40,1	1,23
75	56	42	407	1462,9	1202,1	40,6	0,00
76	39	57	405	1466,6	1203,6	40,4	0,49
77	57	56	405	1461,7	1210,3	40,4	0,49
78	38	49	404	1455,5	1208,3	40,3	0,74
79	38	48	392	1428,7	1204,5	39,1	3,69
80	9	55	320	1442,6	1331,1	31,9	21,43
Sem contingências			407	1467,1	1213,8	40,6	-
(1)- Até ao colapso (2)- Crescimento de cargas em relação às cargas base da rede de simulação							

Tabela C14- Resultados das simulações de contingência de linha com a rede de 57 barramentos (indexado por ordem decrescente da redução do PMC).

Linha/Transformador (com contingência)			Número FC (1)	FSQV		PMC	
Número	FC (1)	Barram. Fim		Inicial	Final	(%) (2)	Redução (%)
19	4	18	0	0	0	0	100,00
20	4	18	0	0	0	0	100,00
35	24	25	0	0	0	0	100,00
36	24	25	0	0	0	0	100,00
48	35	36	0	0	0	0	100,00
42	25	30	30	1446,9	1439,3	2,9	92,86
46	34	32	69	1453,6	1438,7	6,8	83,25
Linha/Transformador (com contingência)			Número FC (1)	FSQV		PMC	
Número	FC (1)	Barram. Fim		Inicial	Final	(%) (2)	Redução (%)
47	34	35	69	1437,4	1421,9	6,8	83,25
41	7	29	102	1388,4	1316,9	10,1	75,12
50	37	38	172	1410,7	1338,2	17,1	57,88
15	1	15	209	1434,7	1202,4	20,8	48,77
49	36	37	246	1415,3	1332,3	24,5	39,66
1	1	2	267	1399,8	1141,1	26,6	34,48
17	1	17	279	1447,7	1199	27,8	31,53
8	8	9	285	1419,8	1124,7	28,4	30,05
43	30	31	297	1461	1375,7	29,6	27,09

16	1	16	300	1456,7	1199,1	29,9	26,35
40	28	29	300	1423,6	1281,6	29,9	26,35
3	3	4	305	1415,7	1181,9	30,4	25,12
2	2	3	311	1446,1	1210,8	31,0	23,65
67	29	52	312	1458,9	1365,1	31,1	23,40
80	9	55	320	1442,6	1331,1	31,9	21,43
27	12	17	329	1455,9	1205,4	32,8	19,21
26	12	16	344	1443	1198,4	34,3	15,52
39	27	28	346	1440,3	1282,5	34,5	15,02
59	14	46	359	1412,4	1190,3	35,8	11,82
60	46	47	359	1418	1194,1	35,8	11,82
28	14	15	361	1428,7	1177,9	36,0	11,33
33	22	23	362	1371	1212	36,1	11,08
58	15	45	364	1439,7	1203,7	36,3	10,59
65	10	51	364	1424,8	1211,7	36,3	10,59
72	44	45	364	1447	1207,3	36,3	10,59
68	52	53	372	1454,6	1268,2	37,1	8,62
53	22	38	376	1410,9	1214,8	37,5	7,64
14	13	15	378	1445,4	1189,3	37,7	7,14
37	24	26	378	1423,1	1232,9	37,7	7,14
38	26	27	378	1456	1255,4	37,7	7,14
22	7	8	379	1434,9	1196,4	37,8	6,90
66	13	49	379	1437,9	1202,7	37,8	6,90
44	31	32	380	1465,7	1289,3	37,9	6,65
57	38	44	380	1436,7	1198,3	37,9	6,65
55	41	42	388	1458,9	1221,7	38,7	4,68
34	23	24	389	1460,6	1246,1	38,8	4,43
70	54	55	389	1458,4	1216,1	38,8	4,43
25	12	13	390	1422	1182,6	38,9	4,19
71	11	43	390	1449,9	1205,2	38,9	4,19
5	4	6	391	1454,9	1194	39,0	3,94
23	10	12	391	1448,1	1193,1	39,0	3,94
79	38	48	392	1428,7	1204,5	39,1	3,69
56	41	43	394	1459,6	1216,6	39,3	3,20
61	47	48	395	1405,3	1168,9	39,4	2,96
Linha/Transformador (com contingência)			Número	FSQV		PMC	
Número	Barram. Início	Barram. Fim		FC (1)	Inicial	Final	(%) (2)
18	3	15	397	1434,0	1181	39,6	2,46
4	4	5	398	1454,9	1202,6	39,7	2,22
74	56	41	402	1464,0	1216,2	40,1	1,23
12	9	13	403	1455,4	1201	40,2	0,99
10	9	11	404	1443,8	1196,1	40,3	0,74
63	49	50	404	1457,9	1203,8	40,3	0,74
78	38	49	404	1455,5	1208,3	40,3	0,74
6	6	7	405	1449,1	1193,6	40,4	0,49
7	6	8	405	1456,1	1196,7	40,4	0,49
21	5	6	405	1441,9	1187,3	40,4	0,49

30	19	20	405	1463,3	1213,7	40,4	0,49
51	37	39	405	1430,7	1177	40,4	0,49
76	39	57	405	1466,6	1203,6	40,4	0,49
77	57	56	405	1461,7	1210,3	40,4	0,49
9	9	10	406	1456,4	1199,5	40,5	0,25
62	48	49	406	1454,3	1206,4	40,5	0,25
31	21	20	407	1465,1	1210,5	40,6	0,00
32	21	22	407	1455,1	1202,8	40,6	0,00
75	56	42	407	1462,9	1202,1	40,6	0,00
52	36	40	408	1439,3	1179,1	40,7	-0,25
73	40	56	408	1467,6	1199,5	40,7	-0,25
45	32	33	430	1446,1	1168	42,9	-5,67
24	11	13	398	1442,8	1192,8	39,7	2,22
54	11	41	399	1462,4	1216	39,8	1,97
64	50	51	399	1456,2	1213	39,8	1,97
69	53	54	400	1460,3	1204,5	39,9	1,72
13	13	14	401	1422,8	1180,5	40,0	1,48
29	18	19	401	1462,9	1214,4	40,0	1,48
11	9	12	402	1460,8	1197,7	40,1	1,23
(1)- Até ao colapso (2)- Crescimento de cargas em relação às cargas base da rede de simulação							

Referências Bibliográficas

- [Ajja_92] V. Ajjarapu and C. Cristy, “The Continuation Power Flow: A tool for steady *state voltage stability analysis*,” IEEE transactions on Power Systems, vol.7, pp. 416- 423, February 1992
- [Ajja_92a] V. Ajjarapu, B. Lee, Bifurcation Theory and its Application to Nonlinear Dynamical Phenomena in an Electrical Power System, IEEE transactions on Power Systems, vol.7, N°1, February 1992
- [Barb_87] Fernando Maciel Barbosa, Análise de Sistemas Eléctricos I, FEUP 1987
- [Cani_96] C. A. Canizares, António Souza, Victor H. Quintana, Comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse, IEEE transactions on Power Systems, vol.11, N°3, August 1996
- [Carv_11] P. A. D. Carvalho, “Avaliação do Contributo de Dispositivos do tipo STATCOM para o Aumento da Segurança em Redes de Transporte com Elevados Níveis de Integração de Produção Eólica”, Porto, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia, Junho de 2011.
- [CIGRE_94] CIGRE Task Force 38-02-11, “Indices Predicting Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena” CIGRE Publication, December 1994.
- Thèse de Doctorat en Génie Électrique, l’École Nationale Supérieure d’Arts et Métier, novembre 2008.
- [Cuts_98] T. Van Cutsem and C. Vournas, “Voltage Stability of Electric Power Systems” Boston, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [DGEG_18] Critérios para concessão de derrogações [Despacho n.º 6/2018](#). Limiares de capacidade máxima dos módulos geradores [Despacho n.º 7/2018](#). Requisitos transitórios, a aplicar na ligação de geradores de electricos à rede eléctrica de serviço público (RESP), geradores PV e CPV [Despacho n.º 9/2018/DR-Despacho n.º 3306/2018](#). <https://www.dgeg.gov.pt/>
- [DyLi_67] T. E. Dy Liacco, The Adaptative Reliability Control System, IEEE transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-86, N°. 5, May 1967
- [EDP_All] <https://www.edp.com> WWW.edp.pt
- [ERSE_09] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Manual de procedimentos do gestor do sistema”, março 2009. Disponível em: http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&sqi=2&ved=0CCEQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.erse.pt%2Fpt%2Felectricidade%2Fregulamentos%2Foperacaodasredes%2FDocuments%2FManual%2520de%2520Procedimentos%2520do%2520Gestor%2520do%2520Sistema.pdf&ei=e8V8T6LwM8nO0QXUqeTCDQ&usg=AFQjCNENjjYvnsW_A8_GoiJqcDHPIA1pAQ PDF. Consultado em abril 2012.

- [ERSE_11a] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulação Primária de Frequência”, portal ERSE, Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Regulacaoprimariadefrequencia.aspx>, Consultado em Dezembro 2011.
- [ERSE_11b] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulação Secundária de Frequência”, portal ERSE, Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Regulacaosecundariadefrequencia.aspx>, Consultado em Dezembro 2011.
- [Europ_08] European Wind Energy Association, “Pure Power. Wind Energy Scenarios up to 2030”, March 2008.
- [Fern_01] Fernando Manuel Domingues Fernandes, Contribuição para a Avaliação em tempo Real da Estabilidade de Tensão num Sistema Eléctrico de Energia, Tese de Doutoramento, FEUP, 2001
- [Grai_94] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, Power System Analysis, McGraw-Hill, New York, 1994
- [IEEE_81] IEEE Working Group on Computer Modelling of Excitation Systems, “Excitation System Models for Power System Stability Studies” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, No. 100, pp. 494-509, 1981.
- [IEEE_92] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for power System Stability Studies, IEEE standard 421.5-1992, August 1992.
- [IEEE_96a] IEEE Task Force on Excitation Limiters, “Underexcitation Limiter Models for Power System Stability Studies” IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996.
- [IEEE_96b] IEEE Task Force on Excitation Limiters, “Recommended Models for Overexcitation Limiting Devices” IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996.
- [IEEE_96c] IEEE Digital Excitation Task Force, “Computer Models for Representation of Digital-based Excitation systems” IEEE paper 96 WM 031-5 EC, 1996.
- [INEGI_11] INEGI, APREN, “Parques Eólicos em Portugal”, dezembro 2011.
- [Kess_86] P. Kessel, H. Glavitsch, Estimating the Voltage Stability of a Power System, IEEE transactions on Power Systems, vol.1 PWRD-1, N° 3, July 1986
- [Kund_94] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw Hill Publishing Company, New York, 1994
- [Kund_04] P. Kundur, Definition and Classification of Power System Stability, IEEE/Cigre Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE transactions on Power Systems, vol.19, N° 2, May 2004
- [Kund_04] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. V. Cutsem, V.

- Vittal, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [Lema_90] C. Lemaître, J. P. Paul; J. M. Tesson, Y. Harmand, Y. S. Zhao, An indicator of the risk of voltage profile instability for real-time control applications, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, N° 1, February 1990
- [LofT_92] P-A Löf, T. Smed, G. Andersson, D. J. Hill, Fast calculation of a voltage stability index, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, N° 1, February 1992
- [LofT_93] P-A Löf, G. Andersson, D. J. Hill, Voltage stability indices for stressed power systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, N° 1, February 1993
- [Nguy_09] D. T. Nguyen, “ Contribution à l’analyse et à la prévention des blackouts de réseaux électriques ”, Thèse de Doctorat en Génie Électrique, L’Institut polytechnique de Grenoble, janvier 2009.
- [PesIEEE_02] IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, “Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools,” Final document, August 2002
- [RRD_10] Regulamento da rede de distribuição, aprovado pela Portaria n.º 596/2010, Diário da República, 1.ª série, no.147, 30 de Julho de 2010.
- [RRT_00] Regulamento da Rede de Transporte, Despacho n° 10315/2000, de 3 Maio 2000.
- [RRT_10] Regulamento da rede de transporte, aprovado pela Portaria n.º 596/2010, Diário da República, 1.ª série, no.147, 30 de Julho de 2010.
- [Tira_88] A. Tiranuchit, R. J. Thomas, A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, N° 1, February 1988.