



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



Estudo e Proposta de Algoritmo para a Minimização do Corte de Eólica no Contexto de uma Análise Custo-Benefício Multicritério

RICARDO MANUEL SANTOS PASTOR

(Licenciado)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em Engenharia

Eletrotécnica – Ramo de Energia

Orientador:

Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Júri:

Presidente: Professor Doutor José Manuel do Valle Cardoso Igreja (ISEL)

Vogais:

Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis (ISEL)

Professor Doutor Pedro Manuel Santos de Carvalho (IST)

Setembro de 2014

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer ao Instituto Superior de Engenharia de Lisboa – ISEL pela oportunidade de estudar num dos estabelecimentos de ensino de Engenharia de referência em Portugal.

Aos membros da Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação – ADESPA pela sua dedicação e disponibilidade. Em especial aos docentes, pela formação recebida e experiências partilhadas que possibilitaram a realização esta dissertação.

Gostaria de deixar um especial agradecimento ao meu orientador, o Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis, pela sua infinita disponibilidade, apoio e dedicação. Dotado de um notável espírito aberto e crítico, é uma fonte de inspiração e desafios desde o primeiro dia. Os seus valiosos conhecimentos técnicos foram sem dúvida uma mais-valia durante a elaboração desta dissertação. Por tudo isto e mais, o meu sincero obrigado.

Aos meus amigos e colegas de curso, em especial ao Romeu, ao Marco, ao Luís e ao Joaquim, por todas as horas compartilhadas ao longo destes últimos anos e pelo excelente companheirismo que demonstraram durante todo o curso.

À minha família, especialmente aos meus pais e ao meu irmão o agradecimento por todo o apoio que me deram ao longo destes anos. Ao Francisco, à Ana, ao Carlos e ao André, por acreditarem sempre em mim.

Por último à Susana. Pelo apoio incondicional, paciência e compreensão, especialmente nos momentos mais difíceis, recebidos ao longo dos últimos anos. Por estar sempre presente, por acreditar em mim, enfim... por tudo, Obrigado.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

RESUMO

Neste trabalho é aprofundada a temática da integração de RES através de duas abordagens distintas. Inicialmente propõe-se analisar a possibilidade de aplicar uma nova metodologia para a avaliação de projetos de investimento em redes de transporte de eletricidade, considerando, entre outros indicadores, a integração de RES. Posteriormente propõe-se desenvolver uma plataforma de apoio à decisão na gestão operacional de redes de transmissão de energia elétrica, com o objetivo minimizar o *curtailment* de RES na eventualidade de congestionamentos de rede provocados por excesso de geração.

A primeira análise é assente na metodologia CBA Multicritério desenvolvida pela ENTSO-E, sendo a mesma alvo de estudo e aplicação por forma a ilustrar a determinação de alguns dos seus indicadores. No mesmo sentido é analisada a possibilidade de aplicar esta metodologia no contexto nacional.

Na segunda parte do trabalho foi desenvolvida uma plataforma em Python para apoio à decisão na gestão operacional de redes. Esta plataforma permite, que perante uma previsão de carga e geração para as 24 horas seguintes, antecipar os cenários de possível congestionamento da rede cuja resolução passe por *curtailment* de RES. O objetivo é minimizar esse mesmo *curtailment* recorrendo para o efeito a um algoritmo de otimização inteligente, o algoritmo evolucionário KCA, por forma a integrar de maneira eficiente o máximo de RES sem comprometer os limites técnicos de operação da rede.

PALAVRAS-CHAVE

Planeamento de redes de transporte, Análise Custo-Benefício, Análise Multicritério, Key Cutting Algorithm, Python, Gestão de Congestionamentos de Renováveis

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

ABSTRACT

In this work the subject of RES integration is deepened through two distinct approaches. In the first place it analyzes the possibility of applying a new methodology for investment projects assessment in transmission system, considering among other indicators the RES integration. In a second stage this work develops a decision-aid platform for operational management of transmission networks with the objective of minimizing the RES *curtailment* in presence of network congestion.

The first analysis is based on the CBA Multicriteria methodology developed by ENTSO-E which has been studied and applied in order to exemplify the calculation of some indicators. Was also assessed the possibility of using this methodology in national perspective.

In the second part of this work a decision-aid platform made with Python has been developed for operational management of transmission system networks. This platform is capable of, with load and generation forecast for the next 24 hours, predict congestions in the network involving RES *curtailment*. The objective is to minimize that *curtailment* in a “smart” way, using the evolutionary algorithm KCA, in order to integrate efficiently RES as maximum as possible without compromising the technical limits of the network.

KEYWORDS

Transmission System Planning, Cost-Benefit Analysis, Multicriteria Analysis, Key Cutting Algorithm, Python, RES Curtailment Management

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	15
INTRODUÇÃO	15
1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	17
1.2 OBJETIVOS	18
1.3 ESTRUTURA	19
1.4 ACRÓNIMOS USADOS.....	20
CAPÍTULO 2	21
PROJETOS DE INVESTIMENTO EM REDES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA	21
2.1 PROJETOS DE INVESTIMENTO EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTEXO EUROPEU.....	23
2.1.1 ENQUADRAMENTO	23
2.1.2 PROJETOS DE INTERESSE COMUM.....	23
2.1.3 CARACTERÍSTICAS E CRITÉRIOS DE ELEGIBILIDADE.....	25
2.1.4 AGRUPAMENTO DE PROJETOS.....	26
2.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTEXO NACIONAL	27
2.2.1 CARACTERÍSTICAS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE PORTUGUESA	28
2.2.1.1 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO.....	29
2.2.1.2 PERFIS DE PRODUÇÃO.....	30
2.2.1.3 PERDAS NA REDE.....	32
2.2.1.4 INTERLIGAÇÕES	33
2.2.2 PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE TRANSPORTE (PDIRT) 34	
CAPÍTULO 3	37
METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO	37
3.1 METODOLOGIAS PINT E TOOT	39
3.2 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO NO CONTEXO NACIONAL.....	41
3.3 ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO MULTICRITÉRIO	43
3.3.1 RACIONAL.....	43
3.3.2 CUSTO TOTAL DO PROJETO.....	44
3.3.3 IMPACTES SOCIO-AMBIENTAIS	45
3.3.3.1 IMPACTE AMBIENTAL.....	45
3.3.3.2 IMPACTE SOCIAL.....	45
3.3.4 BENEFÍCIOS.....	46

3.3.4.1	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	46
3.3.4.2	BEM-ESTAR SOCIAL E INTEGRAÇÃO DE MERCADO	50
3.3.4.3	VARIAÇÃO DAS PERDAS.....	53
3.3.4.4	VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂	54
3.3.4.5	RESILIÊNCIA TÉCNICA E SEGURANÇA DO SISTEMA	57
3.3.4.6	FLEXIBILIDADE E ROBUSTEZ	59
3.3.5	INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS.....	60
3.3.5.1	NOVAS LIGAÇÕES DE RES À REDE	61
3.3.5.2	CURTAILMENT DE RES EVITADO.....	61
3.3.6	OUTROS INDICADORES.....	62
3.3.7	RESUMO	66
3.4	DETERMINAÇÃO DE BENEFÍCIOS POR SIMULAÇÃO	67
3.4.1	REDE DE TESTE IEEE 14.....	67
3.4.2	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	68
3.4.3	VARIAÇÃO DAS PERDAS.....	69
3.4.4	VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂	69
3.4.5	INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS.....	69
3.4.6	VALORES ASSUMIDOS E TABELA RESUMO.....	70
3.4.7	CONCLUSÕES.....	71
CAPÍTULO 4	73
A INTEGRAÇÃO DE RES NO CONTEXTO OPERACIONAL.....		73
4.1	INTRODUÇÃO À PROBLEMÁTICA DO CURTAILMENT DE RENOVÁVEIS.....	75
4.2	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	77
4.3	PROPOSTA DE SOLUÇÃO – KEY CUTTING ALGORITHM.....	81
4.4	ADAPTAÇÃO PROPOSTA AO KCA.....	86
4.4.1	DESCRIÇÃO DA ADAPTAÇÃO	86
4.4.2	EXEMPLO DE APLICAÇÃO	89
4.4.3	TESTE DE DESEMPENHO.....	93
CAPÍTULO 5	97
APLICAÇÃO DO KCA À MINIMIZAÇÃO DO CURTAILMENT DE EÓLICA.....		97
5.1	METODOLOGIA.....	99
5.2	PRESSUPOSTOS	100
5.2.1	PERFIS DE GERAÇÃO E CONSUMO	100
5.2.2	REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA.....	103

5.2.3	RESTRIÇÕES	103
5.3	DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO	104
5.3.1	ARQUITECTURA DO PROGRAMA.....	104
5.4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	108
5.4.1	REDE IEEE 14.....	109
5.4.2	REDE MAT/AT	113
5.4.3	OUTROS DADOS FORNECIDOS PELA PLATAFORMA.....	119
CAPÍTULO 6	121
CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO		121
CONCLUSÕES.....		123
TRABALHO FUTURO		125
BIBLIOGRAFIA.....		127
ANEXOS		I
ANEXO 1 – ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO MULTICRITÉRIO		II
DADOS DA REDE IEEE 14		II
RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO CBA MULTICRITÉRIO		V
ANEXO 2 – MINIMIZAÇÃO DO <i>CURTAILMENT</i> DE EÓLICA		VII
DADOS DA REDE IEEE 14		VII
DADOS DA REDE MAT/AT.....		X
PERFIS DE CARGA E GERAÇÃO		XIV
RESULTADOS DA ANÁLISE DA REDE IEEE 14 PARA A HORA 15		XV
RESULTADOS DA ANÁLISE DA REDE IEEE 14 PARA AS 24 HORAS		XX
RESULTADOS DO KCA PARA A REDE IEEE 14 E A HORA 15		XXV
RESULTADOS DA ANÁLISE DA REDE MAT/AT PARA A HORA 24		XXX
RESULTADOS DA ANÁLISE DA REDE MAT/AT PARA AS 24 HORAS.....		XXXVI
RESULTADOS DO KCA PARA A REDE MAT/AT PARA A HORA 24		XLI
ANEXO 3 – CÓDIGO PYTHON.....		XLVII
CÓDIGO TESTE DESEMPENHO KCA		XLVII
EXEMPLO DE CÓDIGO CHAMADA KCA.....		LI

ÍNDICE GERAL DE FIGURAS

FIGURA 2-1 GRUPOS REGIONAIS DA ENTSO-E (FONTE: ENTSO-E [8]).....	24
FIGURA 2-2 SUBGRUPOS REGIONAIS DA ENTSO-E (FONTE: ENTSO-E [9])	25
FIGURA 2-3 MAPA DA RTN A 01 DE JANEIRO DE 2014 (FONTE: REN)	29
FIGURA 2-4 EVOLUÇÃO DO CONSUMO SEMANAL EM 2013 (FONTE: REN [12])	29
FIGURA 2-5 DIAGRAMA DE CARGA DOS DIAS CARACTERÍSTICOS (FONTE: REN [12]).....	30
FIGURA 2-6 EVOLUÇÃO DO CONSUMO NO PERÍODO 2009-2013 (FONTE: REN [12]).....	31
FIGURA 2-7 DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL (FONTE: REN [12])	32
FIGURA 2-8 PERDAS NA RNT EM 2013 (FONTE: REN [12]).....	32
FIGURA 2-9 MOVIMENTO COMERCIAL NAS INTERLIGAÇÕES (FONTE: REN [12]).....	33
FIGURA 2-10 MOVIMENTOS FÍSICOS EM GWh (FONTE: REN [12])	34
FIGURA 2-11 PROCESSO DE ELABORAÇÃO DO PDIRT (FONTE: REN [15])	35
FIGURA 3-1 ILUSTRAÇÃO DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PINT.....	40
FIGURA 3-2 ILUSTRAÇÃO DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA TOOT	40
FIGURA 3-3 ILUSTRAÇÃO DO ÂMBITO DE APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS PINT E TOOT NO CONTEXTO EUROPEU.....	41
FIGURA 3-4 ESTRUTURA DE AVALIAÇÃO DO IMPACTE DOS PROJETOS (FONTE: ENTSO-E [2]).....	43
FIGURA 3-5 ILUSTRAÇÃO DA DETERMINAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO (FONTE: ENTSO-E [2]).....	46
FIGURA 3-6 EXEMPLO DO AUMENTO DO SEW COM O INCREMENTO DA GTC (FONTE: ENTSO-E [2])... 51	
FIGURA 3-7 EXEMPLO DO AUMENTO DO SEW (FONTE: ENTSO-E [2])	52
FIGURA 3-8 VETORES DE AVALIAÇÃO DA ROBUSTEZ TÉCNICA E SEGURANÇA DO SISTEMA (FONTE: ENTSO-E [2]).....	58
FIGURA 3-9 VETORES DE AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE E ROBUSTEZ (FONTE: ENTSO-E [2])	59
FIGURA 3-10 ILUSTRAÇÃO DAS DEFINIÇÕES PRESENTES NO CÁLCULO DA NTC (FONTE: ENTSO-E [20]) 63	
FIGURA 3-11 ILUSTRAÇÃO DOS PRINCIPAIS CANAIS DE TROCAS DE ELETRICIDADE PREVISTOS NA EUROPA EM 2020	64
FIGURA 3-12 ILUSTRAÇÃO DOS PRINCIPAIS PONTOS DE ESTRANGULAMENTO DAS CONEXÕES ENERGÉTICAS NA EUROPA EM 2020 (FONTE: ENTSO-E [9]).....	64
FIGURA 3-13 DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE BASE INSPIRADA NA REDE IEEE 14	67
FIGURA 3-14 DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE COM EVIDENCIAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO DA SOS	68
FIGURA 3-15 REPRESENTAÇÃO DO IMPACTE DOS PROJETOS EM CADA BENEFÍCIO	71
FIGURA 4-1 EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA PRE INSTALADA EM PORTUGAL (FONTE: REN [22]).....	75
FIGURA 4-2 ANALOGIA ENTRE UMA CHAVE VERDADEIRA E UMA SOLUÇÃO DO ALGORITMO KCA [27]... 81	
FIGURA 4-3 FLUXOGRAMA DO FUNCIONAMENTO DO ALGORITMO KCA	85
FIGURA 4-4 FLUXOGRAMA DO FUNCIONAMENTO DO ALGORITMO KCA MODIFICADO	88
FIGURA 4-5 FUNÇÃO DE TESTE ORIGINAL DO ALGORITMO KCA.....	89
FIGURA 4-6 EVOLUÇÃO DAS SOLUÇÕES DO ALGORITMO KCA ADAPTADO.....	93
FIGURA 4-7 FUNÇÃO DE TESTE 1 [27]	94
FIGURA 4-8 DESEMPENHO DO KCA ADAPTADO EM 4.4.1 PARA A FUNÇÃO DE TESTE 1	94
FIGURA 4-9 FUNÇÃO DE TESTE 2 [27]	95
FIGURA 4-10 DESEMPENHO DO KCA ADAPTADO EM 4.4.1 PARA A FUNÇÃO DE TESTE 2	95
FIGURA 5-1 PERFIL TIPO CARGA DOMÉSTICA.....	101
FIGURA 5-2 PERFIL TIPO CARGA INDUSTRIAL	101

FIGURA 5-3 PERFIL TIPO CENTRAL HIDRÁULICA.....	102
FIGURA 5-4 PERFIL PARQUE EÓLICO TIPO I.....	102
FIGURA 5-5 PERFIL PARQUE EÓLICO TIPO II	103
FIGURA 5-6 ARQUITETURA DO PROGRAMA DESENVOLVIDO	105
FIGURA 5-7 DIAGRAMA DE EXECUÇÃO DA PLATAFORMA DESENVOLVIDA EM PYTHON	106
FIGURA 5-8 DIAGRAMA DE EXECUÇÃO DA PLATAFORMA PARA A MINIMIZAÇÃO DO CURTAILMENT COM RECURSO AO KCA	107
FIGURA 5-9 TOPOLOGIA DA REDE BASEADA NA IEEE 14.....	109
FIGURA 5-10 DIAGRAMA DE CARGA AGREGADA PARA AS 24 HORAS – IEEE 14	110
FIGURA 5-11 PERFIL PARQUE EÓLICO TIPO I	110
FIGURA 5-12 TOPOLOGIA DA REDE DE ENSAIO BASEADA NA IEEE 14 PARA A HORA 15 E COM A VIOLAÇÃO ASSINALADA.....	111
FIGURA 5-13 REDE IEEE 14 PARA A SOLUÇÃO ÓTIMA ENCONTRADA PELO KCA	112
FIGURA 5-14 REDE IEEE 14 PARA AS RESTANTES SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELO KCA.....	113
FIGURA 5-15 TOPOLOGIA DA REDE MAT/AT	114
FIGURA 5-16 DIAGRAMA DE CARGA AGREGADA PARA AS 24 HORAS – REDE MAT/AT	115
FIGURA 5-17 PERFIL PARQUE EÓLICO TIPO II APÓS NORMALIZAÇÃO	115
FIGURA 5-18 TOPOLOGIA DA REDE MAT/AT PARA A HORA 24 E COM A VIOLAÇÃO ASSINALADA	116
FIGURA 5-19 SOLUÇÃO ÓTIMA ENCONTRADA PELO ALGORITMO KCA PARA A HORA 24.....	118
FIGURA 5-20 RESTANTES SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELO ALGORITMO KCA PARA A HORA 24.....	118
FIGURA A1-1 DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 3	II
FIGURA A2-1 DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5	VII
FIGURA A2-2 DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE MAT/AT EMPREGUE NO CAPÍTULO 5.....	X

ÍNDICE GERAL DE TABELAS

TABELA 2-1 SÍNTESE EQUIPAMENTOS RNT [7].....	28
TABELA 2-2 POTÊNCIA INSTALADA NO FINAL DE 2013 (MW) [7]	30
TABELA 2-3 CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA DE 2013 (GWH) [7]	31
TABELA 3-1 CONDIÇÕES DE SIMULAÇÃO DO REGIME DE CONTINGÊNCIA N-2 E N-1-1 [12]	42
TABELA 3-2 ATRIBUTOS DOS INDICADORES DE SOS (ADAPTADO: ENTSO-E)	50
TABELA 3-3 ATRIBUTOS DOS INDICADORES DE SEW/INTEGRAÇÃO DE MERCADO (ADAPTADO: ENTSO-E)	53
TABELA 3-4 ATRIBUTOS DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS PERDAS (ADAPTADO: ENTSO-E)	54
TABELA 3-5 ATRIBUTOS DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂ (ADAPTADO: ENTSO-E) .	57
TABELA 3-6 AVALIAÇÃO DOS KPI DO INDICADOR DE ROBUSTEZ TÉCNICA E SEGURANÇA DO SISTEMA (FONTE: ENTSO-E).....	58
TABELA 3-7 AVALIAÇÃO DOS KPI DO INDICADOR DE FLEXIBILIDADE E ROBUSTEZ (FONTE: ENTSO-E)	60
TABELA 3-8 ATRIBUTOS DOS INDICADORES DE INTEGRAÇÃO DE RES (ADAPTADO: ENTSO-E).....	60
TABELA 3-9 TABELA RESUMO PROPOSTA PARA A AVALIAÇÃO DE PROJETOS NO ÂMBITO DO TYNDP (FONTE: ENTSO-E).....	66
TABELA 3-10 VARIAÇÃO DO INDICADOR DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO.....	68
TABELA 3-11 VARIAÇÃO DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS PERDAS.....	69
TABELA 3-12 VARIAÇÃO DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂	69
TABELA 3-13 VARIAÇÃO DO INDICADOR DE INTEGRAÇÃO DE RES	69
TABELA 3-14 VALORES ASSUMIDOS PARA OS INDICADORES NÃO CALCULADOS.....	70
TABELA 3-15 TABELA RESUMO DO EXEMPLO ILUSTRADO	70
TABELA 4-1 CHAVEIRO INICIAL K_1 (ITERAÇÃO 1)	90
TABELA 4-2 CHAVEIRO K_1' (ITERAÇÃO 1)	90
TABELA 4-3 CHAVEIRO K_1'' (ITERAÇÃO 1)	90
TABELA 4-4 CHAVEIRO K_2 (ITERAÇÃO 2)	91
TABELA 4-5 CHAVEIRO K_2' (ITERAÇÃO 2)	91
TABELA 4-6 CHAVEIRO K_3 (ITERAÇÃO 3)	92
TABELA 4-7 CHAVEIRO FINAL K_3' (ITERAÇÃO 3)	92
TABELA 5-1 SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELO KCA PARA A HORA 15	112
TABELA 5-2 SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELO KCA PARA A HORA 24	117
TABELA A1-1 DADOS DOS BARRAMENTOS E GERAÇÃO DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 3	III
TABELA A1-2 DADOS DE CARGA, GERAÇÃO EÓLICA E BATERIAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 3	III
TABELA A1-3 DADOS DAS LINHAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 3	IV
TABELA A1-4 DADOS DOS TRANSFORMADORES DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 3	IV
TABELA A1-5 RESULTADOS DO CÁLCULO DO ATRIBUTO LOLE DO INDICADOR SOS.....	V
TABELA A1-6 RESULTADOS DO CÁLCULO DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS PERDAS.....	V
TABELA A1-7 RESULTADOS DO CÁLCULO DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂	VI
TABELA A1-8 RESULTADOS DO CÁLCULO DO INDICADOR DE INTEGRAÇÃO DE RES	VI
TABELA A2-1 DADOS DOS BARRAMENTOS E GERAÇÃO DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5	VIII

TABELA A2-2 DADOS DE CARGA, GERAÇÃO EÓLICA E BATERIAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5	VIII
TABELA A2-3 DADOS DAS LINHAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5	IX
TABELA A2-4 DADOS DOS TRANSFORMADORES DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5	IX
TABELA A2-5 DADOS DOS BARRAMENTOS E GERAÇÃO DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5	XI
TABELA A2-6 DADOS DE CARGA, GERAÇÃO EÓLICA E BATERIAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5	XII
TABELA A2-7 DADOS DAS LINHAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5	XIII
TABELA A2-8 DADOS DOS TRANSFORMADORES DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5	XIII
TABELA A2-9 PERFIL NORMALIZADO DE CARGA E GERAÇÃO UTILIZADOS.....	XIV
TABELA A2-10 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE IEEE 14 – HORA 15.....	XV
TABELA A2-11 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE IEEE 14 – HORA 15	XVI
TABELA A2-12 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE IEEE 14 – HORA 15.....	XVI
TABELA A2-13 DADOS DE CARGA – REDE IEEE 14 – HORA 15	XVII
TABELA A2-14 DADOS DE BATERIAS DE CONDENSADORES SHUNT – REDE IEEE 14 – HORA 15	XVII
TABELA A2-15 DADOS DAS LINHAS – REDE IEEE 14 – HORA 15.....	XVIII
TABELA A2-16 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE IEEE 14 – HORA 15	XIX
TABELA A2-17 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS.....	XX
TABELA A2-18 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS	XXI
TABELA A2-19 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS	XXI
TABELA A2-20 DADOS DE CARGA – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS	XXII
TABELA A2-21 DADOS DAS LINHAS – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS	XXIII
TABELA A2-22 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS.....	XXIV
TABELA A2-23 DADOS DAS PERDAS TOTAIS – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS	XXIV
TABELA A2-24 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA	XXV
TABELA A2-25 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA	XXVI
TABELA A2-26 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA.....	XXVI
TABELA A2-27 DADOS DE CARGA – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA	XXVII
TABELA A2-28 DADOS DE BATERIAS DE CONDENSADORES SHUNT – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA	XXVII
TABELA A2-29 DADOS DAS LINHAS – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA.....	XXVIII
TABELA A2-30 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA ...	XXIX
TABELA A2-31 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE MAT/AT – HORA 24.....	XXX
TABELA A2-32 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE MAT/AT – HORA 24	XXXI
TABELA A2-33 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE MAT/AT – HORA 24	XXXI
TABELA A2-34 DADOS DE CARGA – REDE MAT/AT – HORA 24	XXXII
TABELA A2-35 DADOS DE BATERIAS DE CONDENSADORES SHUNT – REDE MAT/AT – HORA 24	XXXIII
TABELA A2-36 DADOS DAS LINHAS – REDE MAT/AT – HORA 24	XXXIV
TABELA A2-37 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE MAT/AT – HORA 24.....	XXXV

TABELA A2-38 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS	XXXVI
TABELA A5-39 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS.....	XXXVII
TABELA A2-40 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS	XXXVII
TABELA A2-41 DADOS DE CARGA – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS	XXXVIII
TABELA A2-42 DADOS DAS LINHAS – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS	XXXIX
TABELA A2-43 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS	XL
TABELA A2-44 DADOS DAS PERDAS TOTAIS – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS.....	XL
TABELA A2-45 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE MAT/AT – HORA 24.....	XLI
TABELA A2-46 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE MAT/AT – HORA 24	XLII
TABELA A2-47 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE MAT/AT – HORA 24.....	XLII
TABELA A2-48 DADOS DE CARGA – REDE MAT/AT – HORA 24	XLIII
TABELA A2-49 DADOS DE BATERIAS DE CONDENSADORES SHUNT – REDE MAT/AT – HORA 24	XLIV
TABELA A2-50 DADOS DAS LINHAS – REDE MAT/AT – HORA 24	XLV
TABELA A2-51 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE MAT/AT – HORA 24.....	XLVI

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

As preocupações emergentes acerca das fontes energéticas do futuro e de como lidar com o excesso de dependência energética dos países relativamente ao petróleo é um tema que agita cada vez mais opiniões a nível global, levando os países a examinar de uma forma mais profunda o seu planeamento energético para o futuro.

A União Europeia (UE) está neste momento a definir o padrão de produção e utilização de energia para o horizonte 2050 ao mesmo tempo que constrói a infraestrutura energética que permita aos seus cidadãos, indústria e demais setores da economia usufruir de uma energia mais limpa, sustentável, segura e a preços acessíveis.

Nesse sentido, a UE considera que existe a necessidade de reforçar e integrar as diferentes redes existentes na Europa numa única Rede Transeuropeia de Energia Elétrica (TEN-E) [1], por forma a permitir aumentar a segurança e robustez do sistema de transmissão de energia elétrica europeu e aumentar a integração das diferentes fontes de energia renováveis (RES) dispersas pelas várias regiões europeias.

Esta tarefa é complexa, uma vez que implica a harmonização de procedimentos e políticas relativas às opções de planeamento e expansão da rede a nível europeu com as de nível nacional. Neste sentido a entidade responsável pela coordenação do planeamento das redes europeias, a Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (ENTSO-E), desenvolveu uma metodologia para a avaliação de projetos de reforço de rede que tenham impacto a nível europeu, a Análise Custo-Benefício Multicritério (CBA Multicritério) [2]. Esta metodologia permite avaliar os projetos de investimento tornando-se pois pertinente conhecer, analisar e explicar, no âmbito do presente trabalho, esta metodologia CBA Multicritério na avaliação de projetos de investimento da Rede de Transporte de Eletricidade.

Por outro lado, com a definição do Roteiro para a Energia 2050 (*Energy Roadmap 2050*) [3] a UE prepara-se para reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa para níveis entre 80 a 95 % abaixo dos existentes em 1990, ao mesmo tempo que tenta garantir a competitividade e a segurança de abastecimento.

Por forma a incentivar a mudança de paradigma a UE estabeleceu objetivos energéticos ambiciosos para 2020. Estes objetivos incluem a redução em 20% dos níveis de emissões de gases de efeito estufa referentes a 1990, a melhoria em 20% na eficiência energética e o aumento em 20% da quota de renováveis no consumo final bruto de energia.

Pela sua natureza e variabilidade a integração de RES é um fator importante em toda a estratégia energética hipocarbónica europeia para o atingimento das metas propostas para 2050. Apesar de existir legislação para promover a utilização de energia proveniente de RES [4] esta é baseada na promoção à instalação de novos centros levando ao investimento no reforço da capacidade de acomodação das redes para este tipo de geração.

Uma das particularidades da energia proveniente de RES é a sua variabilidade intrínseca levando a que a sua gestão tenha de ter uma abordagem diferente da que é habitual com outros tipos de geração mais clássica. Com a crescente integração de RES nas redes a frequência de ocorrência de congestionamentos com origem em excesso de RES tende a ser maior chegando, caso necessário, a proceder-se ao seu corte “*curtailment*”¹ de forma segura e eficiente para a rede. Toda esta integração de RES leva a que por vezes exista mais geração do que a rede consegue acomodar, dando lugar ao *curtailment*.

Neste trabalho vai-se abordar integração de RES na ótica da minimização do *curtailment* deste tipo de geração, através da implementação de uma plataforma de apoio à decisão no âmbito da gestão operacional de redes baseada num algoritmo estocástico de otimização.

1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho engloba dois objetivos:

- Estudo e análise da metodologia CBA Multicritério para a avaliação de projetos de investimento em redes de energia elétrica;
- Desenvolvimento e implementação de uma plataforma de apoio à decisão no âmbito da gestão operacional de redes.

No âmbito da aplicação da metodologia CBA Multicritério na avaliação de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica este trabalho vai procurar responder às seguintes questões:

Q1. De que forma pode a metodologia CBA Multicritério ser implementada para avaliação de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica no contexto nacional?

¹ Doravante será utilizada esta nomenclatura quando se pretenda referir o corte não programado de geração por motivos de excesso de produção RES

Q2. Como pode a metodologia CBA Multicritério contribuir para a identificação de reforços de rede MAT pelos TSOs de forma a possibilitar o atingimento das metas europeias?

Relativamente à plataforma de apoio à decisão no âmbito da gestão operacional de redes este trabalho procurará responder às seguintes questões:

Q3. Como pode ser realizada a minimização do *curtailment* de RES de forma eficiente?

Q4. O algoritmo utilizado é adequado à gestão operacional de redes em ambiente de forte penetração de RES?

1.3 ESTRUTURA

A estrutura do documento está dividida em duas partes: a primeira parte aborda a aplicação da metodologia CBA Multicritério no âmbito da avaliação de projetos de investimento a nível nacional. Como se indicará mais à frente (ponto 3.3.5) um dos indicadores desta nova metodologia é a integração de RES, tendo sido este o objeto de estudo da segunda parte do trabalho a qual incide sobre a minimização do *curtailment* no contexto operacional.

No capítulo 2 faz-se um breve introdução aos projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica, quer a nível europeu, quer a nível nacional.

No capítulo 3 é apresentada a metodologia CBA Multicritério no contexto europeu sendo posteriormente indicada a forma como é efetuada a transposição para o contexto nacional e realizado um exemplo ilustrativo da sua aplicação recorrendo à rede IEEE 14.

No capítulo 4 é exposto o problema da integração de renováveis em contexto operacional e apresentado o algoritmo estocástico de otimização (*Key Cutting Algorithm*) utilizado para resolver o problema.

No capítulo 5 é apresentada a plataforma desenvolvida e posterior demonstração da sua aplicação na minimização do *curtailment* em contexto operacional com recurso a dois exemplos.

Finalmente no capítulo 6 são apresentadas as conclusões principais do trabalho e propostas algumas linhas de orientação para trabalho futuro.

1.4 ACRÓNIMOS USADOS

ACER	–	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AT	–	Alta Tensão
CBA	–	Cost-Benefit Analysis
CE	–	Comissão Europeia
DGEG	–	Direção Geral de Energia e Geologia
DSO	–	Distribution System Operator
ENTSO-E	–	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	–	European Network of Transmission System Operators for Gas
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GGG	–	Gestor Global do Sistema
GTC	–	Grid Transfer Capability
KCA	–	Key Cutting Algorithm
KPI	–	Key Performance Indicators
MAT	–	Muito Alta Tensão
MIBEL	–	Mercado Ibérico de Eletricidade
OPF	–	Optimal Power Flow
PDIRT	–	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade
PIC	–	Projeto de Interesse Comum
PINT	–	Put in one at the time
PRE	–	Produção em Regime Especial
PRO	–	Produção em Regime Ordinário
PSS/E	–	Power System Simulator for Engineering
RARI	–	Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações
REN	–	Redes Energéticas Nacionais
RMSA	–	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento
RQS	–	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	–	Regulamento das Relações Comerciais
RRT	–	Regulamento da Rede de Transporte
SEN	–	Sistema Elétrico Nacional
TEN-E	–	Trans-European Energy Networks
TOOT	–	Take out one at the time
TSO	–	Transmission System Operator
TYNDP	–	10-Year Network Development Plan
UE	–	União Europeia

CAPÍTULO 2

PROJETOS DE INVESTIMENTO EM REDES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

2.1 PROJETOS DE INVESTIMENTO EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTEXO EUROPEU

2.1.1 ENQUADRAMENTO

A construção de uma **Infraestrutura Energética Transeuropeia** é um projeto ambicioso no qual se tem investido muito esforço nos últimos anos por parte da União Europeia (UE). Este esforço iniciou-se com o estabelecimento da estratégia “Europa 2020” [5] onde se definem as metas para o crescimento e o emprego. Na sequência desta foram criados uma série de pacotes legislativos, no qual se inclui o 3.º Pacote Energético [6] [7] que define os objetivos ao nível do setor elétrico e de gás natural, com o propósito de permitir cumprir as metas definidas ao nível da competitividade, sustentabilidade e segurança de abastecimento de energia. O Parlamento Europeu, através da Diretiva 2009/72/CE de 13 de Julho e mais recentemente no Regulamento (UE) N.º 347/2013 estabelece as orientações para o desenvolvimento dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias. A intervenção de várias organizações envolvidas no desenvolvimento destas infraestruturas, tais como a Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica e Gás (ENTSO-E e ENTSO-G), respetivamente, que juntamente com a Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) são os agentes escolhidos para a implementação e operacionalização de tais políticas.

Relativamente às Redes Transeuropeias de Energia Elétrica (TEN-E) o principal interveniente no processo de desenvolvimento é a ENTSO-E². A ENTSO-E publica, com carácter bianual, o *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) com a indicação dos projetos de investimento, entre outros, que contribuem para o desenvolvimento das TEN-E.

2.1.2 PROJETOS DE INTERESSE COMUM

No âmbito do planeamento das infraestruturas energéticas transeuropeias torna-se essencial identificar os projetos que apresentam um elevado potencial para o seu desenvolvimento. Esses projetos devido à sua natureza são designados por **Projetos de Interesse Comum (PICs)**. Os PICs serão identificados de entre os projetos de âmbito nacional e transfronteiriço de cada um dos TSOs membros da ENTSO-E, como aqueles que contribuem de forma inequívoca para o desenvolvimento da infraestrutura transeuropeia de transporte de eletricidade. Para o efeito, a ENTSO-E subdividiu a sua área de influência em grupos de países que fazem parte da mesma região síncrona, devendo como tal assegurar a compatibilidade entre os vários sistemas de transmissão e simultaneamente promover o desenvolvimento das suas redes por forma a

² ENTSO-E www.entsoe.eu

resolver as limitações existentes. Na figura 2-1 são representadas os cinco grupos regionais definidos pela ENTSO-E (*Continental Europe, Nordic, Baltic, UK e Ireland*).

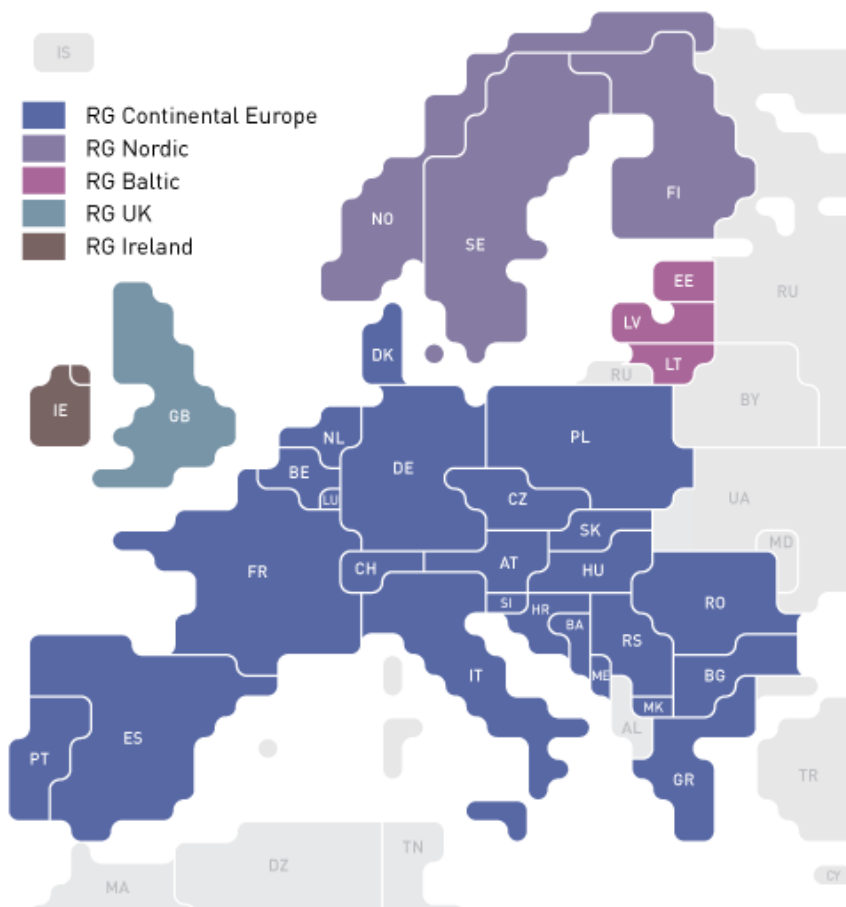


FIGURA 2-1 GRUPOS REGIONAIS DA ENTSO-E (FONTE: ENTSO-E [8])

Para efeitos da definição dos projetos para cada região foram constituídos seis subgrupos, representados na Figura 2-2, que são organizados mediante a área de influência dos países, tendo em conta a sua relação com os países limítrofes, independentemente do seu sincronismo. Dado que o objetivo último da rede transeuropeia é a completa integração de todos os países da ENTSO-E numa grande zona síncrona e interligada, tem interesse ressaltar os projetos que promovam essa mesma interligação. Assim foram criados os seguintes subgrupos:

- *North Sea* (UK, NI, NO, FR, BE, LU, NL, DE, DK)
- *Baltic Sea* (NO, SE, FI, EE, LV, LT, DE, PL, DK)
- *Continental Central East* (DE, PL, CZ, AT, SK, HU, RO, SO, HR)
- *Continental South East* (IT, SL, HU, RO, HR, BA, KS, MC, BG, MK, GR)
- *Continental Central South* (FR, DE, CH, AT, IT, SL)
- *Continental South West* (PT, ES, FR)

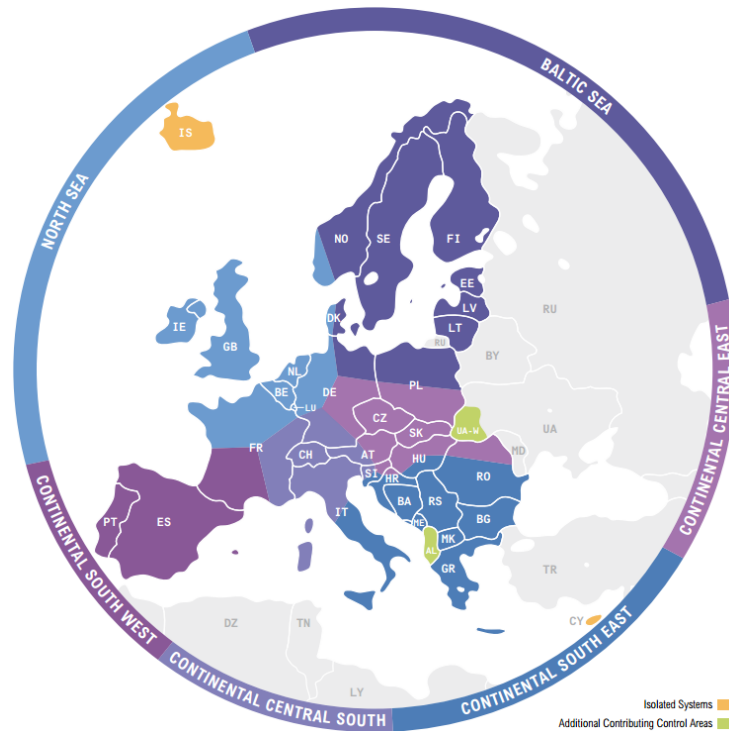


FIGURA 2-2 SUBGRUPOS REGIONAIS DA ENTSO-E (FONTE: ENTSO-E [9])

Estes subgrupos são responsáveis por eleger, de entre os projetos individuais que constam dos planos de investimento nacionais de cada um dos seus membros, quais os que devem integrar a lista dos PICs a serem incorporados no TYNDP a ser elaborado pela ENTSO-E.

2.1.3 CARACTERÍSTICAS E CRITÉRIOS DE ELEGIBILIDADE

Na sua maioria os PICs são projetos que tem um impacto significativo na capacidade de interligação entre TSOs ou entre áreas chave para o desenvolvimento da rede transeuropeia. Contudo, a escolha deste tipo de projetos não se limita apenas aos critérios atrás enunciados.

De modo a identificar os PICs de entre todos os projetos de reforço que são submetidos para apreciação pelos TSOs estabeleceram-se critérios para a nomeação dos PICs.

Os critérios necessários para a eleição de um projeto como PIC são:

- Deverá apresentar um impacto significativo no futuro desenvolvimento das TEN-E, quer ao nível da sustentabilidade e segurança do abastecimento como da integração do mercado de energia e de RES;
- Deverá ser incluído obrigatoriamente no TYNDP, o qual poderá consubstanciar projetos fora do âmbito dos TSOs (de terceiros);

- Deverá ser avaliado com base numa metodologia comum a nível Europeu, nomeadamente através da nova Metodologia CBA Multicritério [2] desenvolvida pela ENTSO-E.

2.1.4 AGRUPAMENTO DE PROJETOS

De modo a otimizar a análise dos projetos e potenciar as contribuições dos TSOs na construção da TEN-E, a ENTSO-E prevê a possibilidade do agrupamento de projetos em “*Clusters*”. Pode-se considerar que em regra existem dois tipos de projetos:

- **Concorrentes** – Projetos cujos objetivos são maioritariamente antagonistas. (i.e. geração centralizada ou distribuída);
- **Complementares** – Projetos cuja finalidade potencia um mesmo fim. Estes projetos podem ser normalmente agrupados, pois o benefício associado gera normalmente resultados melhores do que apenas cada projeto por si só.

Para que seja possível agrupar vários projetos é necessário que estes cumpram determinados requisitos, nomeadamente:

- A variação na GTC com um segundo projeto seja superior a 20%, face à que existia com apenas o primeiro projeto;
- Tempo de implementação do conjunto dos projetos seja inferior a 5 anos.

Esta circunstância permite ainda criar uma plataforma de carácter europeu para avaliação de PICs possibilitando uma maior transparência e eficiência na hora de listar os projetos prioritários para o desenvolvimento da TEN-E. Estes projetos além do destaque que merecerão no âmbito europeu beneficiarão de imediato de um estatuto prioritário a nível nacional prevalecendo sobre outros que não detenham este estatuto, bem como de apoios ao nível do seu financiamento.

2.2 PROJETOS DE INVESTIMENTO EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTEXTO NACIONAL

Os projetos de investimento na Rede Nacional de Transporte (RNT) de energia elétrica são indicados pelo TSO Português (REN) para períodos de 6 anos no **Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT)**. Este plano é publicado durante o mês de Julho, com período bianual, para revisão e reajustamento do mesmo. O PDIRT procura identificar e justificar perante a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) os investimentos expostos no documento, apresentando uma análise estratégica e tendo em consideração as conclusões e recomendações constantes no processo de Avaliação Ambiental (AA) a que é sujeito obrigatoriamente [10], bem como de consulta pública que deverá ser efetuada. Posteriormente o PDIRT terá de ser aprovado pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Para a elaboração do PDIRT o operador da RNT tem em consideração não só as políticas e diretrizes energéticas Nacionais, mas também as recomendações provenientes da Comissão Europeia e outros organismos responsáveis pelo planeamento da Rede Transeuropeia de Transporte de Eletricidade, como seja a organização que reúne os operadores de rede da Europa (ENTSO-E). Isto sempre numa ótica de sustentabilidade socioeconómica de longo prazo e procurando minimizar os impactos ambientais.

Durante a elaboração do PDIRT o operador da RNT deve ainda considerar os “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT” e demais exigências técnicas e regulamentares [11].

No contexto Europeu e de modo a contribuir para os objetivos do *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)* da ENTSO-E, da qual a REN é membro, o conjunto de projetos de investimento deve ainda ter em conta no processo de decisão os seguintes três pilares fundamentais nas decisões de investimento:

- **Segurança e qualidade de abastecimento:** constitui uma prioridade o fornecimento de eletricidade com níveis de fiabilidade e qualidade adequados quer ao nível do acesso às fontes de energia por parte dos consumidores, como o seu fornecimento de forma contínua e dentro dos padrões de qualidade estabelecidos em regulamentação própria (RQS, RRT, RRC, RARI);
- **Integração de RES:** através da promoção e facilitação das ligações à rede de transporte das RES, contribuindo para o atingimento das metas europeias estabelecidas (20-20-20) [4] e para uma maior diversificação do portfólio de geração disponível;

- **Desenvolvimento dos mercados de energia:** em particular o MIBEL, facilitando a concorrência e a integração de montantes mais elevados de RES, através da utilização coordenada das interligações, contribuindo desta forma para a potencial redução do preço da eletricidade na Península Ibérica.

2.2.1 CARACTERÍSTICAS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE PORTUGUESA

A RNT é composta [12] por 67 subestações, 10 postos de corte, 2 de seccionamento e 1 de transição. Inclui-se ainda um conjunto de linhas que permitem interligar os centros de produção aos Pontos de Entrega (PdE) da Rede de Distribuição e clientes ligados diretamente à RNT. A RNT é operada a Muito Alta Tensão (>110kV), sendo caracterizada por três níveis de tensão para a sua operação, 400kV, 220kV e 150kV³, com linhas e transformadores que permitem a ligação de todos os níveis de tensão.

Na tabela 2-1 são indicadas as principais características gerais dos equipamentos da RNT à data de 31-12-2013:

TABELA 2-1 SÍNTESE EQUIPAMENTOS RNT [7]

Comprimento das linhas em serviço na RNT (km)	8 733
400kV	2 434
220kV	3 565
150kV	2 734
Potência dos transformadores em serviço na RNT (MVA)	34 894
Autotransformação (MAT/MAT)	13 410
Transformação (MAT/AT)	21 254
Transformação (MAT/MT)	320

Na Figura 2-3 é apresentado uma ilustração da RNT referente à situação da mesma a 1 de Janeiro de 2014. Neste mapa é possível observar as linhas de 400kV a vermelho, as de 220kV a verde e as de 150kV a azul, existentes em Portugal continental, assim como alguns pormenores dos maiores centros de consumo e produção e algumas áreas importantes da rede, como possam ser os locais das interligações com Espanha.

³ Sendo que dentro dos 150kV existe um troço de 9 km de interligação internacional com tensão nominal de 132kV (Lindoso-Conchas)



FIGURA 2-3 MAPA DA RTN A 01 DE JANEIRO DE 2014 (FONTE: REN)⁴

2.2.1.1 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO

Durante o ano 2013 o consumo de eletricidade em Portugal atingiu o valor de 49,2 TWh, constituindo um acréscimo relativamente a 2012 na ordem dos 0,2%. Pode-se observar na Figura 2-4 a distribuição semanal do consumo e a origem da produção durante o ano 2013.

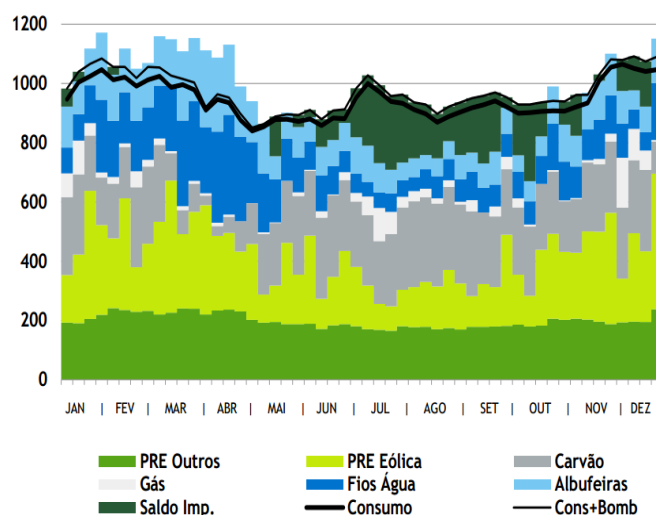


FIGURA 2-4 EVOLUÇÃO DO CONSUMO SEMANAL EM 2013 (FONTE: REN [12])

⁴ http://www.ren.pt/bloco/ren/repositorio/ficheiros/mapa_rnt_2014/

No que toca à potência registada no Sistema Elétrico Nacional (SEN) durante 2013, verificou-se um valor máximo de 8322 MW no dia 9 de Dezembro às 19h45. De notar que este valor fica 1000 MW aquém do valor máximo alguma vez registado em 2010.

A Figura 2-5 apresenta os diagramas de carga representativos das quatro estações do ano, sendo o de inverno que apresenta o valor de ponta mas elevado.

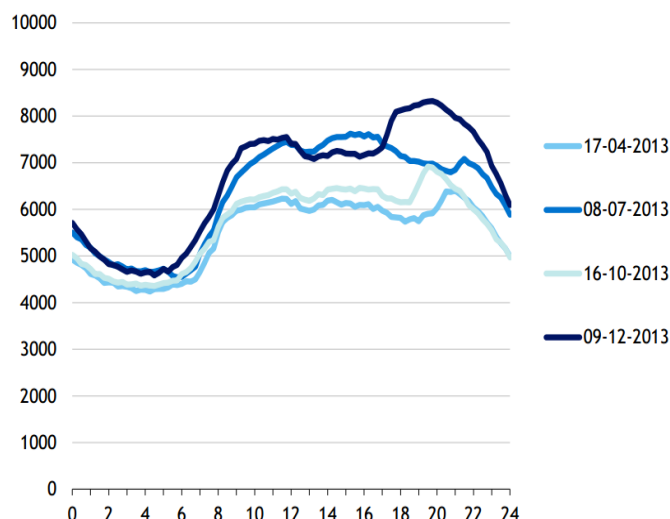


FIGURA 2-5 DIAGRAMA DE CARGA DOS DIAS CARACTERÍSTICOS (FONTE: REN [12])

2.2.1.2 PERFIS DE PRODUÇÃO

No final do ano 2013 existia em Portugal um total de potência instalada de 17 792 MW, sendo que destes 10 913 MW eram de origem renovável e 6 879 MW de origem não renovável. A Produção em Regime Ordinário (PRO) reduziu para 10 913 MW, decrescendo em 946 MW relativamente a 2012, fundamentalmente devido à desclassificação da central de Setúbal a fuelóleo. Por sua vez a Produção em Regime Especial (PRE) aumentou para 6 803 MW, representando um acréscimo de 246 MW relativamente a 2012.

Pode-se verificar estes valores na Tabela 2-3, onde constam os valores de potência instalada no final de 2013.

TABELA 2-2 POTÊNCIA INSTALADA NO FINAL DE 2013 (MW) [7]

RENOVÁVEL (MW)	10 913	NÃO RENOVÁVEL (MW)	6 879	TOTAL (MW)	17 792
Hídrica	5 652	Carvão	1 756	Produtores PRO	10 989
Mini-hídrica	413	Gás Natural	4 758	Produtores PRE	6 803
Eólica	4 368	Cogeração	929		
Térmica	610	Outros	364		
Cogeração	343	Cogeração	199		
Solar	282				

Relativamente aos dados de produção e consumo do SEN durante o ano de 2013 pode-se observar-se na Tabela 2-4 a sua desagregação pelas diferentes fontes de produção.

TABELA 2-3 CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA DE 2013 (GWh) [7]

RENOVÁVEL (MW)	28 373	NÃO RENOVÁVEL (MW)	18 307	PRODUÇÃO TOTAL (MW)	47 837	CONSUMO TOTAL (MW)	49 155
Hídrica	13 483	Carvão	10 953	PRODUÇÃO POR BOMBAGEM	1 157	Produtores PRO	25 757
Mini-hídrica	1 337	Gás Natural	6 909	Bombagem Hidroelétrica	1 458	Produtores PRE	22 080
Eólica	11 751	Cogeração	5 407	SALDO IMPORTADOR	2 776		
Térmica	2 692	Outros	446	Importação (valor comercial)	5 229		
Cogeração	1 532	Cogeração	211	Exportação (valor comercial)	2 447		
Solar	446						

A evolução do consumo ao longo dos últimos 5 anos é ilustrada na Figura 2-6.

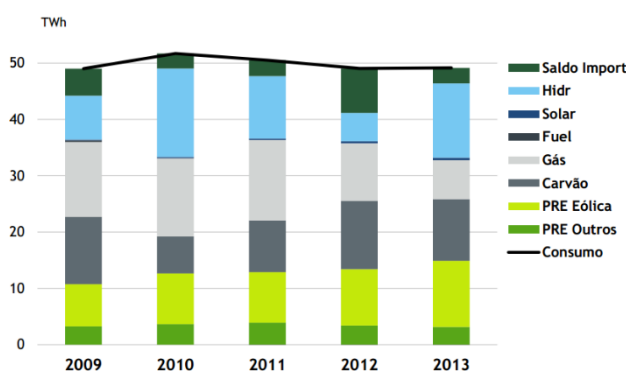


FIGURA 2-6 EVOLUÇÃO DO CONSUMO NO PERÍODO 2009-2013 (FONTE: REN [12])

No que toca à produção no ano 2013, constatou-se que foi um ano bastante favorável quanto à produção de origem renovável, tendo sido possível atingir níveis que cobriram 58% do consumo, sendo repartidos por 27% para a hídrica, 24% para a Eólica, 5% para a Biomassa e 1% para a fotovoltaica. Isto implicou uma redução da produção a partir de centrais térmicas, com as centrais a carvão a abastecerem 22% e as de ciclo combinado e cogeração com uma partilha de 3% e 11% respetivamente. O saldo de trocas comerciais através das interligações foi francamente importador, com um saldo total de 2,8 TWh, que corresponde a 6% do consumo.

Relativamente à produção em regime especial (PRE) verificou-se um total de 22,1 TWh, como uma distribuição de 11,8 TWh para a eólica, 1,3 TWh para a hídrica, 8,6 TWh para a biomassa e

a solar com 0,4 TWh. A distribuição é ilustrada na Figura 2-7, onde se pode observar a repartição entre as tecnologias em percentual.

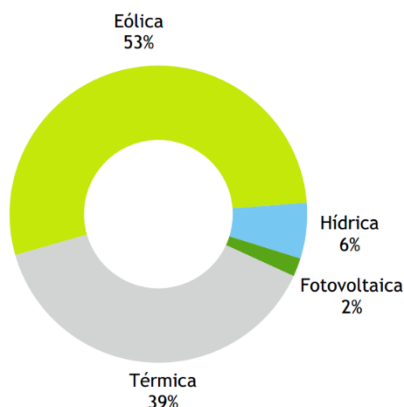


FIGURA 2-7 DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL (FONTE: REN [12])

2.2.1.3 PERDAS NA REDE

Um fator importante na avaliação da eficiência de uma rede de transmissão de energia são as perdas. Na Figura 2-8 é possível observar a evolução das perdas ao longo de 2013, quer em valores absolutos quer em valores relativos à energia de entrada da rede.

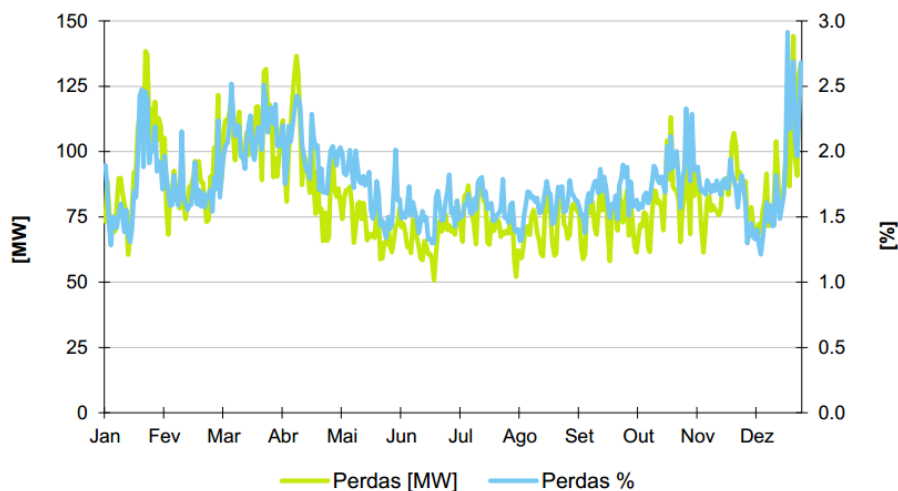


FIGURA 2-8 PERDAS NA RNT EM 2013 (FONTE: REN [12])

As perdas variaram entre 1,2% e os 2,9%, apresentando um valor médio na ordem dos 1,75%, um valor aceitável segundo os níveis internacionais para este indicador.

Regista-se ainda que se verificam valores mais elevados de perdas durante o mês de Janeiro e final de Março. Isto deve-se principalmente a um cenário em que existe uma grande contribuição de Eólica e Hídrica, juntamente com uma redução da produção de origem térmica, que origina maiores fluxos de energia em determinadas zonas da rede, mais suscetíveis ao incremento deste indicador.

2.2.1.4 INTERLIGAÇÕES

Outras estruturas de grande relevância na RNT são as interligações internacionais, que no caso de Portugal se fazem apenas com Espanha, mas que permitem a troca de energia quer para fins comerciais, quer para suporte entre países para a segurança das suas redes. As interligações permitem ainda a conexão entre países do universo ENTSO-E, sendo a estrutura fundamental para a construção da Rede Transeuropeia de Transporte de Energia Elétrica. No caso Português as interligações têm um papel basilar na integração dos agentes de mercado que participam no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) o que por sua vez levará ao aumento da eficiência do mercado. Na Figura 2-9 pode-se observar o movimento de energia entre Portugal e Espanha no período compreendido entre 2009 e 2013.

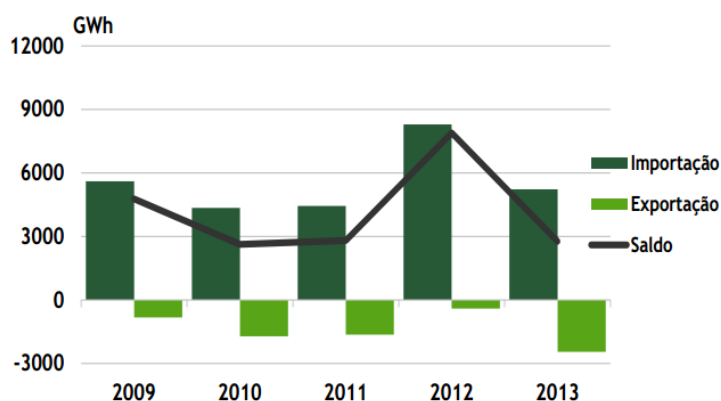


FIGURA 2-9 MOVIMENTO COMERCIAL NAS INTERLIGAÇÕES (FONTE: REN [12])

Como se pode observar a tendência nos últimos anos tem sido de importação. Isto é devido principalmente a que a capacidade de interligação no sentido Portugal → Espanha era inferior à do sentido inverso, conforme se pode observar na Figura 2-10 onde se ilustra o trânsito de energia nas interligações durante o ano 2013.

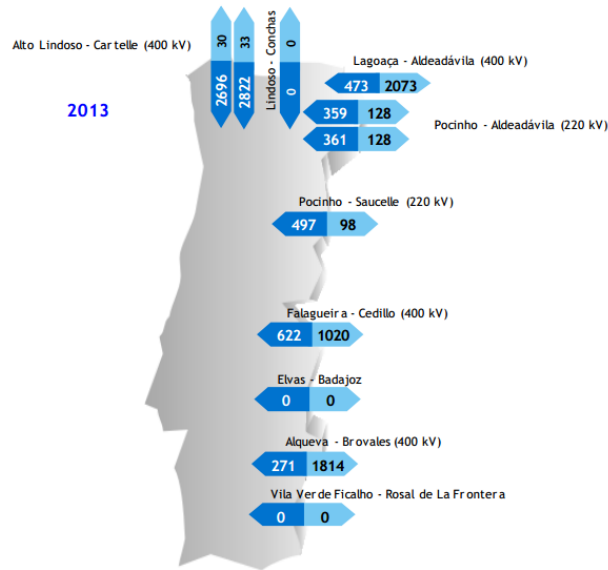


FIGURA 2-10 MOVIMENTOS FÍSICOS EM GWh (FONTE: REN [12])

À medida que as capacidades de interligação em ambos os sentidos se aproximarem, tendendo para um equilíbrio, o mesmo deverá suceder aos trânsitos de energia. Os valores máximos de capacidade comercial de interligação, de acordo com o RARI deverão ser disponibilizados pelo TSO para cada mês e período diário (Ponta, Cheia e Vazio) para cada um dos sentidos [13] de troca de energia.

2.2.2 PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE TRANSPORTE (PDIRT)

A elaboração do PDIRT, de acordo com a legislação em vigor [13] [14], é uma obrigação do TSO Português (REN), enquanto operador da RNT. Este deve enviar a sua proposta de PDIRT para a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para apreciação, até 31 de Março de todos os anos ímpares.

O PDIRT deve ainda ter em consideração as alterações legislativas que incorrem da transcrição para a legislação Portuguesa da Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho onde se estabelece as regras para o mercado interno de eletricidade, integrado no 3.º Pacote Energético, cujos principais objetivos passam pelo aumento da concorrência, da existência de regulação eficaz e pelo incentivo ao investimento em benefício dos consumidores.

Para efeitos dos pressupostos ao nível dos cenários de oferta e procura o PDIRT assenta no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) juntamente com informação oriunda das redes elétricas e sistemas ligados à RNT, como a Rede Nacional de Distribuição (RND), MIBEL e a ENTSO-E.

O PDIRT deve espelhar as necessidades de desenvolvimento da RNT para os próximos 10 anos, descrevendo os investimentos que já tenham sido decididos pelo TSO com maior detalhe para os próximos 3 anos.

O processo de elaboração do PDIRT envolve uma relação estreita com DGEG e o Regulador (ERSE). Este processo pode ser ilustrado pela Figura 2-11.

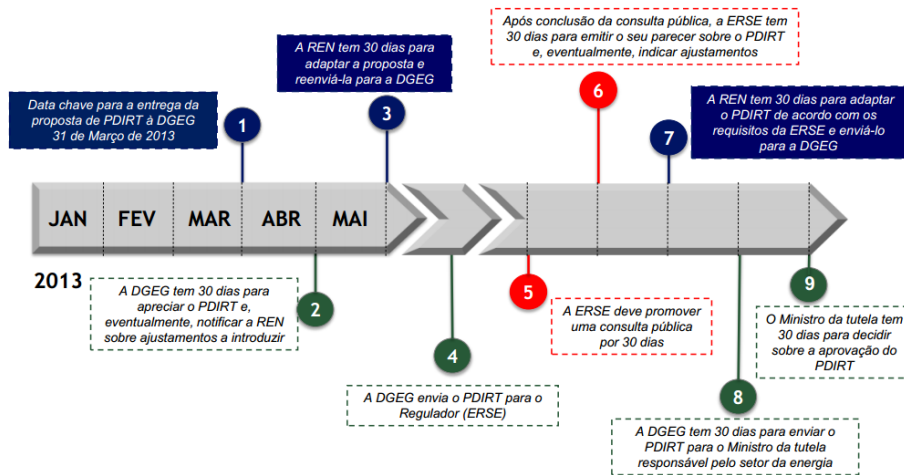


FIGURA 2-11 PROCESSO DE ELABORAÇÃO DO PDIRT (FONTE: REN [15])

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

CAPÍTULO 3

METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

A resolução de problemas de planeamento de redes de transmissão de energia elétrica existe desde que surgiu a necessidade de desenvolver redes mais extensas e complexas que permitissem levar a energia elétrica a pontos geograficamente distantes. Este planeamento é usualmente assente em diversas metodologias que procuram a otimização de diferentes indicadores de desempenho, indicadores estes que vão desde o custo total de investimento à eficiência da sua exploração.

Os critérios de planeamento diferem de país para país e encontram-se, regra geral, intimamente ligados com as políticas energéticas vigentes e às necessidades específicas da rede.

3.1 METODOLOGIAS PINT E TOOT

Existem várias metodologias que podem ser empregues à resolução do problema do planeamento de redes de transmissão de eletricidade, podendo ser em englobadas em dois tipos distintos: metodologias de otimização matemática e estocásticas [16]. O que todas elas têm em comum é que podem ser classificadas consoante o horizonte de planeamento dos investimentos, podendo ser consideradas estáticas, se apenas se observar um horizonte de planeamento ou dinâmicas se existirem precedências e dependências entre projetos de investimento.

Geralmente o objetivo que se pretende atingir passa por identificar os reforços ou ações sobre a rede tais que minimizam os custos de exploração.

No âmbito do TYNDP a ENTSO-E propõe duas metodologias (PINT e TOOT) [9] que abordam de forma diferente o planeamento das redes de transmissão de eletricidade.

- **Metodologia PINT**

A metodologia PINT (*Put IN one at the Time*) é uma das metodologias de análise de projetos de investimento aplicadas no TYNDP e avalia os projetos de investimento apoiada numa rede base na qual se vão inserindo e avaliando os projetos um a um, analisando o seu impacto no sistema antes de este receber qualquer outro tipo de reforço. Esta metodologia é adequada à avaliação do impacto de cada um dos projetos sem ter em conta os restantes, avaliado a contribuição própria de cada um.

Tome-se o exemplo ilustrado na Figura 3-1, onde existem dois projetos a ser avaliados:

- Projeto 1 – Novo gerador
- Projeto 2 – Nova linha

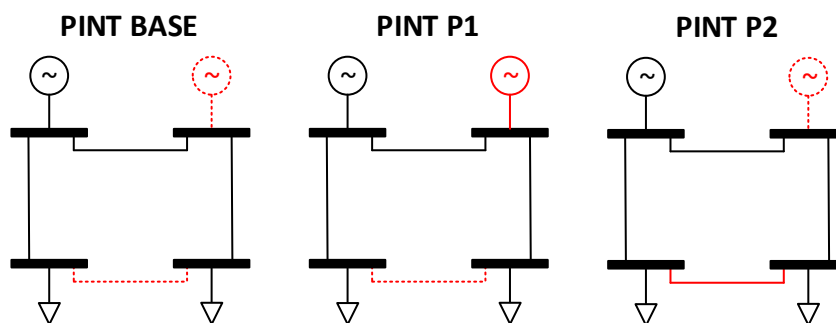


FIGURA 3-1 ILUSTRAÇÃO DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PINT

- **Metodologia TOOT**

Existe outra metodologia que também é aplicada no TYNDP, a **metodologia TOOT** (*Take Out One at the Time*), que consiste em partir de um cenário em que todos os reforços estão incluídos e depois observar a resposta da rede à ausência de cada um dos projetos considerados, retirando um de cada vez. Esta metodologia permite observar qual o projeto de investimento que irá ter um maior impacto, partindo de uma rede completamente desenvolvida, como se esse fosse esse o último a ser implementado. Isto possibilita avaliar o impacto de cada projeto na futura rede, sob o ponto de vista global do seu desenvolvimento.

Tome-se o exemplo ilustrado na Figura 3-2, onde se consideram os dois projetos avaliados no ponto anterior:

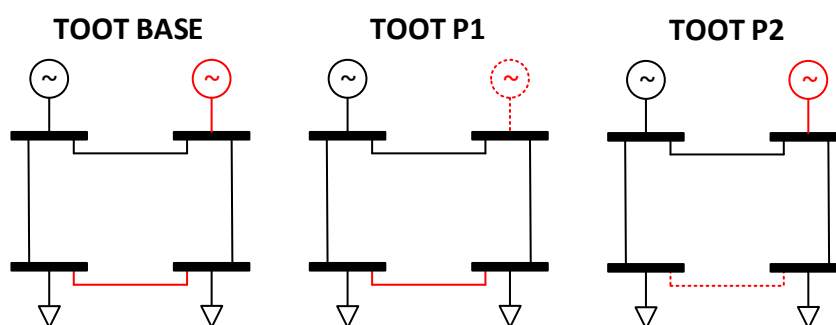


FIGURA 3-2 ILUSTRAÇÃO DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA TOOT

A ENTSO-E recomenda a metodologia TOOT para a avaliação de projetos no âmbito do TYNDP [2] por esta evidenciar o contributo de cada projeto na futura rede europeia. Fora do processo de avaliação do TYNDP, nomeadamente na apreciação de projetos no âmbito nacional, recomenda a utilização da metodologia PINT, uma vez que expõe melhor o contributo individual de cada projeto. É possível observar essa ilustração na Figura 3-3.

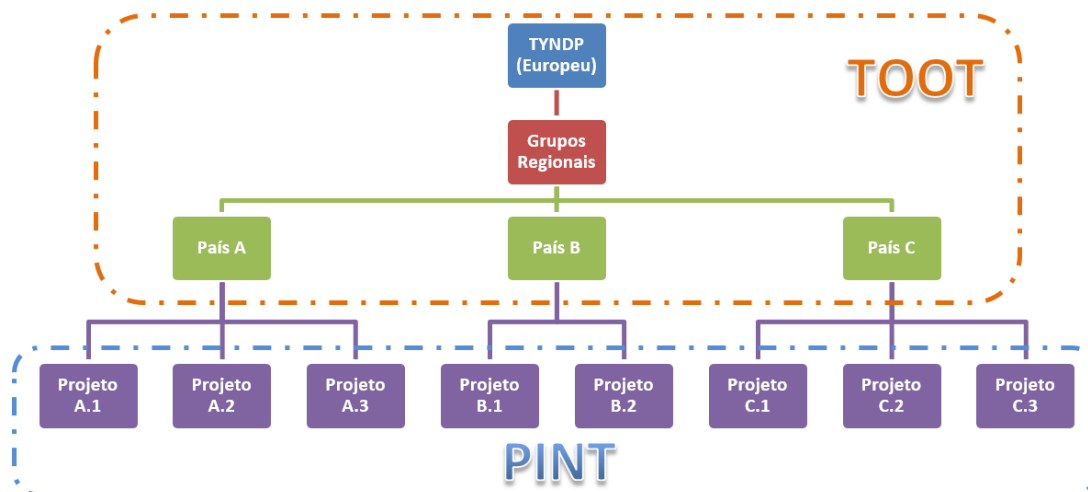


FIGURA 3-3 ILUSTRAÇÃO DO ÂMBITO DE APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS PINT E TOOT NO CONTEXTO EUROPEU

Até há relativamente pouco tempo, o critério que era geralmente empregue pela maioria dos operadores para a avaliação de alternativas passava pela maximização da eficiência da rede. Esta eficiência é medida através de um indicador, as perdas de transmissão, e é tanto maior quanto menores forem essas perdas. Aquando da análise de projetos de reforço da rede, as perdas oferecem informação valiosa acerca do impacto de um determinado projeto, o qual se traduz numa rede mais ou menos eficiente do ponto de vista energético, com os consequentes ganhos económicos e sociais.

3.2 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO NO CONTEXTO NACIONAL

A metodologia de planeamento da RNT é publicada pelo Governo [17] e encontra-se descrita no Regulamento da Rede de Transporte. Neste regulamento são descritos os “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT” que procuram garantir a satisfação das necessidades do SEN e a manutenção da adequada qualidade do serviço no abastecimento, sempre com uma perspetiva de otimização económica global do sistema.

Para assegurar o cumprimento dos critérios técnicos são efetuadas simulações da RNT por forma a verificar o cumprimento dos requisitos mínimos para o funcionamento normal do SEN, observando as variáveis elétricas do sistema tanto em regime normal, como em regime de contingência (ex. N-1, N-1-1 e N-2). Não é aceite qualquer corte de consumos para o regime normal ou mesmo para a contingência N-1, sendo apenas aceite o recurso a reconfiguração topológica da rede e redespachos de produção para as contingências N-2. Para efeito do cumprimento destas regras para cargas monoalimentadas a partir da RNT ou referentes à

capacidade de transformação garantida para a contingência N-1 é ainda contabilizada a capacidade de recurso das subestações da RND, podendo este valor ser encontrado no PDIRT.

Para efeito da análise da rede deverão ser efetuados estudos considerando as seguintes condições topológicas:

- **Regime Normal (N)** – consideram-se todos os elementos da rede (N) em serviço e em condições normais de funcionamento;
- **Regime de Contingência N-1** – é considerada a falha de um qualquer elemento da rede, sendo que nos restantes são mantidos dentro dos limites de aceitabilidade;
- **Regime de Contingência N-2 e N-1-1** – considera-se a falha simultânea de dois elementos da rede (Regime de Contingência N-2). Quando a falha não seja simultânea mas aconteça durante um período em que um elemento da rede não esteja disponível, quer por paragem programada (ex.: manutenção de uma linha) ou por uma contingência prévia estamos perante o regime de contingência N-1-1. Estes regimes são estudados apenas para casos específicos descritos na tabela 3-1.

TABELA 3-1 CONDIÇÕES DE SIMULAÇÃO DO REGIME DE CONTINGÊNCIA N-2 E N-1-1 [12]

Tipo de falha	Campo de Aplicação
<ul style="list-style-type: none"> • Falha simultânea de dois circuitos do mesmo apoio (contingência n-2). • Falha de dois elementos quaisquer, não simultânea, com possibilidade de redespacho de produção e reconfiguração da rede, após a primeira falha (contingência n-1 -1). 	<ul style="list-style-type: none"> • Linhas duplas que ponham em causa o abastecimento das áreas da Grande Lisboa, incluindo a península de Setúbal, e do Grande Porto. • Qualquer outra linha dupla de mais de 35 km, exceto «antenas». • Em toda a rede de 400 kV. • Nos autotransformadores inseridos nos eixos com função de grande transporte (todos os ligados nos 400 kV).

3.3 ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO MULTICRITÉRIO

Com a crescente introdução de fontes de energia renováveis e o conseqüente aumento da incerteza associada, tornou-se necessário recorrer a métodos mais complexos que abranjam um leque maior de indicadores, por forma a ter-se uma visão mais abrangente das opções de investimento e do seu impacte na rede.

A metodologia multicritério analisa o projeto de investimento com base num conjunto de indicadores previamente definidos. Esses indicadores podem ser posteriormente utilizados para comparar as diversas soluções.

A ENTSO-E apresentou uma nova metodologia baseada numa Análise Custo-Benefício (CBA) Multicritério para aplicação no TYNDP. Esta metodologia assenta na necessidade de criar uma ferramenta transversal e transparente por parte da ENTSO-E para ser aplicada a nível Europeu no âmbito da avaliação dos PICs e que permita simultaneamente observar determinados critérios que possibilitam aferir o impacte a médio e longo prazo dos projetos propostos.

Esta combinação entre uma Análise Custo-Benefício e uma Análise Multicritério permite obter o melhor dos dois mundos. Por um lado a análise multicritério permite avaliar o problema de uma forma mais completa e transparente, uma vez que não se limita a apenas uma perspetiva, por outro lado ao elaborar-se uma análise custo-benefício permite, dentro do mesmo processo, sopesar os prós e contras de cada solução, com base nos múltiplos critérios apreciados.

3.3.1 RACIONAL

A avaliação do impacte dos projetos é feita através de uma estrutura assente em seis dimensões (Custos, Aspectos Técnicos, Impacto Social e Económico, Segurança de Abastecimento, Bem-Estar Social/Integração de Mercado e Sustentabilidade) de vital importância para o atingimento dos objetivos propostos no *TYNDP* e no *Energy Roadmap 2050* [3], conforme se pode observar na Figura 3-4.

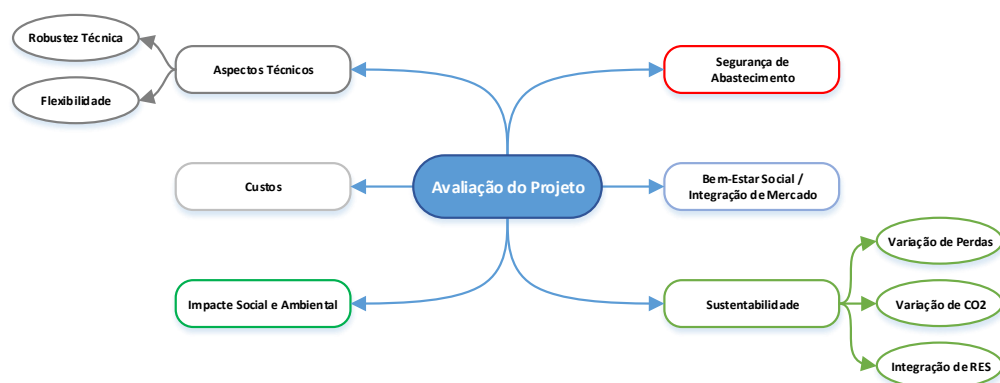


FIGURA 3-4 ESTRUTURA DE AVALIAÇÃO DO IMPACTE DOS PROJETOS (FONTE: ENTSO-E [2]).

O que se pretende neste capítulo é ilustrar e entender a potencial aplicação desta nova metodologia no contexto nacional, para a avaliação de projetos no âmbito do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT). Este objetivo surge como uma necessidade, uma vez que os projetos que influenciem de algum modo a capacidade de trocas internacionais de energia virão a ser alvo de esta análise para a sua possível listagem no TYNDP como PICs.

A metodologia CBA Multicritério assenta num conjunto de critérios que permitem avaliar o impacto de cada projeto na infraestrutura de transporte de energia e por conseguinte, definir as prioridades de implementação. Neste sentido a ENTSO-E considera um conjunto de indicadores que irão sendo apresentados longo deste capítulo. Do mesmo modo e para facilitar a interpretação e a deteção dos projetos mais vantajosos foi incluído um sistema de cores [2] que estão relacionadas com a prestação do projeto em cada indicador sendo apresentadas caso a caso.

Outrossim, dado que neste capítulo se está a abordar a aplicação da metodologia CBA Multicritério no âmbito da avaliação de projetos de investimento ao nível nacional optou-se por seguir a recomendação da ENTSO-E e aplicar a metodologia PINT para o cálculo de todos os indicadores.

3.3.2 CUSTO TOTAL DO PROJETO

Custo Total do Projeto (*Project Total Expenditures*) – é definido a partir de uma estimativa elaborada pelos *TSOs* acerca dos custos totais envolvidos no projeto. Para cada projeto designado serão estimados os custos globais e os limites de incerteza a ser considerados. Os limites de incerteza estão ligados a aspetos do projeto que não é possível controlar. Para isto devem ser tidos em conta os seguintes aspetos:

- Custos esperados dos materiais e custos de montagem, incluindo fundações, cabos, postos de transformação e sistemas de controlo e proteção;
- Custos estimados de soluções temporárias indispensáveis à realização do projeto, como possam ser novas linhas a acrescentar ou circuitos temporários;
- Custos esperados pela substituição de equipamentos durante um dado período, nomeadamente durante a execução do projeto;
- Custos de desmantelamento dos equipamentos em fim de vida útil;
- Custos de manutenção e custos de ciclo de vida técnico.

O Custo Total do Projeto (C_{Total}) deve assim incluir todas as componentes (m) de custos parciais (C_i), sendo este dado pela expressão (1):

$$C_{Total} = \sum_{i=1}^m C_i \quad (1)$$

C_{Total} – Custo Total do Projeto [M€]
 C_i – Custo da componente i do projeto [M€]

As cores indicativas serão atribuídas consoante:

	Custo total maior do que 1 000 M€
	Custo total entre 300 M€ e 1 000 M€
	Custo total menor que 300 M€

3.3.3 IMPACTES SOCIO-AMBIENTAIS

O impacte socio-ambiental de cada projeto é dado por dois indicadores distintos:

3.3.3.1 IMPACTE AMBIENTAL

Impacte Ambiental (*Environmental Impact – EI*) – caracteriza o projeto avaliando-o através de estudos preliminares que têm como objetivo medir a sensibilidade do meio ambiente associada ao projeto. O impacto ambiental caracteriza o impacto local que o projeto tem na natureza e na biodiversidade e expressa-se sob a forma de quilómetros de linha sobre um determinado habitat sensível ao mesmo.

$$EI = kms \text{ de linha} \quad (2)$$

3.3.3.2 IMPACTE SOCIAL

Impacte Social (*Social Impact – SI*) – caracteriza o impacto do projeto na população local, sendo estimado a partir de estudos preliminares que têm por objetivo avaliar a sensibilidade social inerente ao projeto. Expressa-se sob a forma de quilómetros de linha ou cabo enterrado ou submarino que possam atravessar zonas socialmente sensíveis.

$$SI = kms \text{ de linha} \quad (3)$$

3.3.4 BENEFÍCIOS

3.3.4.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Incremento da **Segurança de Abastecimento** (*Security of Supply – SoS*) – define-se como a capacidade que uma rede tem em manter, de forma adequada e segura, o fornecimento de energia elétrica em condições adequadas de operação numa determinada área. Esta análise deverá ser sempre feita dentro de uma área delimitada como se pode ver na Figura 3-5.

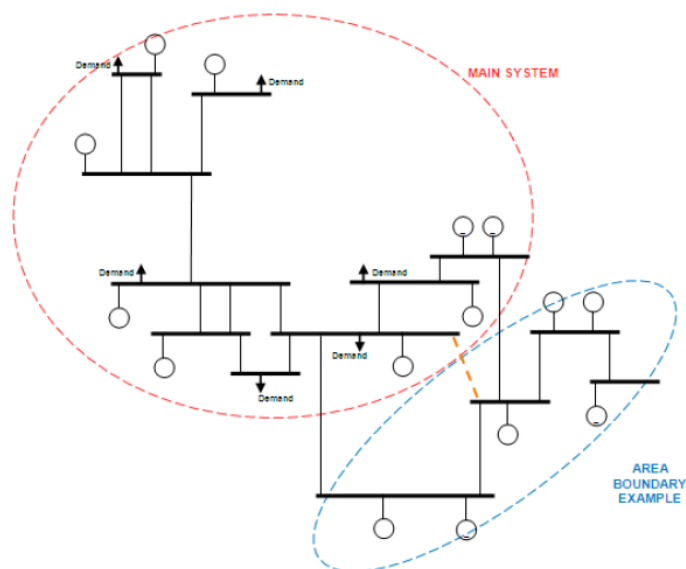


FIGURA 3-5 ILUSTRAÇÃO DA DETERMINAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO (FONTE: ENTSO-E [2])

Este indicador mede a melhoria na segurança de fornecimento que o projeto traz à área da rede analisada, quer por adequação da geração, quer por adequação da infraestrutura. Este indicador é calculado com base na diferença entre os casos sem o reforço e os casos com o reforço da rede. Pode ser definido também por dois indicadores amplamente conhecidos e usualmente calculados pelos TSOs como são o valor esperado de Energia Não Fornecida (*Expected Energy Not Supplied – EENS*) ou a Perda de Carga Esperada (*Loss of Load Expectancy – LOLE*). É possível ainda transformar esses indicadores para um ponto de vista económico através da Valor de Carga Perdida (*Value of Lost Load – VOLL*).

3.3.4.1.1 Perda de Carga Esperada (LOLE)

O indicador LOLE é calculado com base na adequação da geração à carga espectável. A cada centro produtor (CP) está associada uma taxa de atividade com base na qual se vai calcular a Probabilidade de Perda de Carga (LOLP).

$$P_i(on) = \frac{N.^{\circ} \text{ de horas anuais com o CP } i \text{ ligado}}{8760} \quad (4)$$

$P_i(on)$ – Probabilidade de atividade do CP i

Por conseguinte, quando o mesmo se encontra desligado, traduz-se na probabilidade de inatividade do CP:

$$P_i(off) = 1 - P_i(on) \quad (5)$$

$P_i(off)$ – Probabilidade de inatividade do CP i

Para efeitos do cálculo da Probabilidade de cada evento é considerada $P_i(on)$ quando o estado previsto do CP seja “ligado ou 1” ou $P_i(off)$ sempre que o estado previsto do CP seja “desligado ou 0”.

Assim, deverão considerar-se as combinações das potências estipuladas para todos os centros produtores ligados na rede e suscetíveis de virem a contribuir para a alimentação da carga.

Deste modo, para cada combinação, é calculada a probabilidade do evento vir a suceder, tal como mostra a equação (6).

Assumindo um caso com 3 geradores cujos estados previstos sejam [1, 0, 1], tem-se:

$$P_{Evento_i} = P_1(on) \times P_2(off) \times P_3(on) \quad (6)$$

P_{Evento_i} – Probabilidade de ocorrência do evento i

Para a área considerada existe uma carga associada, dada pela expressão (7):

$$P_{Carga} = \sum_{j=1}^m P_{Lj} \quad \Big| \quad \text{Área} = A \quad (7)$$

P_{Carga} – Potência de carga associada à área A [MW]

P_{Lj} – Potência da carga j incluída na área A

O cálculo da LOLP pode ser expresso pela seguinte expressão:

$$LOLP = \sum_{i=1}^n P_{Evento_i} \quad \left| \quad \text{Potência Ligada} < \text{Potência Carga} \right.$$

(8)

O indicador LOLE é determinado pelo produto entre a LOLP, o número de horas anuais e a potência associada à área em análise, conforme se mostra na equação (9):

$$LOLE = LOLP \times 8760 \times P_{Carga}$$

(9)

LOLE – Perda de Carga Esperada [MWh/ano]

LOLP – Probabilidade de Perda de Carga

P_{Carga} – Potência associada à área em análise [MW]

Calculado este último indicador é possível determinar o valor do VOLL, considerando um valor unitário (*VOLL_{Unit}* [€/MWh]), conforme a expressão (10):

$$VOLL = LOLE \times VOLL_{Unit}$$

(10)

VOLL – Valor da Perda de Carga Esperada [€/ano]

LOLE – Perda de Carga Esperada [MWh/ano]

VOLL_{Unit} – Valor unitário de Perda de Carga [€/MWh]

3.3.4.1.2 Energia Não Fornecida (EENS)

O indicador da Energia Não Fornecida (EENS) contabiliza quanta energia não seria possível entregar por incapacidade da infraestrutura em garantir a segurança do fornecimento. Assenta em estudos de rede que, monitorizando áreas específicas, avaliam a segurança de fornecimento de eletricidade. Esta avaliação é efetuada através do estabelecimento de uma “fronteira fictícia” na qual são identificados os componentes da rede que interligam a área a estudar com o resto do sistema. Para o cálculo do indicador são consideradas as taxas de falha dos equipamentos,

sejam eles disjuntores, transformadores ou qualquer outro equipamento capaz de interromper o fornecimento de energia à área em análise.

A taxa de falha do equipamento é dada pela seguinte expressão:

$$\lambda_i = \frac{N.^\circ \text{ de falhas do elemento } i}{\text{ano}} \quad (11)$$

λ_i – Taxa de falha do equipamento i

A falha de determinado equipamento tem um determinado tempo de reparação, que é dado pela expressão (8):

$$r_i = N.^\circ \text{ de horas necessárias à reparação do equipamento } i \quad (12)$$

Com esta informação é possível calcular a indisponibilidade anual esperada para cada elemento capaz de interromper o fornecimento de eletricidade à área em estudo conforme se apresenta na expressão (13):

$$U_i = \frac{\lambda_i \times r_i}{8760} \quad (13)$$

U_i – Indisponibilidade do equipamento i [horas/ano]

λ_i – Taxa de falha do equipamento i [n.º falhas/ano]

r_i – Horas necessárias à reparação do equipamento i [horas]

Esta informação juntamente com a da carga associada, resultante da expressão (7), permite determinar o indicador EENS, sendo o cálculo dado pela seguinte expressão:

$$EENS = \sum_{i=1}^n U_i \times P_{Carga} \quad (14)$$

$EENS$ – Energia Não Fornecida [MWh/ano]

U_i – Indisponibilidade do equipamento i [horas/ano]

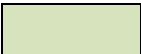

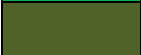
P_{Carga} – Potência de carga associada à área A [MW]

Na Tabela 3-2 são apresentadas os atributos do indicador de SoS:

TABELA 3-2 ATRIBUTOS DOS INDICADORES DE SOS (ADAPTADO: ENTSO-E)

Parâmetro	Origem do Cálculo	Unidade Básica de Medida	Medida Monetária	Nível de Coerência
Perda de Carga Esperada (LOLE)	Estudos de Mercado (Adequação da Geração)	MW ou Horas por Ano	VOLL	Nacional
Energia Não Fornecida (EENS)	Estudos de Rede (Adequação da Rede)	MWh por Ano	VOLL	Nacional

As cores indicativas serão atribuídas consoante:

	Sem impacto significativo
	SoS (área com consumo anual \geq 3TWh) e Aumento \geq 0,001% (algum impacto)
	SoS (área com consumo anual \geq 3TWh) e Aumento \geq 0,01% (grande impacto)

3.3.4.2 BEM-ESTAR SOCIAL E INTEGRAÇÃO DE MERCADO

Bem-Estar Social (Socio-Economic Welfare – SEW) e Integração de Mercado (Market Integration) – A integração é tanto maior quanto mais eficiente for o mercado e está diretamente ligada com a redução de congestionamentos de rede, o que leva aos mercados de eletricidade a operar no seu máximo de eficiência. Um projeto que incremente significativamente a GTC de uma rede permite simultaneamente uma melhor integração das áreas de licitação, possibilitando o acoplamento integral dos mercados e a entrada em serviço de unidades produtoras com preços mais baixos e vantajosos (exportadoras) que poderão exportar energia para áreas onde os preços são mais elevados (importadoras). Consegue-se assim fomentar o Bem-Estar Social (SEW), conforme é possível observar na Figura 3-6.

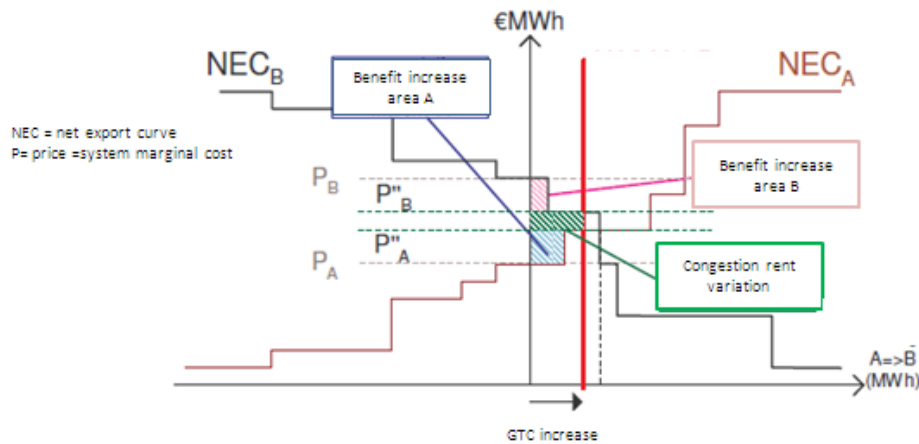


FIGURA 3-6 EXEMPLO DO AUMENTO DO SEW COM O INCREMENTO DA GTC (FONTE: ENTSO-E [2])

Na Figura 3-4 é visível os ganhos obtidos no SEW através do aumento da GTC no sentido da área A para a B. As áreas a azul e a vermelho representam respetivamente o benefício conseguido, quer na área exportadora como na área importadora, enquanto a área a verde representa a variação na renda de congestionamento a ser paga aos TSOs para fomentar o investimento em mais capacidade de interligação e assim conseguir um dia uma integração plena do mercado.

Regra geral, podem-se usar duas abordagens para determinar o incremento do SEW:

- Através dos **custos de produção**, comparando os custos de produção antes e depois do reforço da rede;
- Através do **excedente total**, que compara a variação do excedente do produtor e do consumidor nas duas áreas de licitação, assim como as rendas de congestionamento pagas aos TSOs, com e sem o referido investimento.

3.3.4.2.1 Abordagem pelos Custos de Produção

O benefício do *SEW* é determinado a partir da redução dos custos totais de produção com a variação da *GTC* devida ao projeto. Os custos de produção de energia elétrica assumem normalmente a seguinte forma:

$$C_i(P_i) = (a_i \times P_i^2 + b_i \times P_i + c_i) \times F_i \quad (15)$$

$C_i(P_i)$ – Custo de produção da central i à potência P_i [€]
 a_i, b_i, c_i – características do grupo i
 P_i – Nível de potência do gerador i [MW]
 F_i – Custo do combustível da central i [€/MW]

O benefício pode ser então calculado através da seguinte expressão:

$$B_{C(P)} = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \left|_{sem\ o\ projeto} - \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \right|_{com\ o\ projeto} \quad (16)$$

$B_{C(P)}$ – Benefício resultante [€]

$C_i(P_i)$ – Custo de produção da central i à potência P_i [€]

3.3.4.2.2 Abordagem pelo Excedente Total

Outra forma de determinar o benefício do SEW é somando o excedente do produtor com o do consumidor e mais as rendas de congestionamento em todas as áreas, conforme se pode observar na Figura 3-7.

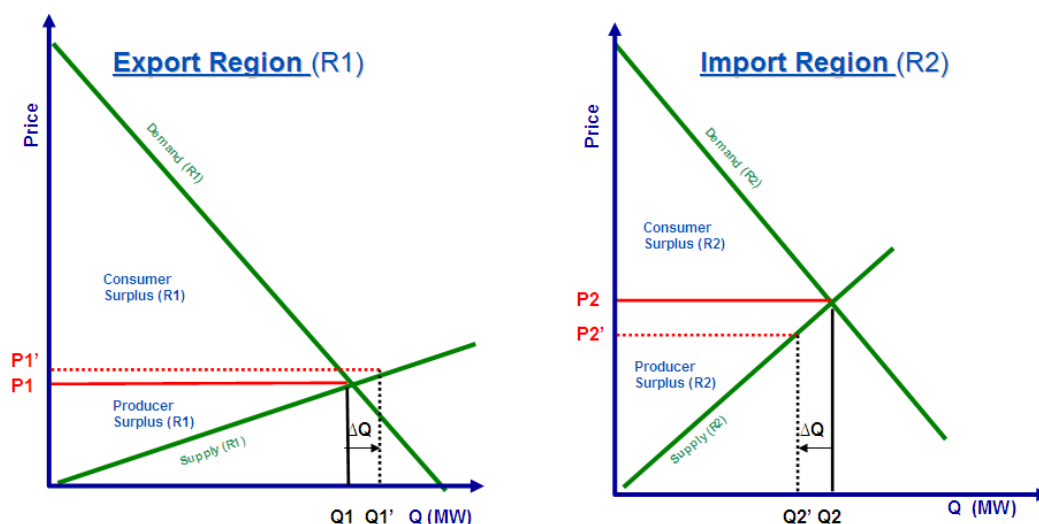


FIGURA 3-7 EXEMPLO DO AUMENTO DO SEW (FONTE: ENTSO-E [2])

O excedente do consumidor é a área entre o preço de fecho do mercado ($P1$ e $P2$) e a curva da procura (reta verde descendente). O excedente do produtor trata-se da área entre o preço de fecho do mercado e a curva da oferta (reta verde ascendente). A renda de congestionamento é igual à diferença entre o preço de fecho nas duas áreas multiplicadas pela capacidade de interligação utilizada para transferir a energia entre áreas. Deste modo o benefício pode-se definir conforme apresentado na expressão (17):

$$B_{Ex} = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \left|_{com\ o\ projeto} - \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \right|_{sem\ o\ projeto} \quad (17)$$

B_{Ex} – Benefício do excedente resultante[€]
 $C_i(P_i)$ – Custo de produção da central i à potência P_i [€]

Na Tabela 3-3 são apresentadas os atributos do indicador de SEW/Integração de Mercado:

TABELA 3-3 ATRIBUTOS DOS INDICADORES DE SEW/INTEGRAÇÃO DE MERCADO (ADAPTADO: ENTSO-E)

Parâmetro	Origem do Cálculo	Unidade Básica de Medida	Medida Monetária	Nível de Coerência
Redução dos Custos de Produção/SEW adicional	Estudos de Mercado			
	(Otimização do Portfolio de Geração)	€	€	Europeu
Ferramentas de Despacho Interno	Estudos de Rede			
	(Otimização do Despacho Interno de Geração)	€	€	Nacional

As cores indicativas serão atribuídas consoante:

	Benefício < 30M€ (pequeno impacto)
	30M€ < Benefício < 100M€ (algum impacto)
	Benefício ≥ 100M€ (grande impacto)

3.3.4.3 VARIAÇÃO DAS PERDAS

A Variação das Perdas (**Losses Variation**) consiste na observação do impacto de um projeto de investimento nas perdas por transporte energia elétrica ao longo do sistema de transmissão. Este indicador fornece informação acerca da eficiência do sistema de transmissão e encontra-se correlacionado com o SEW.

A variação das perdas mede-se através da simulação da rede e somando as perdas existentes nos elementos da rede, principalmente linhas e transformadores. A energia de perdas horárias por *Efeito de Joule* é dada pela expressão (18):

$$W_p = \frac{R \times |I_{ef}|^2 \times t}{10^6} \quad (18)$$

W_p – Perdas (MWh)
 R – Resistência (Ω)
 I_{ef} – Valor eficaz da intensidade de corrente (A)
 t – 1 hora

Deste modo a variação das perdas de transmissão pode-se medir através da comparação entre a soma das perdas em todos os elementos da rede, com e sem o projeto, sendo essa variação expressa pela seguinte expressão:

$$\Delta W_p = \sum_{i=1}^n W_{p_i} \left| \text{com o projeto} \right. - \sum_{i=1}^n W_{p_i} \left| \text{sem o projeto} \right. \quad (19)$$

ΔW_p – Variação da Energia de Perdas (MWh)
 W_{p_i} – Energia de Perdas do elemento i (MWh)

Na Tabela 3-4 são apresentadas os atributos do indicador de variação das perdas:

TABELA 3-4 ATRIBUTOS DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS PERDAS (ADAPTADO: ENTSO-E)

Parâmetro	Origem do Cálculo	Unidade Básica de Medida	Medida Monetária	Nível de Coerência
Perdas	Estudos de Rede	MWh	€/ano (baseado em estudos de mercado)	Europeu

As cores indicativas serão atribuídas consoante:

	O projeto aumenta o volume de perdas na rede
	O projeto umas vezes aumenta o volume de perdas na rede e noutras reduz
	O projeto reduz o volume de perdas na rede

3.3.4.4 VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂

O indicador da **Variação das Emissões de CO₂ (CO₂ Variation)** é determinado com base na análise da variação das emissões de CO₂ por parte dos centros produtores. Esta variação pode ser quantificada quando ocorre uma substituição de geração clássica por outras menos poluentes, nomeadamente RES. Do mesmo modo, ao aliviar os congestionamentos da rede os reforços poderão permitir a geração de eletricidade a partir de fontes menos poluentes, que substituirão as centrais mais com maiores emissões de CO₂.

É possível determinar a variação das emissões de CO₂ (ΔCO_2) a partir da alteração da quantidade de energia produzida diretamente a partir de centrais poluentes, nomeadamente centrais térmicas. Estas centrais apresentam emissões específicas que podem são descritas pela seguinte expressão:

$$CO_{2i} = \frac{CEC_i}{\mu_i \times PCI_i} \quad (20)$$

ΔCO_2 – Emissões de CO₂ Específicas da central i [ton/kcal]
 CEC_i – Coeficiente de Emissão do Combustível da central i [ton CO₂/ton]
 μ_i – Rendimento da central i
 PCI_i – Poder Calorífico Inferior do combustível da central i [kcal/ton]

É possível adaptar a expressão (20) às grandezas normalmente utilizadas (ton/MWh) através da expressão (21):

$$CO_{2i} = \frac{CEC_i}{\mu_i \times PCI_i \times 1,163 \times 10^{-6}} \quad (21)$$

ΔCO_2 – Emissões de CO₂ Específicas da central i [ton/MWh]
 CEC_i – Coeficiente de Emissão do Combustível da central i [ton CO₂/ton]
 μ_i – Rendimento da central i
 PCI_i – Poder Calorífico Inferior do combustível da central i [kcal/ton]

Deste modo é possível determinar as emissões totais de CO₂ conforme expresso em (22):

$$E_{CO_2} = \sum_{i=1}^n (CO_{2i} \times ECR_i) \quad (22)$$

E_{CO_2} – Emissões Totais de CO₂ [ton]
 ΔCO_2 – Emissões de CO₂ Específicas da central i [ton/MWh]
 ECR_i – Energia total produzida pela central i [MWh]

Outra forma passa por partir da quantidade de energia que se pôde evitar de produzir diretamente a partir de centrais poluentes, ao possibilitar a introdução de RES. Assim, recorrendo à expressão (23) é possível calcular essas emissões:

$$E_{CO_2} = CCR \times \sum_{i=1}^n ECR_i$$

(23)

E_{CO_2} – Emissões Totais de CO_2 [ton]

CCR – Montante unitário de emissões de referência [ton/MWh]

ECR_i – Energia total produzida a partir da fonte RES i [MWh]

A variação das emissões de CO_2 é dada pela seguinte expressão:

$$\Delta E_{CO_2} = E_{CO_2} \left| \text{com o projeto} \right. - E_{CO_2} \left| \text{sem o projeto} \right.$$

(24)

ΔE_{CO_2} – Variação das Emissões Totais de CO_2 [ton]

E_{CO_2} – Emissões Totais de CO_2 [ton]

Deste modo, pode-se calcular os custos associados às emissões de CO_2 totais (C_{CO_2}) a partir do produto da variação das emissões com o preço de CO_2 (ECE), conforme se apresenta na expressão (25):

$$C_{CO_2} = E_{CO_2} \times ECE$$

(25)

C_{CO_2} – Custo das emissões de CO_2 [€]

E_{CO_2} – Emissões Totais de CO_2 [ton]





ECE – Valor unitário de emissões de referência [€/ton]

Na Tabela 3-5 são apresentados os atributos do indicador de variação das emissões de CO_2 :

TABELA 3-5 ATRIBUTOS DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂ (ADAPTADO: ENTSO-E)

Parâmetro	Origem do Cálculo	Unidade		Nível de Coerência
		Básica de Medida	Medida Monetária	
CO ₂	Estudos de Mercado e de Rede (substituição de geração)	Toneladas	Preço do CO ₂ incluído nos custos de geração (internalizado no SEW)	Europeu

As cores indicativas serão atribuídas consoante:

	O projeto aumenta as emissões de CO ₂ acima de 100kton/ano
	O projeto não tem impacto positivo nas emissões de CO ₂
	O projeto reduz as emissões de CO ₂ em < 500kton/ano (algum impacto)
	O projeto reduz as emissões de CO ₂ em > 500kton/ano (grande impacto)

3.3.4.5 RESILIÊNCIA TÉCNICA E SEGURANÇA DO SISTEMA

Resiliência Técnica e Segurança do Sistema (*Technical Resilience/System Safety*) – caracteriza a capacidade da rede em resistir a eventos extremos resultantes de contingências excepcionais (N-1, N-1-1 ou N-2). Ao se fazer uma análise da robustez técnica do sistema contribui-se para a segurança da rede. Este tipo de critério avalia a capacidade da rede para lidar com as incertezas associadas ao desenvolvimento e operação finais da rede bem como esta se poderá adaptar aos vários cenários topológicos.

Neste critério é efetuada uma análise de natureza qualitativa e incide na avaliação da capacidade da rede em manter-se dentro dos limites seguros de funcionamento resistindo a contingências inesperadas. A análise é suportada por Indicadores-Chave de Rendimento (*Key Performance Indicators - KPI*), sendo posteriormente agregados por forma a quantificar a valia do projeto de investimento no que concerne a cada KPI.

Este indicador é composto por 3 KPI, abaixo indicados e conforme mostra a Figura 3-5:

1. Contingências durante operações de manutenção;
2. Critérios de “Regime Permanente”;
3. Critérios de “Colapso de Tensão”.

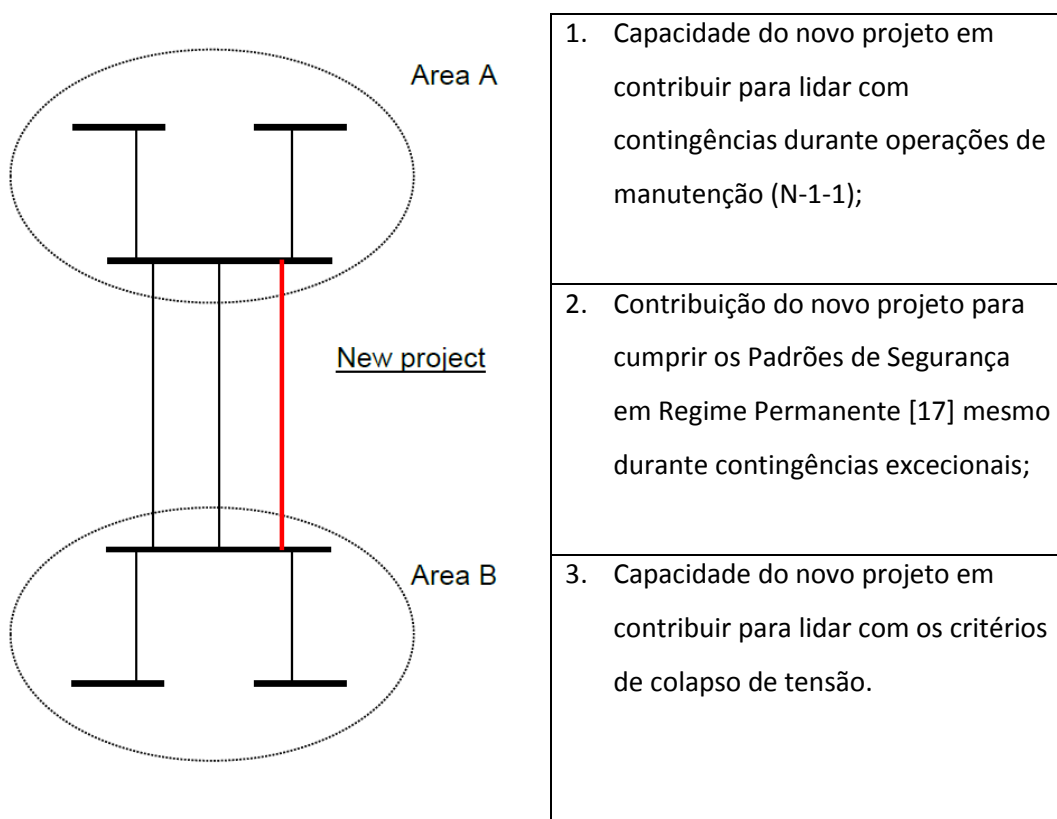


FIGURA 3-8 VETORES DE AVALIAÇÃO DA ROBUSTEZ TÉCNICA E SEGURANÇA DO SISTEMA (FONTE: ENTSO-E [2])

TABELA 3-6 AVALIAÇÃO DOS KPI DO INDICADOR DE ROBUSTEZ TÉCNICA E SEGURANÇA DO SISTEMA (FONTE: ENTSO-E)

KPI	Avaliação Qualitativa dos KPI	Resultado
	O projeto não contribui positivamente para o cumprimento do KPI	0
	O projeto contribui positivamente para o cumprimento dos critérios do KPI	+
	O projeto contribui plena e completamente todas as recomendações do KPI	++

As cores indicativas serão atribuídas consoante:

	Resultado de todos os KPI é 0 (sem impacto)
	Resultado de todos os KPI com soma de “+” entre 1 e 3 (algum impacto)
	Resultado de todos os KPI com soma de “+” maior que 3 (grande impacto)

3.3.4.6 FLEXIBILIDADE E ROBUSTEZ

Flexibilidade e Robustez (*Flexibility/Robustness*) – caracteriza a flexibilidade operacional da rede para os vários cenários passíveis de surgir no futuro. A flexibilidade da rede pode-se definir como a capacidade que a rede apresenta para garantir que as necessidades do sistema continuarão a ser mantidas num futuro independentemente das previsões se alterarem, sendo estes cenários obtidos através de análise de sensibilidade da rede face a alterações da topologia e do portfolio de geração. A esta previsão deve-se alinhar com a flexibilidade operacional, necessária para a gestão diária da rede.

A análise deste indicador é feita com recurso à metodologia TOOT [2] e aferindo o resultado dos KPI de modo a obter um resultado da avaliação.

Este indicador é composto por 3 KPI, abaixo indicados e conforme mostra a Figura 3-6:

1. Sensibilidades da rede a diferentes cenários;
2. Atrasos no comissionamento e construção de infraestruturas;
3. Balanceamento de potência.

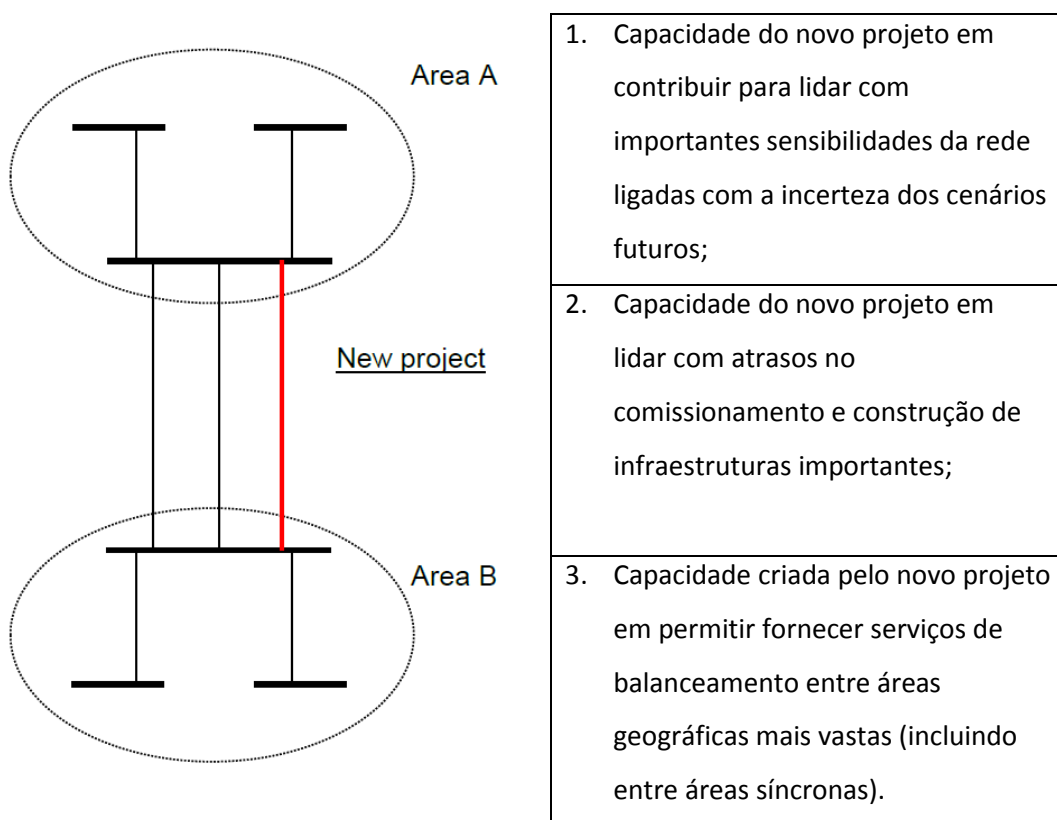
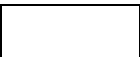




FIGURA 3-9 VETORES DE AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE E ROBUSTEZ (FONTE: ENTSO-E [2])

TABELA 3-7 AVALIAÇÃO DOS KPI DO INDICADOR DE FLEXIBILIDADE E ROBUSTEZ (FONTE: ENTSO-E)

KPI	Avaliação Qualitativa dos KPI	Resultado
	O projeto não contribui positivamente para o cumprimento do KPI	0
	O projeto contribui positivamente para o cumprimento dos critérios do KPI	+
	O projeto contribui plena e completamente todas as recomendações do KPI	++

As cores indicativas serão atribuídas consoante:

	Resultado de todos os KPI é 0 (sem impacte)
	Resultado de todos os KPI com soma de “+” entre 1 e 3 (algum impacte)
	Resultado de todos os KPI com soma de “+” maior que 3 (grande impacte)

3.3.5 INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

Este indicador está relacionado com a capacidade da rede em acomodar novos centros produtores de origem em fontes renováveis, ao mesmo tempo que reduz o congestionamento que impede a integração deste tipo de geração. A integração das RES, quer das que já existam ou das que estejam planeadas pode ser facilitada com:

- A ligação de nova geração proveniente de RES que poderá substituir geração térmica;
- O aumento da GTC entre áreas, permitindo exportar a geração em excesso de uma área para outra onde exista défice, possibilitando uma penetração mais elevada deste tipo de tecnologias ou através da redução dos congestionamentos da rede que impeçam a total integração de RES.

TABELA 3-8 ATRIBUTOS DOS INDICADORES DE INTEGRAÇÃO DE RES (ADAPTADO: ENTSO-E)

Parâmetro	Origem do Cálculo	Unidade Básica de Medida	Medida Monetária	Nível de Coerência
Ligação de RES à rede	Estudos de Rede ou de Mercado	MW	---	Europeu
Curtaimento de RES Evitado	Estudos de Rede ou de Mercado	MWh	Incluído no SEW	Europeu

As cores indicativas serão atribuídas consoante:

	Neutral. Novas ligações < 100 MW ou Geração < 50 GWh/ano
	Novas ligações [100, 500] MW ou Geração [50,300] GWh/ano
	Novas ligações ≥ 500MW ou Geração ≥ 300 GWh/ano

3.3.5.1 NOVAS LIGAÇÕES DE RES À REDE

A integração de nova RES é um indicador tipicamente ligado ao planeamento. Este indicador pode ser expresso através da contabilização de novas ligações de produtores RES à rede existente (RES_{new}). Pode ser assim expresso de acordo com a expressão (26):

$$RES_{int}[MW] = \sum Novas RES \quad (26)$$

RES_{int} – Integração de nova geração RES [MW]
 Novas RES – nova geração RES [MW]

3.3.5.2 CURTAILMENT DE RES EVITADO

De outro modo o indicador pode contabilizar a integração de RES conseguida através da eliminação de congestionamentos de rede ($\Delta Curt_{RES}$) que impedem a sua incorporação. Este indicador tem valências quer na área de planeamento como na operação da rede, tendo despoletado uma investigação que será abordada mais à frente no Capítulo 4. Pode-se assim expressar a redução do *curtailment* de RES de acordo com a equação (27):

$$RES_{curt_evitado} = Curt_{RESproj} - Curt_{RESbase} \quad (27)$$

$RES_{curt_evitado}$ – Curtailment de RES Evitado [MWh]
 $Curt_{RESproj}$ – Curtailment de RES Projeto [MWh]
 $Curt_{RESbase}$ – Curtailment de RES Caso base [MWh]

3.3.6 OUTROS INDICADORES

A capacidade de transmissão de uma rede define-se como a capacidade que a rede tem de transportar energia elétrica através de uma fronteira que interligue sistemas distintos controlados por diferentes *TSOs*, diferentes áreas de licitação ou ainda zonas diferentes sob o controlo de um mesmo *TSO* que influenciem a capacidade de interligação.

A ENTSO-E desenvolveu o termo anglo-saxónico *Grid Transfer Capability (GTC)* não só como a capacidade de interligação da rede com outro sistema mas inclui também, para dentro de um mesmo país, a contribuição dessa mesma capacidade para a integração de nova geração e para a segurança de abastecimento.

Neste sentido consideram-se três categorias diferentes de *GTC*:

1. **Capacidade de Acomodação de Geração (CAG)** – é a capacidade que a rede apresenta para acomodar tanto nova geração como a existente;
2. **Capacidade de garantir Segurança de Abastecimento (CSA)** – está conotada com a capacidade necessária para que não haja deslastre de carga em caso de contingências vulgares (N-1);
3. **Capacidade de Interligação entre diferentes áreas de licitação (CI)** – define-se como a capacidade disponível para o intercâmbio comercial entre áreas, usualmente conhecida pela designação anglo-saxónica *Net Transfer Capacity (NTC)*.

Das três categorias a que apresenta um maior relevo no desenvolvimento de uma rede de transporte de energia será certamente a *NTC*, pelo que merece ser estudada em mais pormenor. A determinação da *NTC* já tinha sido anteriormente estudada pela *North American Electric Reliability Council (NERC)* [18] e pela *ENTSO-E* [19] quando surgiu a necessidade de desenvolver uma medida normalizada de determinar a capacidade de transferência de energia entre dois sistemas interligados. Neste sentido torna-se necessário definir em primeiro lugar:

Capacidade de Transferência Total (TTC) – Define-se como a capacidade máxima programada que o sistema consente de modo a assegurar os limites normais de funcionamento para os níveis de carga e geração programados.

Margem de Fiabilidade (TRM) – é a margem que é necessário assegurar de modo a fazer face a eventuais desvios de geração ou carga ou necessidades de trocas com o outro *TSO* para resolver situações de emergência.

Capacidade de Transferência Líquida (NTC) – Define-se como a capacidade máxima que o sistema admite assegurando os limites normais de funcionamento e tendo em conta a incertezas de ordem técnica e as condições da rede. A NTC é dada pela seguinte expressão:

$$NTC = TTC - TRM \quad (28)$$

Capacidade Anteriormente Atribuída (AAC) – é a banda de capacidade que se encontra preenchida devido ao uso programado da capacidade de interligação resultante do fecho de mercado ou outros mecanismos.

Capacidade de Transferência Disponível (ATC) – entende-se por ATC como a capacidade que continua disponível para trocas comerciais. A ATC é dada pela seguinte expressão:

$$ATC = NTC - AAC \quad (29)$$

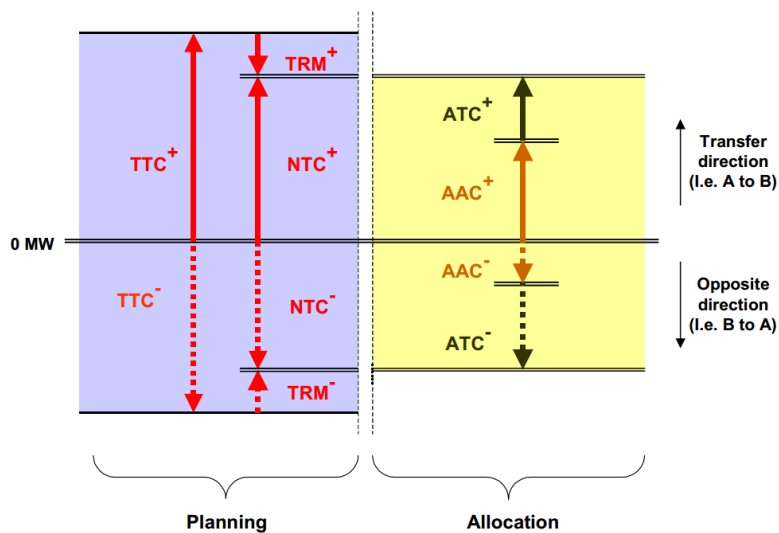


FIGURA 3-10 ILUSTRAÇÃO DAS DEFINIÇÕES PRESENTES NO CÁLCULO DA NTC (FONTE: ENTSO-E [20])

Na Figura 3-9 são apresentados os principais canais de trocas de eletricidade na Europa previstos para o ano 2020.

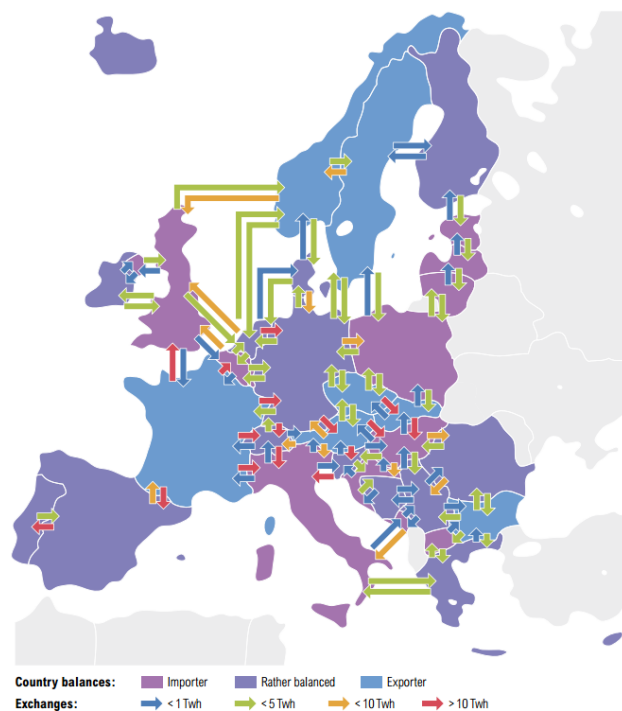


FIGURA 3-11 ILUSTRAÇÃO DOS PRINCIPAIS CANAIS DE TROCAS DE ELETRICIDADE PREVISTOS NA EUROPA EM 2020

(FONTE: ENTSO-E [9])

Na Figura 3-10 ilustram-se os principais pontos de estrangulamento das conexões energéticas europeias previsto para o mesmo horizonte temporal, 2020.

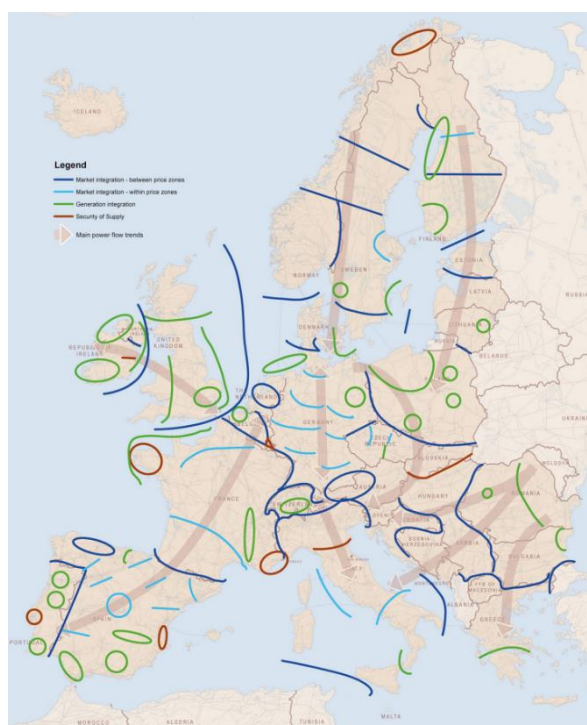


FIGURA 3-12 ILUSTRAÇÃO DOS PRINCIPAIS PONTOS DE ESTRANGULAMENTO DAS CONEXÕES ENERGÉTICAS NA EUROPA EM 2020

(FONTE: ENTSO-E [9])

A *GTC* depende de vários fatores, nomeadamente do perfil de geração, consumo, capacidade de interligação, topologia da rede e aspetos técnicos de segurança, que podem variar de operador para operador. Deste modo a *GTC* pode ser diferente dependendo do lado da fronteira em que estejamos a analisar ou variar em função do horizonte temporal ou cenário. Os projetos de reforço de rede geralmente incrementam a *GTC*, sendo esse incremento expresso em MW.

Nota: Segundo a ENTSO-E os valores de *GTC* a ser considerado devem ser válidos em pelo menos 30% do tempo. A sua variação deve estar compreendida entre dois valores, mínimo e máximo, expresso em MW e o projeto deve aportar, pelo menos, um incremento de 500 MW na *GTC* comparativamente ao cenário sem este para ser considerada como tendo algum impacto.

DETERMINAÇÃO DA *GTC*

A determinação do valor máximo da *GTC* entre áreas de licitação obtém-se iniciando a análise pelas situações mais suscetíveis de vir a condicionar a rede evidenciando as contribuições do reforço. Um modelo comum da rede é utilizado para determinar a sua capacidade futura e o seu comportamento perante os diversos projetos, assim como a sua robustez ao fazer face a situações mais exigentes, tendo em conta a segurança de abastecimento. A variação do *GTC*, devido ao reforço da rede, deverá ter em conta os congestionamentos observados através de estudos de rede, quer internos quer entre áreas de licitação. Para efeitos da contabilização da variação da *GTC* deve-se ter em conta a variação obtida com a implementação de todos os projetos, podendo incluir-se reforços efetuados a nível interno da rede desde que agrupados nos respetivos *clusters*.

Para os países que não tenham atingido um mínimo de 10% de capacidade de interligação, deverão reportar a contribuição de cada projeto para o atingimento dessa meta [9].

3.3.7 RESUMO

Na tabela 3-10 são indicadas as sete categorias de benefícios, assim como custo total do projeto e dois indicadores do impacto socioeconómico (impacto ambiental e social). Inclui também um indicador que é fornecido através da variação da capacidade de transmissão da rede (*GTC*) em ambos os sentidos da fronteira (capacidade de interligação) e a variação na capacidade interna da rede em acomodar nova geração/consumo.

Para a avaliação dos projetos deverão ser considerados sempre pelo menos dois cenários e os resultados apresentados na tabela 3-9.

TABELA 3-9 TABELA RESUMO PROPOSTA PARA A AVALIAÇÃO DE PROJETOS NO ÂMBITO DO TYNDP (FONTE: ENTSO-E)

CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO			BENEFÍCIOS							CUSTOS E IMPACTES		
Incremento GTC interna	Incremento GTC Interligação	Contribuição para os 10% GTC	SEW [€]	SoS [MW ou MWh]	Integração RES [MW ou MWh]	Variação CO ₂ [Ton]	Variação Perdas [€]	Resiliência Técnica [++/+ /0]	Flexibilidade [++/+ /0]	Custo Total [€]	Impacte Ambiental	Impacte Social
Nova Geração / Carga MW	MW A→B MW A←B	%									km	Km

As cores são atribuídas consoante o nível de impacte mensurado anteriormente para cada indicador, sendo transposto para a tabela resumo.

As cores indicativas serão atribuídas consoante:

	Apresenta um impacte negativo (piora face ao caso de referência).
	Neutral. Não apresenta um impacte significativo ou o mesmo não é comparável.
	Apresenta um ligeiro impacte.
	Apresenta um impacte moderado.
	Apresenta um impacte significativo.

3.4 DETERMINAÇÃO DE BENEFÍCIOS POR SIMULAÇÃO

Nesta Secção pretende-se ilustrar o cálculo de alguns indicadores recorrendo a uma plataforma de simulação desenvolvida para o efeito. Para os restantes indicadores serão assumidos valores para efeitos de ilustração da aplicação da metodologia.

3.4.1 REDE DE TESTE IEEE 14

Para a exemplificação do cálculo dos indicadores considerou-se a rede base inspirada na IEEE 14 cujas características estão descritas no Anexo 1 e cuja topologia se encontra ilustrada na Figura 3-13.

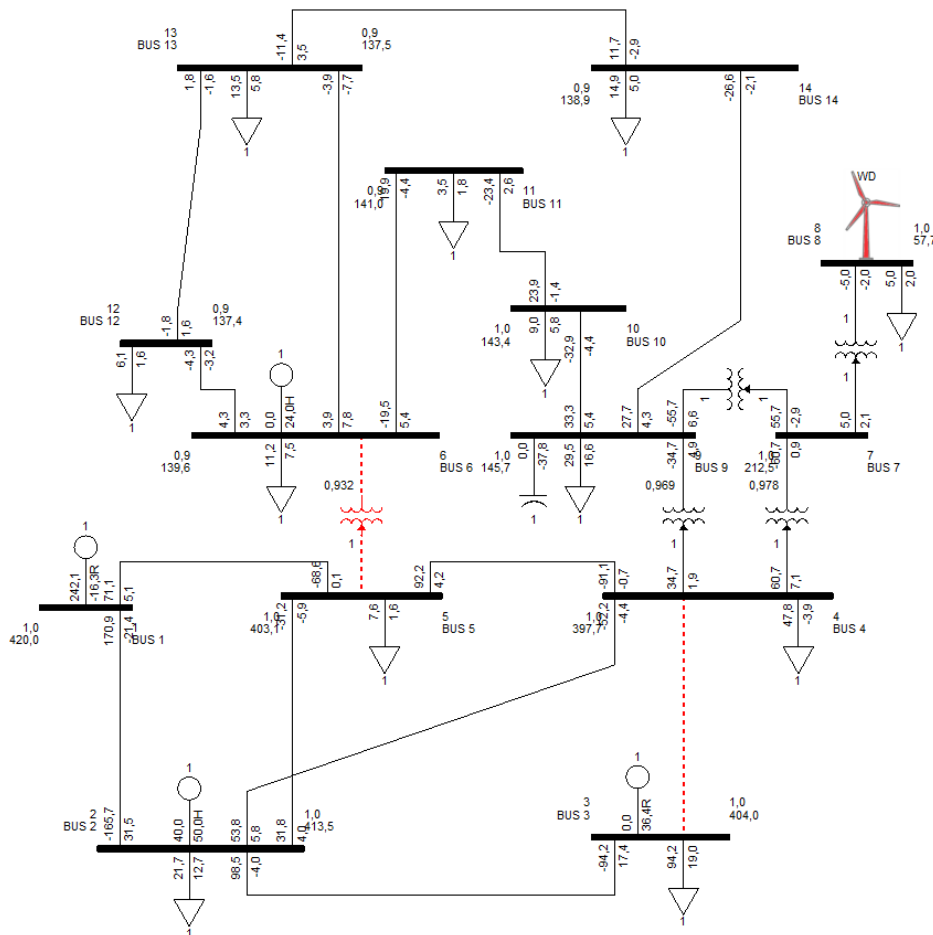


FIGURA 3-13 DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE BASE INSPIRADA NA REDE IEEE 14

Para esta rede de teste consideraram-se três investimentos, já assinalados na Figura 3-13:

- **Projeto A** – Reforço de linha entre os barramentos 3 e 4;
- **Projeto B** – Reforço de transformador potência entre os barramentos 5 e 6;
- **Projeto C** – Reforço de geração, com a ligação de um parque eólico no barramento 8.

3.4.2 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Para a determinação deste indicador considerou-se a variação da Segurança de Abastecimento do barramento 8 (barramento em antena assinalado) conforme se pode observar na figura 3-14. Para o cálculo da VOLL teve-se em conta o valor padrão estabelecido para a rede portuguesa, de 1500 €/MWh [9].

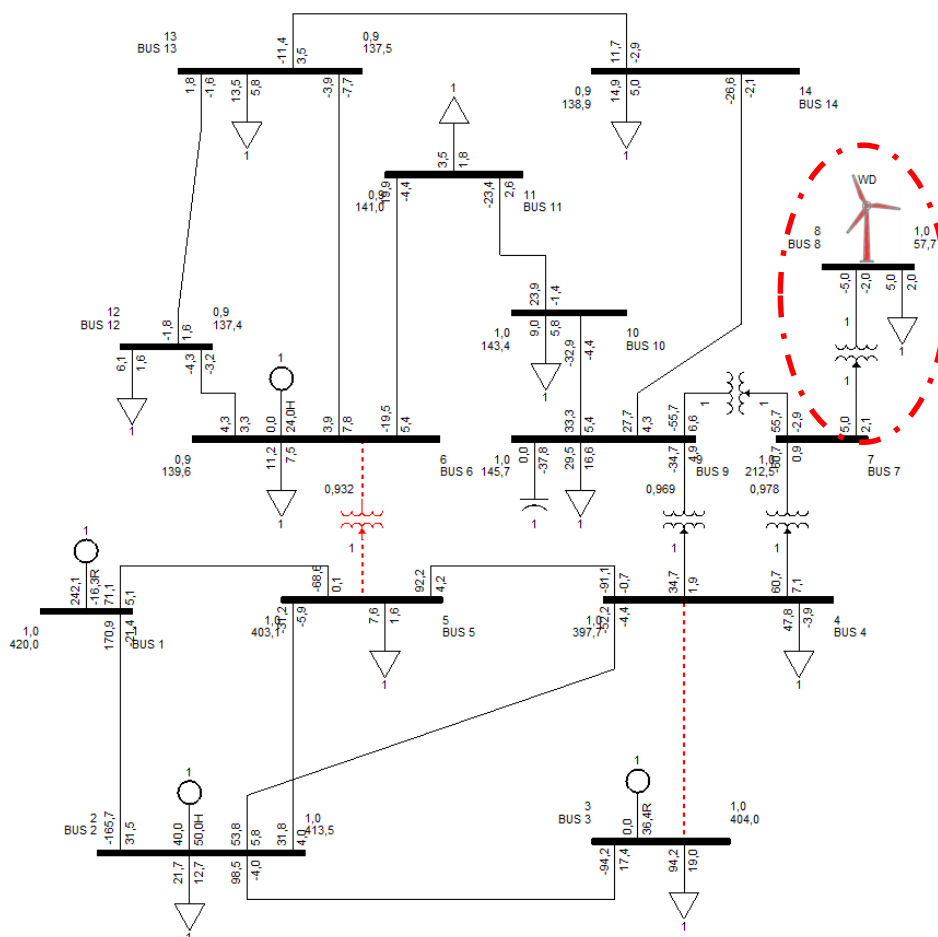


FIGURA 3-14 DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE COM EVIDENCIAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO DA SoS

Os resultados para a segurança de abastecimento para o exemplo considerado encontram-se resumidos na Tabela 3-10⁵.

TABELA 3-10 VARIACÃO DO INDICADOR DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO				
	Caso Base PINT	Projeto A	Projeto B	Projeto C
LOLE (MWh/ano)	657	657	657	473
VOLL (k€/Ano)	986	986	986	710

⁵ Para o cálculo do LOLE no caso do Projeto C, considerou-se o fator de capacidade médio da geração eólica em Portugal de 0,28 conforme definido em [33] de modo a contabilizar o contributo desta tecnologia. Do mesmo modo não foram considerados como geração os compensadores síncronos ligados à rede.

3.4.3 VARIAÇÃO DAS PERDAS

A variação da potência de perdas com a introdução dos projetos de investimento é apresentada na Tabela 3-11. Para o cálculo da variação das perdas assumiram-se alguns pressupostos⁶.

TABELA 3-11 VARIAÇÃO DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS PERDAS

VARIAÇÃO DAS PERDAS				
	Caso Base PINT	Projeto A	Projeto B	Projeto C
Perdas (MWh/ano)	158 994	157 233	127 992	132 968
Perdas (M€/ano)	5,935	5,870	4,778	4,964
Δ Perdas (MWh)	-	-1 761	-31 002	-26 026
Δ Perdas (M€)	-	-0,066	-1,157	-0,972

3.4.4 VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂

A variação da das emissões de CO₂ com a introdução dos projetos de investimento pode ser observada na Tabela 3-12. Para a determinação deste indicador foi necessário estabelecer algumas considerações⁷.

TABELA 3-12 VARIAÇÃO DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂

VARIAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂				
	Caso Base PINT	Projeto A	Projeto B	Projeto C
Δ CO₂ (ton/ano)	0	0	0	-21 781
Δ CO₂tot (k€/ano)	0	0	0	-436

3.4.5 INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

Relativamente ao resumo dos resultados da integração de renováveis é apresentado na Tabela 3-13.

TABELA 3-13 VARIAÇÃO DO INDICADOR DE INTEGRAÇÃO DE RES

INTEGRAÇÃO DE RES				
	Caso Base PINT	Projeto A	Projeto B	Projeto C
Δ RES (MW)	0	0	0	24

⁶ Assumiu-se um custo das perdas de 37,33€/MWh [31] e que as perdas determinadas para a rede equivale ao valor médio horário anual.

⁷ Consideraram-se a ECE = 20€/ton e CCR = 370kg/MWh [32] e ainda o fator de capacidade médio da geração eólica em Portugal de 0,28 conforme definido em [33] por forma a incorporar o contributo desta tecnologia.

3.4.6 VALORES ASSUMIDOS E TABELA RESUMO

Para os restantes indicadores assumiram-se os valores apresentados na Tabela 3-14.

TABELA 3-14 VALORES ASSUMIDOS PARA OS INDICADORES NÃO CALCULADOS

Projeto	Custo (M€)	Impacte Ambiental (km)	Impacte Social (km)	SEW (M€)	Resiliência Técnica	Flexibilidade	GTC (MW)		
							CAG	GTC interna	GTC Exp/Imp
A	10	30	1	25	4	4	0	100	850/850
B	20	0	0	50	0	0	0	170	800/500
C	35	0	1	120	2	2	24	0	900/600

Os valores são agora reunidos e apresentados na Tabela 3-15.

TABELA 3-15 TABELA RESUMO DO EXEMPLO ILUSTRADO

Projeto	CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO			BENEFÍCIOS							CUSTOS E IMPACTES		
	Incremento GTC Interna	Incremento GTC Interligação	Contribuição para os 10% GTC (EXP/IMP)	SEW [M€]	SoS [MW ou MWh]	Integração RES [MW ou MWh]	Varição CO ₂ [ton]	Varição Perdas [M€]	Resiliência Técnica [++/+/0]	Flexibilidade [++/+/0]	Custo Total [M€]	Impacte Ambiental	Impacte Social
Base	-	-	-	-	657	0	-	-	-	-	-	-	-
A	0	100	850/850	25	657	0	0	-0,066	4	4	10	30	1
B	0	170	800/500	50	657	0	0	-1,157	0	0	20	0	0
C	24	0	900/600	120	473	24	-21871	-0,972	2	2	35	0	1

A Tabela 3-15 permite reunir todo um conjunto de informação e assim identificar o impacte de cada projeto nos vários indicadores observados. Do mesmo modo graças ao esquema de cores utilizado fica mais fácil reconhecer quais os projetos de investimento mais significativos para o desenvolvimento da rede, permitindo um reconhecimento quase imediato dos melhores projetos.

De modo a poder-se mapear o resultado obtido para cada projeto em cada um dos indicadores recorreu-se a um código de cores que atribui um valor ao desempenho do projeto para cada um dos indicadores. O valor depende da cor e respetiva relevância atribuída anteriormente na tabela resumo, conforme se mostra de seguida e posteriormente na Figura 3-15:

	Resultado = -1
	Resultado = 0
	Resultado = 1
	Resultado = 2
	Resultado = 3

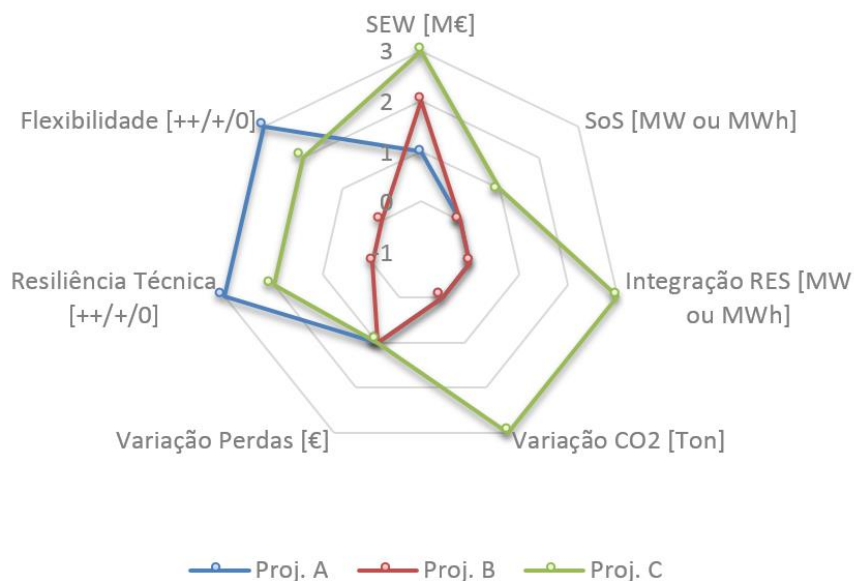


FIGURA 3-15 REPRESENTAÇÃO DO IMPACTE DOS PROJETOS EM CADA BENEFÍCIO

Na Figura 3-15 pode-se observar o espectro de abrangência de cada um dos projetos para os vários benefícios. Esta representação é igualmente muito visual e com a capacidade de permitir identificar os projetos mais vantajosos tendo em conta os vários benefícios analisados.

3.4.7 CONCLUSÕES

Com o exemplo desenvolvido anteriormente foi possível ilustrar a aplicação da metodologia CBA Multicritério ao planeamento de projetos de investimento no contexto nacional. Recorrendo a esta metodologia obtém-se uma imagem muito completa do impacte dos vários projetos não só ao nível dos custos associados mas igualmente dos benefícios técnico-económicos que se poderão retirar da sua implementação, permitindo avaliar de forma mais rica e transparente as opções de investimento. Esta metodologia abarca vários indicadores, onde se incluem as emissões de CO₂ e a integração de RES, que são cada vez mais relevantes para o processo de decisão de investimento.

Do mesmo modo a metodologia CBA Multicritério possibilita a apreciação de qualquer um dos indicadores na tomada de decisão, podendo o decisor optar por focar-se apenas em alguns indicadores que sejam mais relevantes para os objetivos definidos ou conjuga-los todos através da atribuição de pesos consonante a sua importância para o atingimento dos objetivos, possibilitando assim uma avaliação mais completa e dinâmica.

Esta metodologia tem ainda a particularidade de garantir que os critérios de avaliação dos projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica são mantidos, já que estes assentam na mesma estrutura que é utilizada no *TYNDP* tornando o processo de avaliação mais simples e ágil.

Neste trabalho foram ilustrados apenas alguns dos indicadores presentes na metodologia. Contudo poderá servir de base para o desenvolvimento em maior profundidade dos restantes indicadores em trabalho futuro.

CAPÍTULO 4

A INTEGRAÇÃO DE RES NO CONTEXTO OPERACIONAL

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

4.1 INTRODUÇÃO À PROBLEMÁTICA DO CURTAILMENT DE RENOVÁVEIS

No âmbito das metas europeias definidas ao nível da integração de RES [4], que foram posteriormente transcritas para o contexto nacional [21], torna-se prioritário desenvolver novos meios de otimizar a sua utilização com vista ao atingimento dos objetivos estipulados a nível europeu. A tecnologia que mais cresceu em Portugal nos últimos anos ao nível da potência instalada foi sem dúvida a geração eólica, conforme se pode observar na Figura 4-1.

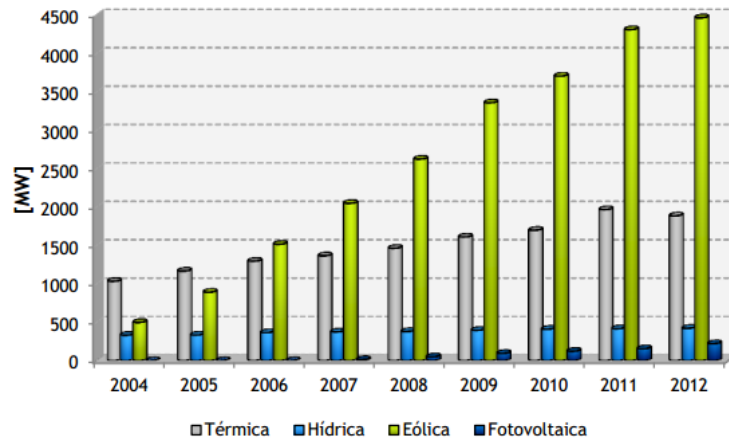


FIGURA 4-1 EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA PRE INSTALADA EM PORTUGAL (FONTE: REN [22])

A constante evolução ao nível tecnológico na área das renováveis foi acompanhada com medidas onde se inclui a obrigatoriedade dos aerogeradores injetarem energia reativa na rede, quer durante as horas de cheia e ponta do diagrama de carga por forma a contribuírem para a manutenção dos níveis de tensão, quer durante defeitos que surjam na rede por forma a auxiliarem a recuperação dos níveis de tensão. Outra imposição passa por permanecerem ligados durante cavas de tensão decorrentes de defeitos, de acordo com determinados requisitos dinâmicos [17] (i.e. *Fault Ride Through*).

O planeamento das redes de transmissão de electricidade segue normalmente o paradigma “*Fit and Forget*” [23] procurando antecipar problemas operacionais na fase de planeamento, normalmente através do reforço da rede de transmissão de energia, que envolve custos e tempos de implementação elevados.

Devido ao elevado investimento neste tipo de geração estas medidas foram também acompanhadas pelo progresso ao nível da operação da rede. Com a necessidade vez maior de incorporar uma maior quantidade de geração proveniente de RES na rede [24] pode fazer com que os operadores de rede tentem manter a geração renovável até ao limite da capacidade da

mesma, procedendo à sua desconexão não programada (*curtailment*) apenas quando existam razões que ponham em causa a segurança do sistema. Com o aumento da penetração das renováveis no *mix* de geração nacional estes cenários tendem a repetir-se cada vez com maior frequência, tornando-se evidente a necessidade de agir proactivamente de modo a cumprir as metas definidas.

Apesar de a prática do *curtailment* ser comum à maioria dos TSOs e DOSs, este trabalho pretende propor a utilização de um novo método de gestão operacional com recurso a um algoritmo de otimização inteligente para o apoio à decisão de quem gere e opera redes de transmissão de energia elétrica.

Geralmente a integração da energia eólica durante os períodos de menor consumo, nomeadamente durante a noite, é mais praticada recorrendo à bombagem nas centrais hidroelétricas. A bombagem permite incrementar artificialmente o consumo durante os períodos em que existe excesso de geração para o consumo natural, evitando a eventual necessidade de desligar centros produtores, e permite voltar a produzir energia elétrica nas centrais hidroelétricas nas horas em que o sistema mais necessite, geralmente nas horas de ponta e cheia. Contudo existem períodos em que a bombagem nas centrais hidroelétricas não é suficiente para balançar o excesso de produção proveniente de RES durante as horas de vazio do diagrama de carga. A origem deste excesso de geração é principalmente oriunda dos parques eólicos, que têm tipicamente o seu pico de produção durante as horas noturnas, em que o consumo é mais reduzido.

Por sua vez, os TSOs e DSOs dispõem geralmente de mecanismos para lidar com essa situação caso ela comprometa a segurança dos Sistema Elétrico Nacional (SEN) que passam por **colocar os parques fora-de-serviço**, desligando-os da rede. Ora, este procedimento inibe os princípios da integração de RES, já que se baseia fundamentalmente num corte não otimizado dos parques na zona afetada pelo congestionamento.

Uma opção alternativa passaria por desligar apenas alguns parques na área afetada pelo congestionamento, mas isso dependeria muito da sensibilidade do operador da rede, e suscitaria sempre questões por parte dos centros produtores relativamente às razões do corte e à seleção dos parques. Por outro lado existem mecanismos de mercado que resolvem o problema, mas que não tem em conta a tipologia da rede nem o trânsito de energia, pelo que não darão uma resposta otimizada a este problema.

4.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Para a operação ótima do sistema de transmissão de energia segue-se o princípio associado ao problema clássico do despacho económico, cujo objetivo é a minimização dos custos de operação, sendo expresso pela expressão (30).

$$\min C_i(P_i) = \min \sum_{i=1}^N \left((a_i \times P_i^2 + b_i \times P_i + c_i) \times F_i \right) \quad (30)$$

s. a.:

$$\sum_{i=1}^N \bar{S}_{G_i} = \sum_{k=1}^{N_C} \bar{S}_{C_k} + \sum_{r=1}^{N_R} \bar{S}_{L_r}$$

Onde:

- $C_i(P_i)$ – Custo de produção à potência P_i da central i [€]
- a_i, b_i, c_i – Características do grupo i
- P_i – Nível de potência do gerador i [MW]
- F_i – Custo do combustível da central i [€/MW]
- \bar{S}_{G_i} – Potência Aparente da Central i $i = 1 \dots N$
- \bar{S}_{C_k} – Potência Aparente da carga k $k = 1 \dots N_C$
- \bar{S}_{L_r} – Potência Aparente de Perdas do ramo r $r = 1 \dots N_R$

Nas expressões (15) e (30) incluem-se os coeficientes de custo (a_i, b_i, c_i) correspondentes às componentes de segunda, primeira e de ordem zero, respetivamente, para o nível de produção P_i da central i no conjunto das N centrais que se encontram disponíveis para produzir nesse período.

O resultado do despacho económico é validado posteriormente através de despacho técnico por parte do TSO, atuando como Gestor Global do Sistema (GGS), que no caso português é a REN. Este avaliará a exequibilidade desse mesmo despacho de acordo com uma previsão de carga e de geração não despachável que tem ao seu dispor, por meio de simulações e análise da rede para esses mesmos perfis. Os limites de operação da rede estão definidos em regulamentação própria [17] [25] e devem ser aplicados pelo GGS. Os limites definidos incluem os níveis de tensão aceites em cada barramento e a capacidade máxima admissível para o

funcionamento dos elementos da rede, tais como linhas e transformadores. Quando os níveis definidos são ultrapassados considera-se que existe uma violação desses limites, os quais podem ter naturezas distintas (limites de tensão, linhas, transformadores, etc.)

Se devido ao excesso de produção eólica existirem congestionamentos na rede, em Portugal o GGS deverá tomar as medidas necessárias para assegurar a operação da rede em segurança, podendo para o efeito interromper a injeção por parte dos centros produtores RES, nomeadamente os parques eólicos que estejam na área afetada pelo congestionamento. Perante este tipo de decisão esta medida criará um défice de produção que deverá ser colmatado pela geração convencional ou importação incrementando, regra geral, os custos de produção do sistema.

O *curtailment* define-se como a quantidade de potência que é desligada da rede sem estar programada, devido ao congestionamento da rede. O *curtailment* de eólica pode ser definido conforme se mostra na expressão (31):

$$P_{w_{curtail}} = \sum_{i=1}^{N_w} P_{w_i} \quad \text{se } x_{w_i} = 0$$

(31)

Onde:

$P_{w_{curtail}}$ – Potência ativa de origem eólica desligada devido a *curtailment*

P_{w_i} – Potência ativa do parque eólico i desligado da rede devido a *curtailment*

N_w – Número de parques eólicos

x_{w_i} – Estado do parque eólico i

Neste trabalho o objetivo é, na possibilidade de previsão do congestionamento da rede para um dado período, poder fornecer uma resposta inteligente, de modo a minimizar o *curtailment* de renováveis, otimizando se possível as perdas da rede.

A metodologia utilizada divide o problema em duas fases. Numa primeira abordagem resolve-se o problema do congestionamento, cuja formulação é apresentada de seguida:

$$\min P_{w_{curtail}}(x_{w_1}, \dots, x_{w_i}, \dots, x_{w_{N_w}})$$
(32)

s. a.:

$$\sum_{j=1}^{N_G} \bar{S}_{G_j} + \sum_{i=1}^{N_w} \bar{S}_{w_i} = \sum_{k=1}^{N_C} \bar{S}_{C_k} + \sum_{r=1}^{N_R} \bar{S}_{L_r}$$

$$|\bar{S}_r| \leq |\bar{S}_{r,max}|$$

$$x_{w_i} \in \{0,1\}$$

$$r \in \{1, \dots, N_R\}$$

$$k \in \{1, \dots, N_C\}$$

$$i \in \{1, \dots, N_w\}$$

$$j \in \{1, \dots, N_G\}$$
(33)

Onde:

- x_{w_i} – Estado do parque eólico i
- $P_{w_{curtail}}$ – Potência Ativa Eólica desligada
- P_{w_i} – Potência ativa do parque eólico i desligado da rede devido a curtailment
- \bar{S}_r – Potência Aparente no ramo r com a potência máxima admissível de $\bar{S}_{r,max}$
- \bar{S}_{G_j} – Potência Aparente do Gerador j não Eólico $j = 1 \dots N_G$
- \bar{S}_{w_i} – Potência Aparente injectada pelo Parque i Eólico $i = 1 \dots N_w$
- \bar{S}_{C_k} – Potência Aparente da carga k $k = 1 \dots N_C$
- \bar{S}_{L_r} – Potência Aparente de Perdas do ramo r $r = 1 \dots N_R$

As variáveis da solução apresentam uma estrutura assente no número de parques eólicos instalados na rede, conforme apresentando em (34):

$$s_k = [x_{w_1}, \dots, x_{w_i}, \dots, x_{w_{N_w}}] \in \Omega$$
(34)

- s_k – Solução k
- x_{w_i} – Estado do parque eólico i (0 ou 1), $i = 1 \dots N_w$
- Ω – Conjunto de soluções

Uma vez que as variáveis de decisão, isto é, o estado dos parques eólicos, são baseadas num sistema binário que varia entre ligado e desligado (1 e 0) o problema pode passar a ser abordado como um problema de análise combinatória.

Para cada período t são determinadas soluções, formando-se um espaço de soluções conforme se mostra em (35):

$$\Omega_t = \begin{bmatrix} S_{1,t} \\ \dots \\ S_{k,t} \\ \dots \\ S_{M,t} \end{bmatrix} \quad (35)$$

Ω_t – Conjunto de soluções para o período t
 $S_{k,t}$ – Solução k de M soluções encontradas para o período t

Numa segunda fase, de entre as soluções encontradas para a minimização do *curtailment* no período t considerado, escolher-se-á a que permita obter as menores perdas totais para o sistema e assim garantir a maior eficiência.

$$\min \{ P_{S_1}, \dots, P_{S_y}, \dots, P_{S_M} \} \quad (36)$$

P_{S_y} – Perdas totais da solução y de um total de M soluções encontradas [MWh]

Devido à natureza discreta das soluções o problema poderá passar de um processo determinístico para um processo estocástico. Os algoritmos estocásticos tem a vantagem de, ao recorrerem a parâmetros probabilísticos, permitirem resolver o problema sem a necessidade do espaço de soluções ser constituído por funções contínuas e diferenciáveis, ainda que ao custo de capacidade computacional, pois têm a necessidade de procurar e avaliar a aptidão de todas as soluções encontradas.

Deste modo, a formulação do problema adapta-se perfeitamente ao método estocástico já que consiste na busca de soluções de origem fundamentalmente combinatória, sendo por natureza sub-ótimas.

Para a resolução deste tipo de problemas existem vários algoritmos de procura de soluções tradicionalmente utilizados, tais como Busca Tabu (*Tabu Search - TS*), Reconhecimento Simulado (*Simulated Annealing - SA*) ou Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithm - GA*).

Neste trabalho optou-se por utilizar um novo algoritmo de procura, semelhante ao GA, chamado *Key Cutting Algorithm – KCA*.

4.3 PROPOSTA DE SOLUÇÃO – KEY CUTTING ALGORITHM

O *Key Cutting Algorithm (KCA)* ou algoritmo de corte de chave foi desenvolvido por Jing Qin [26] em 2009 baseando-se na estratégia utilizada por serralheiros quando necessitam de fazer uma nova chave sem ter um modelo para copiar. Eles utilizam várias chaves distintas para verem qual se adapta melhor à fechadura e posteriormente de entre um conjunto de chaves escolhidas vão fazendo pequenas alterações até conseguirem uma chave que consegue abrir a fechadura.

Muitos dos problemas ao nível do planeamento e operação de redes transmissão de energia elétrica lidam com desafios semelhantes, uma vez que necessitam encontrar, de entre várias soluções qual a que melhor se ajusta ao problema.

Este tipo de algoritmia inteligente pode ter inúmeras aplicações. As aplicações concernem a gestão operacional de redes de energia elétrica ou a integração de RES. Entende-se por integração de renováveis não só a acomodação de novos centros produtores à rede, mas também a capacidade de eliminar ou limitar ao máximo o seu *curtailment* quando existam congestionamentos de rede, ainda que estes possam ser provocados pelo aparecimento destes mesmos centros. Neste trabalho optou-se por aplicar este algoritmo à minimização do *curtailment* de energia eólica em caso de congestionamentos provocados por excesso de produção de renováveis.

Antes de se apresentar a aplicação do KCA ao problema de minimização de *curtailment* é importante apresentar as seguintes definições que são necessárias ter em conta quando se aplica este algoritmo:

1. Fechadura

A fechadura é o problema que se está a abordar.

2. Chave

A chave é uma possível solução do problema.

3. Dente

O dente é um elemento do vetor. A Figura 4-1 ilustra uma analogia entre uma chave verdadeira e o conceito apresentado pelo KCA numa formulação binária.



FIGURA 4-2 ANALOGIA ENTRE UMA CHAVE VERDADEIRA E UMA SOLUÇÃO DO ALGORITMO KCA [27]

4. Chaveiro

O chaveiro é o conjunto de soluções encontradas para o problema.

5. Aptidão (*Fitness*)

A aptidão define o nível de adaptação da chave à fechadura, servindo para avaliar o seu valor.

6. Similitude

A similitude avalia o grau de semelhança entre as várias chaves do chaveiro.

7. Corte da chave

O corte da chave consiste na alteração do estado de 0→1 ou vice-versa de um ou mais elementos (dentes) de uma chave. Por exemplo no caso ilustrado de seguida o oitavo elemento da chave sofre o corte e altera o seu estado de 0 para 1: $[0,1,0,1,0,0,0,0] \rightarrow [0,1,0,1,0,0,0,1]$.

8. Fator de Probabilidade de Corte (FPC)

Este fator é utilizado como controlo das alterações de cada dente da chave, através da observação do número de vezes que o dente muda de estado, conforme ilustrado no ponto anterior. O fator de probabilidade de corte (FPC) de cada dente é calculado com base na semelhança existente entre todas as chaves do chaveiro. Esta semelhança é avaliada dente a dente e tem em conta a probabilidade do estado de cada dente. Veja-se o exemplo de cálculo ilustrado no passo 5 do ponto 4.3.1.

9. Seleção

A seleção é a escolha de quais as chaves que passam à próxima iteração.

APLICAÇÃO

De seguida vão-se abordar os passos necessários para a aplicação do algoritmo.

Assuma-se que cada chave k é composta por n dentes, tal como mostra a expressão (37):

$$k = [S_1, \dots, S_{n-1}, S_n] \tag{37}$$

k – Chave

S_i – Estado dente i da chave k $[0,1]$

n – Total de dentes da chave k

Passo 1: Codificar a chave. Neste caso corresponde a uma codificação binária sendo cada dente representativo do estado (On/Off) do parque eólico i .

Passo 2: Criar o primeiro chaveiro K_0 com um conjunto de chaves criadas de forma aleatória até um total de $2 \times m$.

$$K_0 = [k_1, k_2, \dots, k_m, \dots, k_{2 \times m}] \quad (38)$$

K_0 – Chaveiro inicial
 k_m – Chave m de um total de $2 \times m$ chaves
 $2 \times m$ – Total de chaves do chaveiro

Passo 3: Calcular a aptidão de cada chave do chaveiro.

Passo 4: Escolher metade de todas chaves, selecionando as melhores para criar um novo chaveiro K_a' .

K_a' – Chaveiro com as melhores chaves da iteração a

Passo 5: Calcular o Fator de Probabilidade de Corte (FPC) para cada dente, conforme é mostrado na expressão (39):

$$p_{i,j} = 1 - (n.^{\circ} \text{ de } S_{i,j} \text{ para cada coluna } j / m) \quad (39)$$

$$p_{i,j} (i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n), \forall S_{i,j} \in K_a' \quad (40)$$

K_a' – Chaveiro com as melhores chaves da iteração a
 $p_{i,j}$ – FPC do dente j da chave i
 $S_{i,j}$ – Dente j da chave i
 m – Total de chaves do chaveiro K_1'
 n – Total de dentes de cada chave

Para determinar a probabilidade de corte utiliza-se a matriz K_a' :

$$K_a' = \begin{bmatrix} S_{1,1} & S_{1,2} & \dots & S_{1,(n-1)} & S_{1,n} \\ S_{2,1} & S_{2,2} & \dots & S_{2,(n-1)} & S_{2,n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ S_{(m-1),1} & S_{(m-1),2} & \dots & S_{(m-1),(n-1)} & S_{(m-1),n} \\ S_{(m),1} & S_{(m),2} & \dots & S_{(m),(n-1)} & S_{m,n} \end{bmatrix} \quad (41)$$

K'_a – Chaveiro com as melhores chaves da iteração a

$S_{i,j}$ – Dente j da chave i

m – Total de chaves do chaveiro K'_1

n – Total de dentes de cada chave

De modo a exemplificar o cálculo do FPC, consideremos a matriz K'_a apresentada em baixo:

$$K'_a = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Ao calcular-se o FPC para a matriz K'_a tem-se a matriz $p_{i,j_{K'_a}}$:

$$p_{i,j_{K'_a}} = \begin{bmatrix} 0,25 & 0,25 & 0,50 & 0,50 & 0,25 & 0,00 & 0,00 & 0,25 \\ 0,25 & 0,75 & 0,50 & 0,50 & 0,75 & 0,00 & 0,00 & 0,25 \\ 0,75 & 0,25 & 0,50 & 0,50 & 0,25 & 0,00 & 0,00 & 0,25 \\ 0,25 & 0,25 & 0,50 & 0,50 & 0,25 & 0,00 & 0,00 & 0,75 \end{bmatrix}$$

Passo 6: Baseado nos $p_{i,j}$, isto é, sempre que este seja maior que 0,50 efetua-se o corte de cada dente $S_{i,j}$ (troca de estado) para cada uma das chaves do chaveiro K'_a criando um novo chaveiro K''_a . Juntando o chaveiro K''_a com o anterior K'_a obtém-se um novo chaveiro base K_{a+1} .

Repetir novamente do passo 2 ao 5 até atingir uma das condições de paragem. De seguida retirar as chaves com a melhor aptidão, sendo estas a solução final do problema.

As condições de paragem podem ser uma das seguintes:

- Atingir o número máximo de iterações;
- Alcançar um nível erro admissível estipulado (variância);
- Todas as chaves do chaveiro iguais (saturação do algoritmo).

Na Figura 4-3 é apresentado o fluxograma do funcionamento do algoritmo KCA.

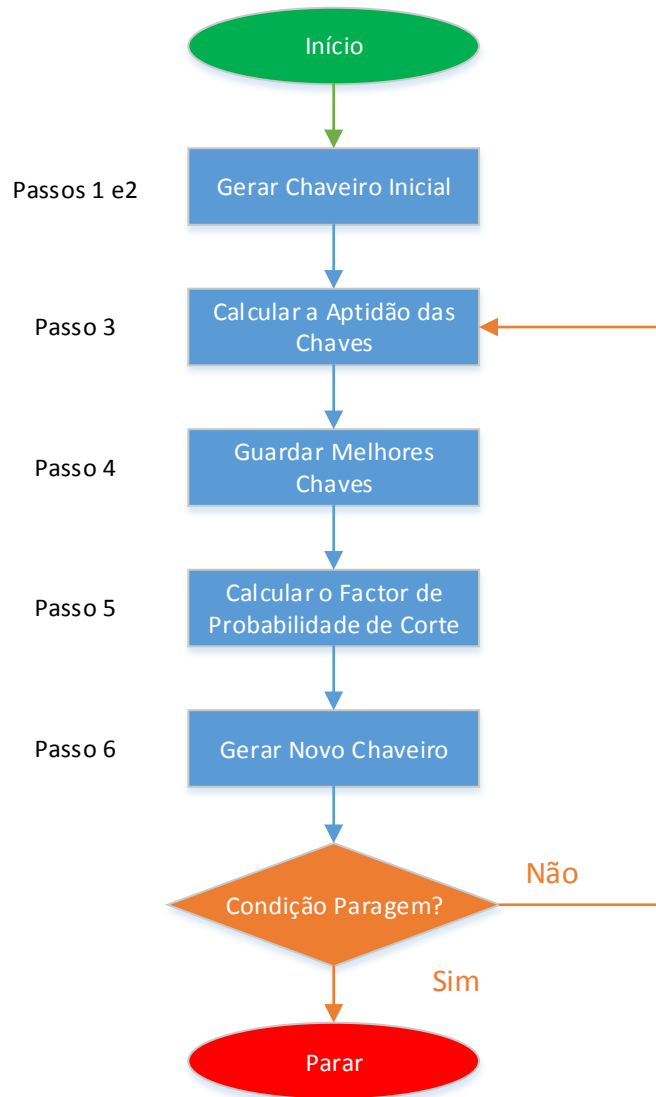


FIGURA 4-3 FLUXOGRAMA DO FUNCIONAMENTO DO ALGORITMO KCA

Poucos anos mais tarde dois autores (*Leeton and Kulworawanichpong, 2012*) [27] introduziram algumas alterações ao algoritmo original para se adaptar a problemas de determinação do Fluxo Ótimo de Potência (*Optimal Power Flow – OPF*). Estas alterações devem-se a algumas limitações que o algoritmo apresentava, uma vez nem sempre conseguia atingir a solução ótima, ficando preso em máximos ou mínimos locais ao invés dos globais. Um dos problemas detetados [27] foi a rápida saturação do algoritmo em uma chave não-válida, isto sucedia quando a maioria das chaves do chaveiro nem sequer abriam a fechadura. Este mecanismo pode provocar a fixação das soluções em chaves inválidas ou sub-ótimas. Para lidar com este problema os autores alteraram algumas características ao funcionamento do algoritmo de modo a permitir manter uma maior variedade de soluções e assim garantir a existência de várias chaves candidatas que permitam abrir a fechadura.

Alteração 1 (KCA1): O ajustamento dos dentes da chave é efetuado apenas no dente com o maior FPC. Para efetuar o ajuste do dente o seu FPC deverá ser superior a 0,5 sendo que quando existam mais de um apenas se efetuará o corte num deles sendo a sua seleção efetuada aleatoriamente.

Alteração 2 (KCA2): Esta estratégia é muito semelhante à alteração 1. Contudo, se existir mais do que um dente com a mesma probabilidade de corte, ver-se-á qual permite gerar uma solução mais favorável, sendo esta a que passará à próxima iteração.

Alteração 3 (KCA3): Nesta estratégia os dentes que tenham uma probabilidade de corte superior a 0.5 serão todos ajustados, mas apenas serão tidas em conta chaves que atinjam um nível de aptidão (*fitness*) superior aos obtidos anteriormente, passando para o novo chaveiro.

Alteração 4 (KCA4): Esta estratégia é muito semelhante à alteração 3. Contudo se a probabilidade de corte de uma chave permanecer igual ao da iteração anterior, proceder-se-á a geração de uma nova chave e reiniciado o processo.

De seguida é apresentada uma adaptação ao KCA, diferente das alterações propostas anteriormente, de modo a adaptar o algoritmo ao problema da minimização do *curtailment*.

4.4 ADAPTAÇÃO PROPOSTA AO KCA

4.4.1 DESCRIÇÃO DA ADAPTAÇÃO

Com o objetivo de conseguir melhorar e diversificar a qualidade das soluções procedeu-se a um ajuste no mecanismo de geração das novas chaves com base na probabilidade de corte de cada dente das chaves.

Em vez de calcular o FPC para cada um dos dentes do chaveiro, como mostrado no passo 5 do ponto anterior, é calculada a probabilidade do dente da mesma posição na chave estar no estado 1:

$$p_j = \frac{\sum S_j \text{ para a coluna } j}{m} \quad (42)$$

$$p_j (j = 1, 2, \dots, n), \forall S_j \in K_a' \quad (43)$$

Onde:

K'_a – Chaveiro com as melhores chaves da iteração a

p_j – FPC dos dentes na posição j nas chaves

S_j – Dente j em todas as chaves do chaveiro

m – Total de chaves do chaveiro K'_1

n – Total de dentes de cada chave

Esta alteração permite continuar a perceber a tendência de cada dente, isto é se existem mais 1 ou 0, ao mesmo tempo que poupa tempo de processamento uma vez que apenas efetua o cálculo para cada coluna da matriz K'_a .

Tal como no exemplo dado no passo 5 do ponto anterior, de seguida exemplifica-se o novo método de cálculo do FPC, considere-se a matriz K'_a apresentada em baixo:

$$K'_a = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Ao calcular-se o FPC para a matriz K'_a tem-se agora o vetor $p_{j_{K'_a}}$:

$$p_{j_{K'_a}} = [0,75 \quad 0,25 \quad 0,50 \quad 0,50 \quad 0,75 \quad 1,00 \quad 0,00 \quad 0,75]$$

Este ajuste assenta na geração aleatória das novas chaves, mas controlada com recurso a pesos baseados na probabilidade de corte de cada dente. Assim para efetuar o *Passo 6* descrito no ponto anterior deverá proceder-se da seguinte forma para gerar cada dente das novas chaves:

1. Gerar um número real aleatório (X) entre 0 e 1:

$$X \in [0,1]$$

(44)

2. Definir o nível do novo dente com base numa escolha ponderada (*weighted random generation*):

$$\begin{cases} X \geq (1 - p_j), & S_j = 1 \\ X < (1 - p_j), & S_j = 0 \end{cases}$$

(45)

X – Número gerado aleatoriamente entre $[0,1]$

p_j – FPC dos dentes na posição j nas chaves

S_j – Dente j na nova chave gerada

Deste modo se a maioria dos dentes de uma posição das chaves estiverem no estado “1”, isto implicará que a FPC será maior que 0,5 e portanto, aquando da geração do novo chaveiro a probabilidade de esse dente surgir no estado “1” na maioria das chaves é mais elevada do que surgir no estado “0”. Apenas manterá o estado de um dente fixo se o mesmo for igual em todos os dentes da mesma posição de todas chaves do chaveiro.

Esta alteração permite simultaneamente assegurar a capacidade de continuar a gerar soluções suficientemente distintas para permitir varrer outras possibilidades fora da tendência de evolução do algoritmo. Assim este novo método permite obter um ajuste progressivo e adaptado à evolução do algoritmo, já que à medida que o mesmo vai evoluindo e alterando as chaves do chaveiro e portanto o FPC dos dentes este vai criando as novas chaves de acordo com as melhores seleccionadas.

O Fluxograma do algoritmo modificado também altera um pouco, nomeadamente no passo 6, conforme se pode observar na Figura 4-4:

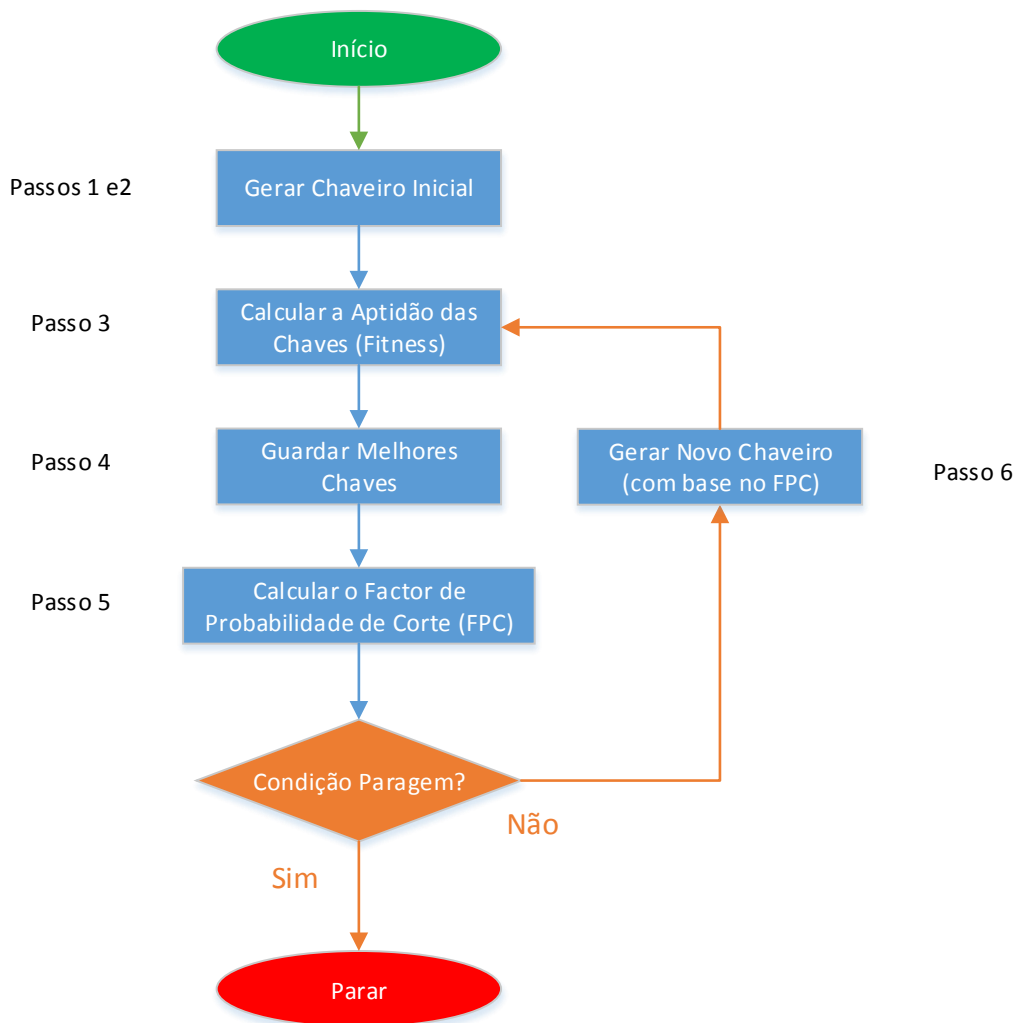


FIGURA 4-4 FLUXOGRAMA DO FUNCIONAMENTO DO ALGORITMO KCA MODIFICADO

4.4.2 EXEMPLO DE APLICAÇÃO

De modo a testar a validade desta alteração recorreu-se à função original utilizada pelo autor [26]. A função é expressa em baixo (46) e ilustrada na Figura 4-5.

$$y = f(x) = (x - 9)(x - 9) + 7$$

(46)

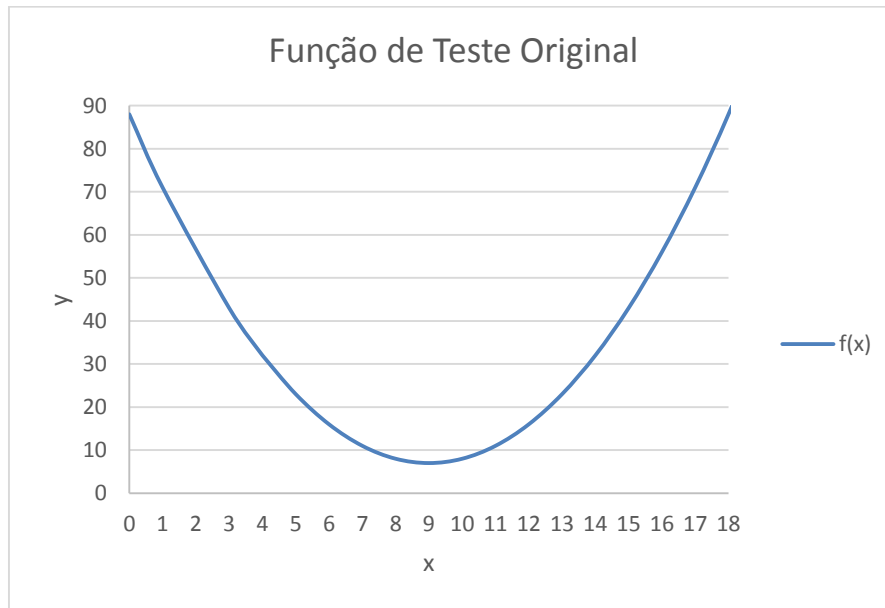


FIGURA 4-5 FUNÇÃO DE TESTE ORIGINAL DO ALGORITMO KCA

O problema pode ser descrito como:

- Objetivo: Minimizar o valor de $f(x)$
- Dimensão do Chaveiro: 8
- Número máximo de iterações: 3
- Resolução: 4 Dentes⁸

Em primeiro lugar criou-se o chaveiro inicial K_1 aleatoriamente. Os valores de cada chave são descodificados, isto é, convertidos do sistema binário para o decimal e de seguida é calculada a aptidão (fitness) e a ordem de mérito, sendo posteriormente assinalado se a chave passa à próxima iteração (S – Sim, N – Não). A primeira iteração é apresentada na Tabela 4-1.

⁸ A codificação é binária pelo que no máximo conseguem-se obter 16 chaves diferentes. Ex. 1111 em binário é igual a 15 em decimal.

TABELA 4-1 CHAVEIRO INICIAL K_1 (ITERAÇÃO 1)

ITERAÇÃO 1								
	Dente 1	Dente 2	Dente 3	Dente 4	Valor f(x)	Aptidão (Fitness)	Ordem Mérito	Selecionada?
Chave 1	1	0	1	1	11	11	1	S
Chave 2	1	1	0	0	12	16	2	S
Chave 3	0	0	1	1	3	43	6	N
Chave 4	0	0	1	0	2	56	7	N
Chave 5	0	1	0	1	5	23	4	S
Chave 6	1	1	0	0	12	16	3	S
Chave 7	1	1	1	0	14	32	5	N
Chave 8	0	0	0	0	0	88	8	N

As chaves selecionadas para a próxima iteração são utilizadas para criar um novo chaveiro K_1' e para calcular o FPC conforme mostra a Tabela 4-2.

TABELA 4-2 CHAVEIRO K_1' (ITERAÇÃO 1)

ITERAÇÃO 1							
	Dente 1	Dente 2	Dente 3	Dente 4	Valor f(x)	Aptidão (Fitness)	Ordem Mérito
Chave 1	1	0	1	1	11	11	1
Chave 2	1	1	0	0	12	16	2
Chave 3	1	1	0	0	12	16	3
Chave 4	0	1	0	1	5	23	4
FPC	0,75	0,75	0,25	0,50			

De seguida geram-se as restantes novas chaves para a seguinte iteração com base na adaptação proposta indicada em 4.4.1. Deste modo, cada novo dente das novas chaves é gerado aleatoriamente tendo por base a expressão (45) apresentada anteriormente. Criando um novo chaveiro K_1'' conforme é mostrado na Tabela 4-3, que será posteriormente incluído para formar o chaveiro da seguinte iteração. Este processo é assim repetido a cada iteração.

TABELA 4-3 CHAVEIRO K_1'' (ITERAÇÃO 1)

ITERAÇÃO 2				
	Dente 1	Dente 2	Dente 3	Dente 4
Chave 5	1	1	1	1
Chave 6	1	1	0	1
Chave 7	1	1	0	1
Chave 8	1	0	0	1

Deste modo é possível observar as novas chaves incluídas no chaveiro K_1' , passando à segunda iteração. O novo chaveiro K_2 e os resultados da iteração 2 são apresentados na Tabela 4-4.

TABELA 4-4 CHAVEIRO K_2 (ITERAÇÃO 2)

ITERAÇÃO 2								
	Dente 1	Dente 2	Dente 3	Dente 4	Valor f(x)	Aptidão (Fitness)	Ordem Mérito	Selecionada?
Chave 1	1	0	1	1	11	11	2	S
Chave 2	1	1	0	0	12	16	3	S
Chave 3	1	1	0	0	12	16	4	S
Chave 4	0	1	0	1	5	23	5	N
Chave 5	1	1	1	1	15	43	8	N
Chave 6	1	1	0	1	13	23	6	N
Chave 7	1	1	0	1	13	23	7	N
Chave 8	1	0	0	1	9	7	1	S

Como se pode observar na Tabela 4-4, à segunda iteração o algoritmo já foi capaz de identificar uma chave ótima (Chave 8) passando esta em primeiro lugar (Ordem de Mérito) para a próxima iteração, conforme se mostra na Tabela 4-5.

TABELA 4-5 CHAVEIRO K_2' (ITERAÇÃO 2)

ITERAÇÃO 2							
	Dente 1	Dente 2	Dente 3	Dente 4	Valor f(x)	Aptidão (Fitness)	Ordem Mérito
Chave 1	1	0	0	1	9	7	1
Chave 2	1	0	1	1	11	11	2
Chave 3	1	1	0	0	12	16	3
Chave 4	1	1	0	0	12	16	4
FPC	1,00	0,50	0,25	0,50			

Como se pode observar na Tabela 4-5 os valores do FPC foram atualizados e ajustados à tendência das melhores chaves. O algoritmo mantém assim a capacidade de continuar a gerar chaves diversificadas umas com pior aptidão (Chave 7) e outras ótimas (Chaves 5 e 8) conforme se pode observar na Tabela 4-6.

TABELA 4-6 CHAVEIRO K_3 (ITERAÇÃO 3)

ITERAÇÃO 3								
	Dente 1	Dente 2	Dente 3	Dente 4	Valor f(x)	Aptidão (Fitness)	Ordem Mérito	Selecionada?
Chave 1	1	0	0	1	9	7	1	S
Chave 2	1	0	1	1	11	11	4	S
Chave 3	1	1	0	0	12	16	7	N
Chave 4	1	1	0	0	12	16	7	N
Chave 5	1	0	0	1	9	7	2	S
Chave 6	1	1	0	0	12	16	7	N
Chave 7	1	1	0	1	13	23	8	N
Chave 8	1	0	0	1	9	7	3	S

Dando origem a um chaveiro no final das três iterações em que quase todas as chaves que permanecem no chaveiro são ótimas. Conforme é possível observar na Tabela 4-6.

TABELA 4-7 CHAVEIRO FINAL K_3' (ITERAÇÃO 3)

ITERAÇÃO 3							
	Dente 1	Dente 2	Dente 3	Dente 4	Valor f(x)	Aptidão (Fitness)	Ordem Mérito
Chave 1	1	0	0	1	9	7	1
Chave 2	1	0	0	1	9	7	2
Chave 3	1	0	0	1	9	7	3
Chave 4	1	0	1	1	11	11	4
FPC	1,00	0,00	0,25	1,00			

Para se ter uma ideia da evolução das soluções encontradas pelo algoritmo veja-se a Figura 4-6 onde é ilustrada a evolução das soluções encontradas pelo algoritmo KCA adaptado ao longo das iterações.

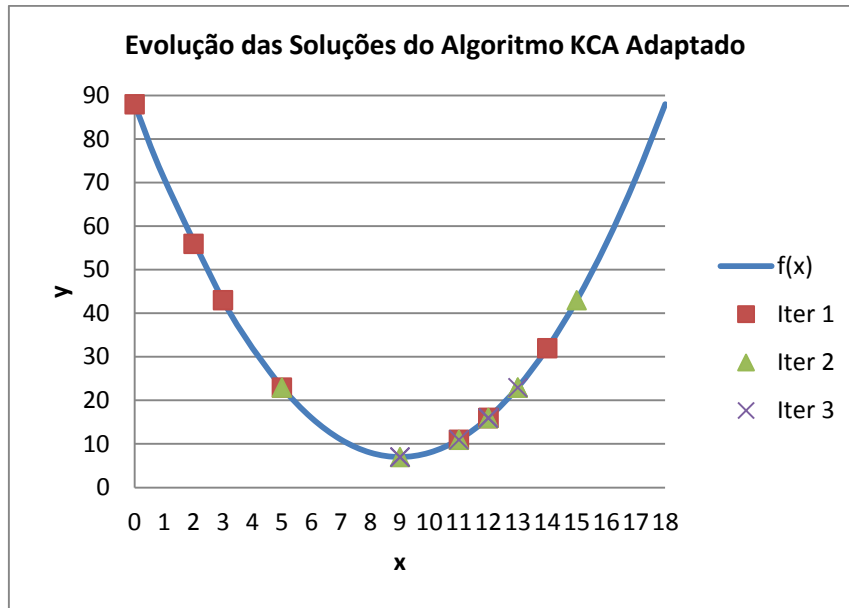


FIGURA 4-6 EVOLUÇÃO DAS SOLUÇÕES DO ALGORITMO KCA ADAPTADO

Como se pode observar na Figura 4-6 as soluções convergem para a solução ótima ao problema.

Pode-se assim afirmar que foi possível determinar a chave ótima, para o mesmo problema do artigo original [26] em apenas 3 iterações, tal como o autor, validando assim a modificação proposta.

4.4.3 TESTE DE DESEMPENHO

Conforme se tinha sido indicado em 4.3 os autores optaram por sujeitar o algoritmo KCA a várias funções de teste para observar o desempenho deste, nomeadamente comparando-o com o do Algoritmo Genético. De modo a testar o desempenho do algoritmo KCA com a adaptação proposta em 4.4.1 optou-se por comparar o mesmo em duas das funções utilizadas pelos autores em [27]. Como a configuração do computador utilizado é diferente da apresentada pelos autores, não será tida em conta o tempo de execução do algoritmo, observando apenas a evolução do mesmo.

A primeira função de teste é expressa em (47) e ilustrada na Figura 4-6.

$$f(x_1, x_2) = -\frac{\sin x_1}{x_1} \times \frac{\sin x_2}{x_2}$$

(47)

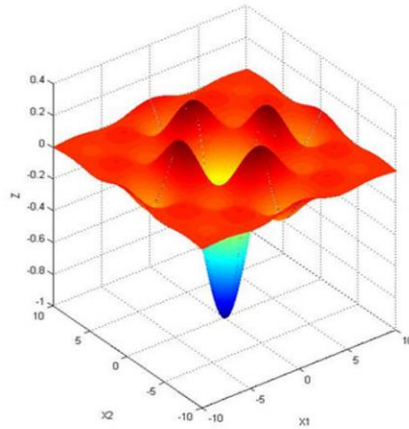


FIGURA 4-7 FUNÇÃO DE TESTE 1 [27]

Para o teste à primeira função consideraram-se os seguintes parâmetros do algoritmo:

- População: 80
- N.º Máximo de iterações: 50
- Saturação não considerada
- Resolução de 16-bit para cada variável

Para a primeira função o problema é encontrar o mínimo da função, que neste caso é o ponto (0,0) em que $f(0,0) = -1$. O desempenho do algoritmo KCA com a modificação proposta em 4.4.1 é apresentado na Figura 4-8.

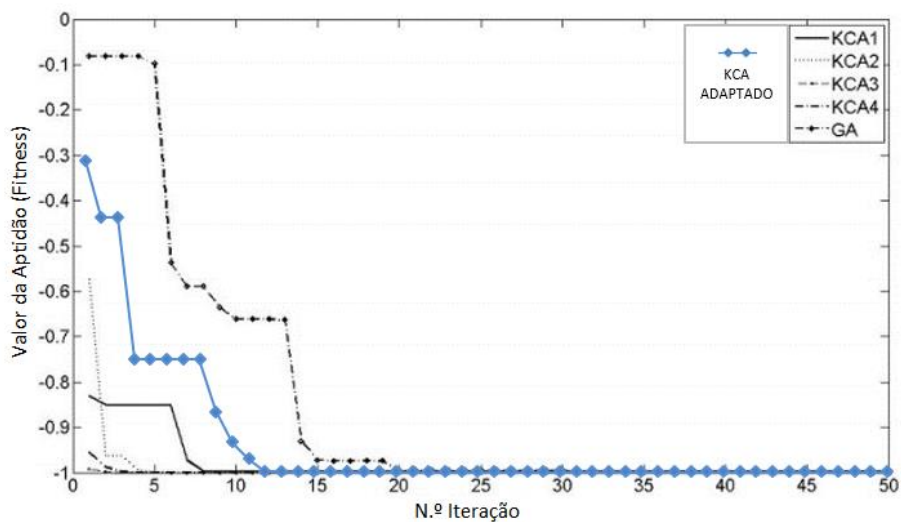


FIGURA 4-8 DESEMPENHO DO KCA ADAPTADO EM 4.4.1 PARA A FUNÇÃO DE TESTE 1

De seguida efetuou-se o teste para a segunda função que é expressa em (48) e ilustrada na Figura 4-9.

$$f(x_1, x_2) = 100 \times (x_2 - x_1^2)^2 + (1 - x_1)^2$$

(48)

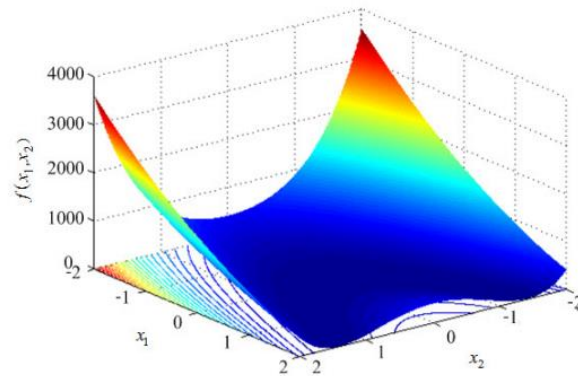


FIGURA 4-9 FUNÇÃO DE TESTE 2 [27]

Para o teste à segunda função consideraram-se os seguintes parâmetros do algoritmo:

- População: 80
- N.º Máximo de iterações: 50
- Saturação não considerada
- Resolução de 16-bit para cada variável

Para a segunda função o problema mantém-se procurando-se encontrar o mínimo da função, que neste caso é o ponto (1,1) em que $f(1,1) = 0$. O desempenho do algoritmo KCA com a modificação proposta em 4.4.1 é apresentado na Figura 4-10.

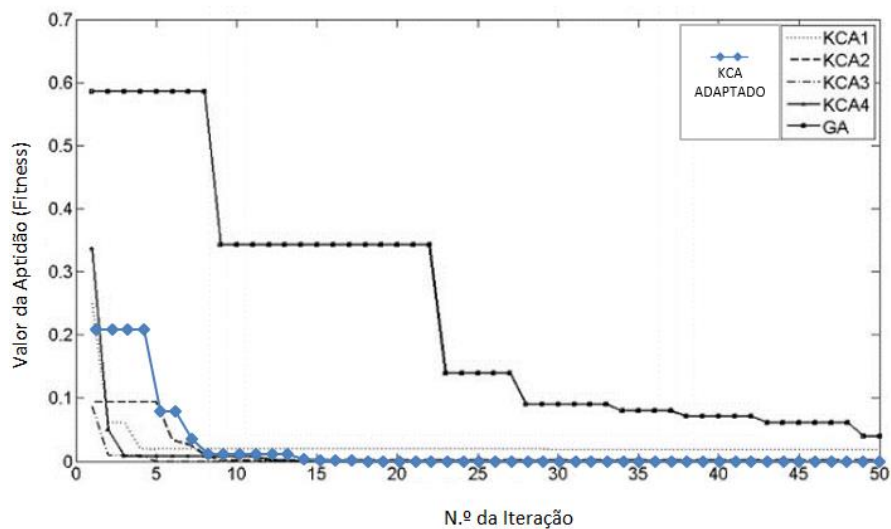


FIGURA 4-10 DESEMPENHO DO KCA ADAPTADO EM 4.4.1 PARA A FUNÇÃO DE TESTE 2

Como se pode verificar nos testes apresentados o algoritmo KCA com a modificação proposta em 4.4.1 apresenta um desempenho sempre melhor que o Algoritmo Genético segundo o estudo efetuado em [27], sendo que no segundo teste apresenta uma resposta pelo menos tão boa quanto as restantes alterações propostas. Deste modo é possível validar a aplicabilidade do algoritmo com a modificação proposta em 4.4.1 na resolução de problemas mais complexos, podendo-se assim avançar em direção à problemática da minimização do *curtailment* de RES.

Ao longo das várias simulações efetuadas reconheceu-se que a chave inicial é muito importante para o desempenho do algoritmo. Assim este pode ser o ponto de partida para uma futura investigação acerca do desempenho deste algoritmo face a outros algoritmos evolucionários, através da imposição de uma chave inicial igual para todos por forma a estabilizar as condições iniciais.

CAPÍTULO 5

APLICAÇÃO DO KCA À MINIMIZAÇÃO DO *CURTAILMENT* DE EÓLICA

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

5.1 METODOLOGIA

De forma a resolver o problema da minimização do *curtailment* de eólica desenvolveu-se uma plataforma informática que, baseada num determinado perfil de geração e carga horários previstos para o dia seguinte, é capaz de identificar situações de potencial congestionamento causado por excesso de geração de RES, neste caso particular de energia eólica. Uma vez identificados os eventuais congestionamentos o algoritmo propõe uma ou várias soluções tecnicamente exequíveis para a resolução do problema. No caso de existirem várias soluções equivalentes, escolhe a que permite obter uma gestão mais eficiente da rede, através da monitorização das perdas.

Deste modo torna-se possível otimizar os recursos da rede, contribuindo para o atingimento das metas de integração de RES e simultaneamente contribuir para o eventual protelamento da entrada de possíveis reforços de rede que de outro modo teriam de ser implementados a curto prazo.

O algoritmo procura assim atingir dois objetivos através de dois níveis de decisão:

D1. Minimizar o *curtailment* de energia eólica

Para minimizar o *curtailment* de eólica vai-se ao encontro da expressão (32) e (33), expressas anteriormente em 4.2 e apresentadas de seguida:

$$\min P_{w_{curtail}}(x_{w_1}, \dots, x_{w_i}, \dots, x_{w_{N_w}})$$
(32)

Sujeito a:

$$\begin{aligned}
 & |\bar{S}_r| \leq |\bar{S}_{r,max}| \\
 & \sum_j^{N_G} \bar{S}_{G_j} + \sum_i^{N_w} \bar{S}_{w_i} = \sum_k^{N_C} \bar{S}_{C_k} + \sum_r^{N_R} \bar{S}_{L_r} \\
 & x_{w_i} \in \{0,1\} \\
 & r \in \{1, \dots, N_R\} \\
 & k \in \{1, \dots, N_C\} \\
 & i \in \{1, \dots, N_w\} \\
 & j \in \{1, \dots, N_G\}
 \end{aligned}$$
(33)

Onde:

- x_{wi} – Estado do parque eólico i
- $P_{w_{curtail}}$ – Potência Ativa Eólica desligada
- P_{wi} – Potência ativa do parque eólico i desligado da rede devido a *curtailment*
- \bar{S}_r – Potência Aparente no ramo r com a potência máxima admissível de $\bar{S}_{r,max}$
- \bar{S}_{Gj} – Potência Aparente do Gerador j não Eólico de um total de N_G geradores
- \bar{S}_{wi} – Potência Aparente injectada pelo Parque i Eólico de um total de N_w parques eólicos
- \bar{S}_{Ck} – Potência Aparente da carga k de um total de N_C cargas
- \bar{S}_{Lr} – Potência Aparente de Perdas do ramo r de um total de N_R ramos

No âmbito deste trabalho para a expressão (33) apenas se consideram violações provocadas por congestionamento da rede, isto é, sobrecargas de linhas e transformadores.

D2. Minimizar as perdas do sistema

As perdas são dadas pela expressão apresentada anteriormente em (18). Quando existam mais de uma solução ótima, o algoritmo deve analisar todas as soluções e perceber qual a melhor, observado o seu impacte nas perdas globais do sistema, conforme se pode ver abaixo:

$$\min \{P_{S_1}, \dots, P_{S_y}, \dots, P_{S_M}\} \quad (36)$$

P_{S_y} – Perdas totais da solução y de um total de M soluções encontradas [MWh]

5.2 PRESSUPOSTOS

Neste ponto são apresentados os pressupostos que foram considerados quer para a realização das simulações quer na criação dos modelos de rede.

5.2.1 PERFIS DE GERAÇÃO E CONSUMO

Assumiu-se que são conhecidos os dados da previsão de carga e geração para as 24 horas seguintes à simulação da rede. Para tal e para efeitos de ilustração do funcionamento do algoritmo consideraram-se perfis típicos de geração e consumo retirados do Centro de Informação da REN [28] e posteriormente apresentados no Anexo 2.

Recolheram-se perfis de consumo, geração hidráulica e eólica. Com base nestes dados foi elaborado um fator de forma para cada perfil atendendo ao valor máximo registado no dia a que se referem os dados, para efeitos da introdução dos perfis no algoritmo. Deste modo, ao fazer-se variar os valores entre 0 e 1, isto é, 0% e 100% do valor máximo para esse dia assegura-

se que o perfil é facilmente seguido, uma vez que a variação é independente dos valores nominais da carga ou gerador.

Para o caso da carga assumiu-se um perfil típico para dois tipos de carga, industrial e doméstica.

O perfil típico de consumo doméstico normalizado é representado na Figura 5-1, e apresenta geralmente dois picos (horas do almoço e jantar).

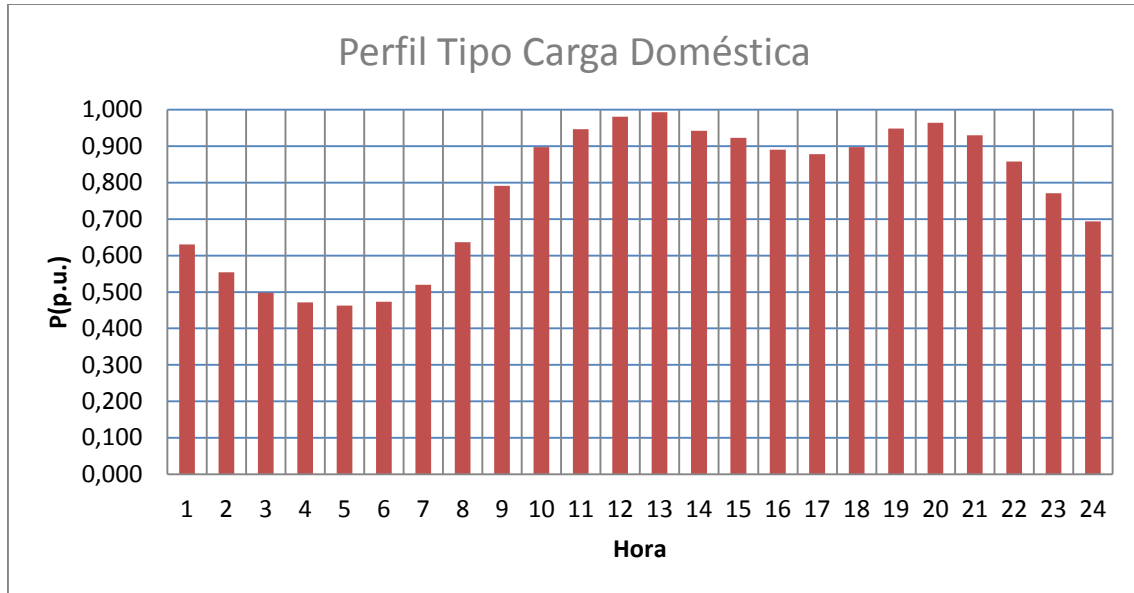


FIGURA 5-1 PERFIL TIPO CARGA DOMÉSTICA

Por sua vez, o perfil típico de consumo industrial normalizado é representado na Figura 5-2. Este apresenta um valor relativamente constante ao longo do dia, nomeadamente das horas laborais, entre as 8 e as 24 horas para indústrias com dois turnos (08h00-16h00 e 16h00-24h00).

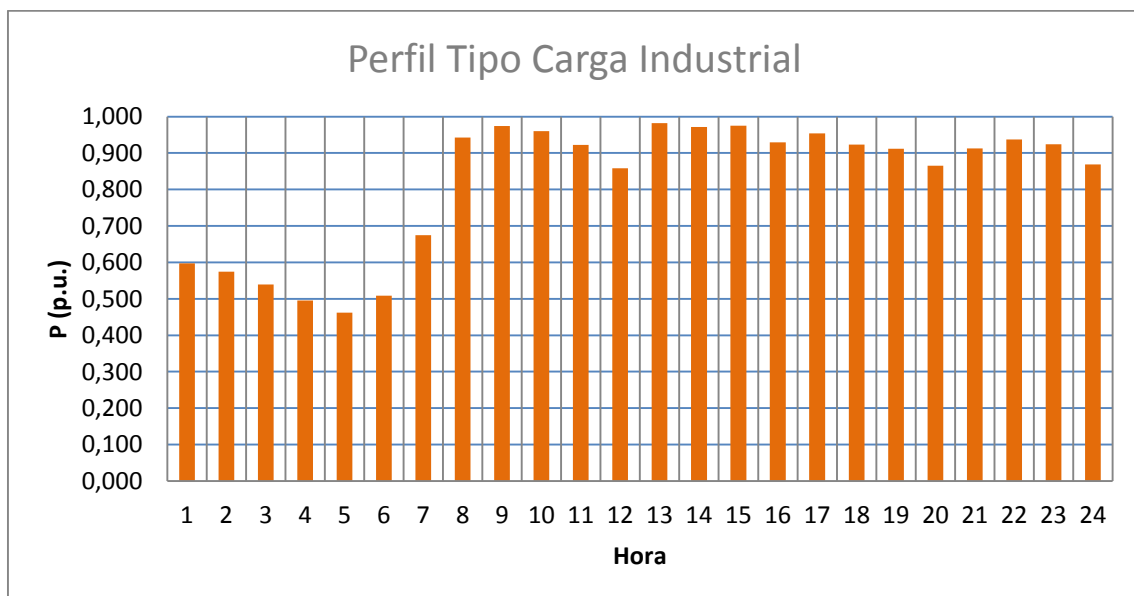


FIGURA 5-2 PERFIL TIPO CARGA INDUSTRIAL

Já o diagrama de carga típico considerado para uma Central Hidráulica apresenta uma maior produção durante as horas de maior consumo, por forma a auxiliar as centrais térmicas durante os períodos de pico e cheia, conforme é representado na Figura 5-3.

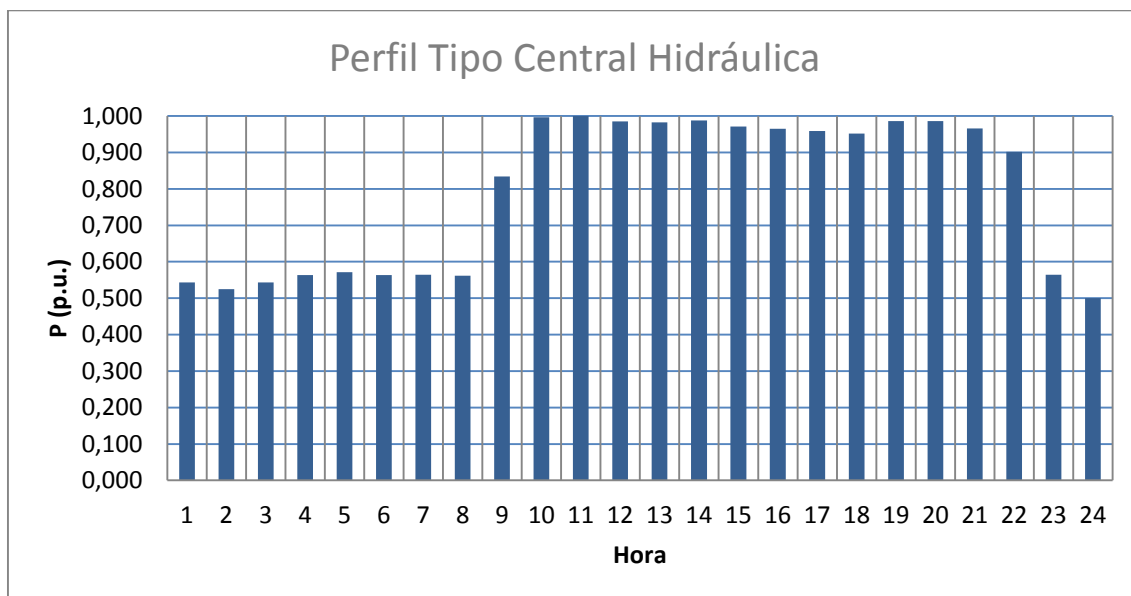


FIGURA 5-3 PERFIL TIPO CENTRAL HIDRÁULICA

Relativamente ao perfil de geração dos parques eólicos assumiram-se dois tipos, sendo que um é muito irregular durante o dia (Tipo I) e o outro além de irregular apresenta uma maior produção durante as horas noturnas (Tipo II) sendo representados nas Figuras 5-4 e 5-5 respetivamente. Devido à sua natureza intermitente a produção oscila várias vezes durante o dia como seria de esperar.

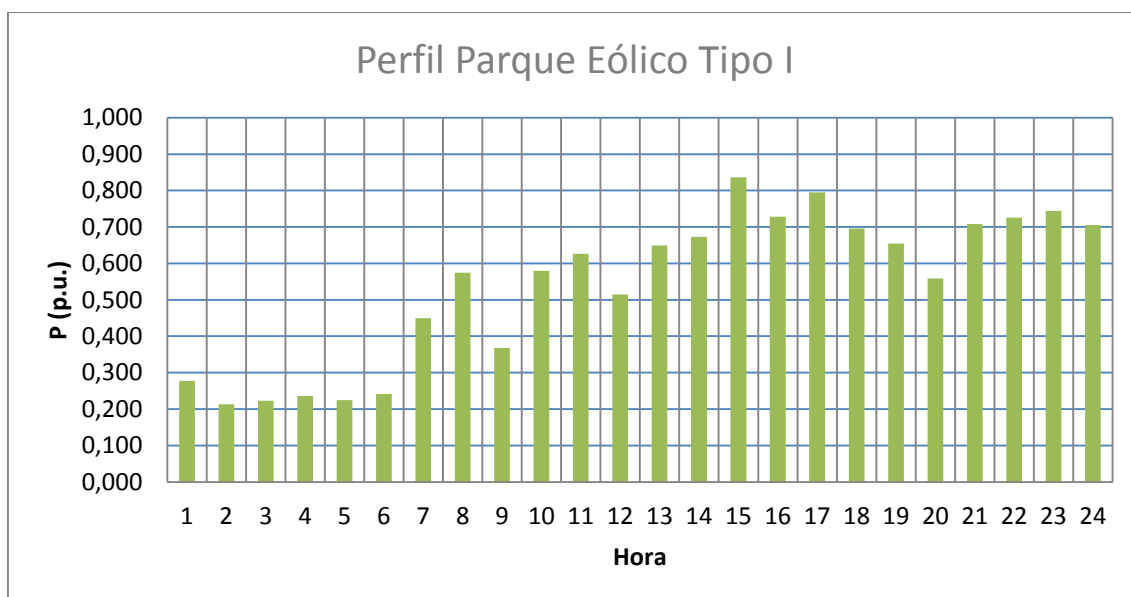


FIGURA 5-4 PERFIL PARQUE EÓLICO TIPO I

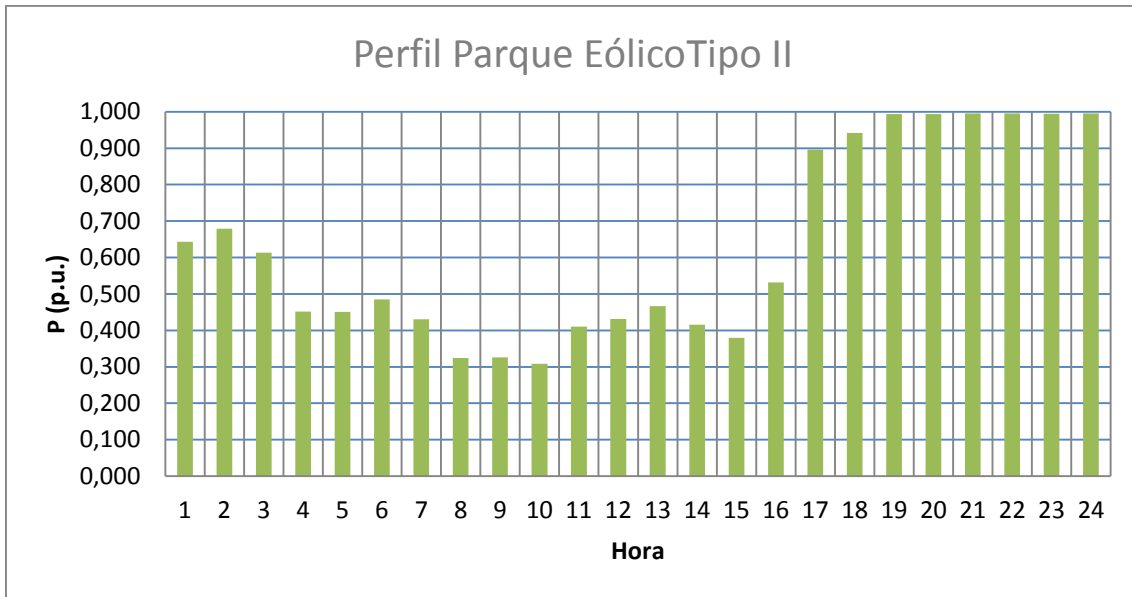


FIGURA 5-5 PERFIL PARQUE EÓLICO TIPO II

Assumiram-se assim perfis típicos horários que são posteriormente, durante a execução do programa, aplicados a cada hora e a cada uma das cargas, geradores e parques eólicos do sistema, por forma a obter-se uma simulação que represente previsionalmente o funcionamento esperado do sistema.

5.2.2 REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA

Uma vez que os parques não têm capacidade de controlo de tensão, ou esta é muito limitada, pode-se assumir que o seu comportamento perante a rede é semelhante a uma carga que injeta energia ativa na rede (este modelo foi utilizado anteriormente em [29]).

5.2.3 RESTRIÇÕES

Os limites considerados para as simulações no que concerne à tensão e à carga admissível pelos elementos da rede (linhas e transformadores) foram os seguintes:

- $|U|_{máx} = 1,05 \text{ p. u.}$
- $|U|_{min} = 0,95 \text{ p. u.}$
- $|S|_{linha} = |S|_{transf} = 1,00 \text{ p. u.}$

5.3 DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO

No âmbito de este trabalho pretende-se aplicar o *Key Cutting Algorithm* expresso no ponto 4.4.1 à otimização do corte de geração eólica em caso de excesso de produção. Para tal foi desenvolvido um programa em linguagem de programação Python⁹.

Python é uma linguagem de alto nível, flexível e em código aberto que permite uma rápida aprendizagem e desenvolvimento, pois uma das suas características mais populares é a facilidade de leitura e escrita do seu código e a sua longa lista de bibliotecas.

Contudo a característica que levou à sua eleição é a possibilidade de interatuar diretamente com o software *Power System Simulator for Engineering (PSS/E)*[®] da *Siemens Power Technology International (Siemens PTI)*, utilizado mundialmente para a simulação de redes de transmissão de energia elétrica. Este software será utilizado neste trabalho para simular e testar a plataforma desenvolvida, recorrendo-se à versão 33.4 *University*. Isto é possível porque o *PSS/E*[®] traz embebidas bibliotecas em Python prontas para a operação remota, bastando para isso construir código para as conseguir operar.

Deste modo desenvolveu-se uma plataforma em Python que permite, com base num determinado perfil de geração e carga prevista para as 24 horas seguintes, simular um modelo de rede na ferramenta *PSS/E*[®] para cada hora, prevendo assim os possíveis períodos em que poderá existir congestionamento da rede por excesso de geração de eólica.

Quando for detetado algum constrangimento da rede, o simulador executará o algoritmo de gestão de congestionamentos baseado no KCA. Este algoritmo consegue adaptar-se a diferentes redes sem necessidade de alterar os seus parâmetros funcionais, sendo apenas necessário as previsões de geração e carga da rede para cada janela temporal (usualmente 24 horas).

5.3.1 ARQUITECTURA DO PROGRAMA

O programa desenvolvido em Python tem em conta uma arquitetura modular, já que as várias funções necessárias à sua execução estão repartidas por módulos diferentes. Existe um módulo principal (*Main*) que é responsável por operar todos os outros. Neste módulo são definidos todos os parâmetros de simulação, sendo o bloco principal de instruções.

Depois existe um outro módulo onde estão todas as funções auxiliares do módulo principal (*Procedures*), como sejam o carregamento dos casos, alteração de parâmetros do *PSS/E*[®],

⁹ A linguagem de programação Python™ é uma marca registada da Python Software Foundation – www.python.org

simulação dos casos, testes, análise de contingências, escrita de relatórios em formato *Excel*[®], etc. Existe ainda outro módulo que inclui todo o funcionamento do algoritmo KCA e a respetiva escrita dos relatórios em formato *Excel*[®] (*Module_KCA*). Este módulo é ele também chamado através do bloco principal de código, sendo executado quando seja detetada alguma violação dos parâmetros da rede que se pretende analisar.

Assim pode-se definir arquitetura do programa conforme é ilustrada na Figura 5-6.

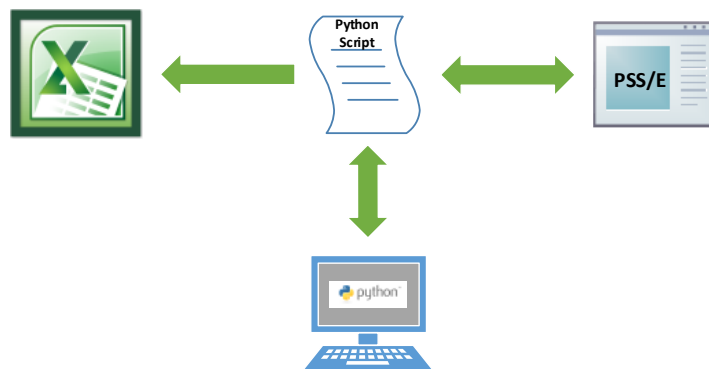


FIGURA 5-6 ARQUITETURA DO PROGRAMA DESENVOLVIDO

A plataforma desenvolvida utiliza o KCA para minimizar o *curtailment* de geração eólica, apresenta o seguinte diagrama de execução, conforme se mostra na Figura 5-7.

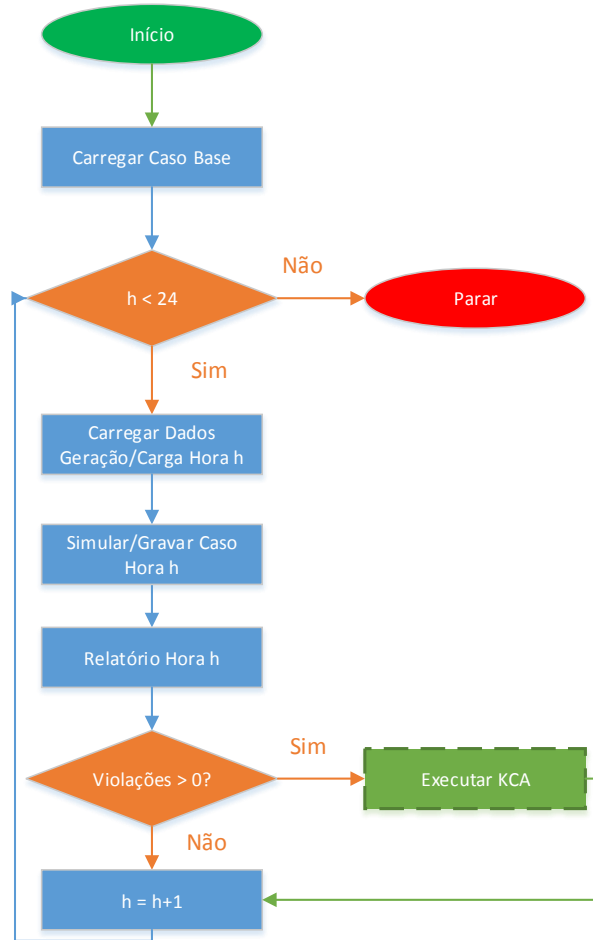


FIGURA 5-7 DIAGRAMA DE EXECUÇÃO DA PLATAFORMA DESENVOLVIDA EM PYTHON

O caso base da rede é pré-carregado e será atualizado de acordo com a previsão de geração e consumo para cada hora nas próximas 24 horas. No final de cada simulação são analisados os congestionamentos verificados, que no caso de sucederem despoletam o algoritmo de gestão de congestionamentos baseado no KCA. É ainda criado um relatório hora-a-hora em formato Excel sobre a análise da rede e o desempenho global da mesma ao longo das 24 horas.

Na Figura 5-8 é apresentado o fluxograma de funcionamento da minimização do *curtailment* de eólica com recurso ao KCA modificado de acordo com o ponto 4.4.1 que é acionado quando existem congestionamentos de rede.

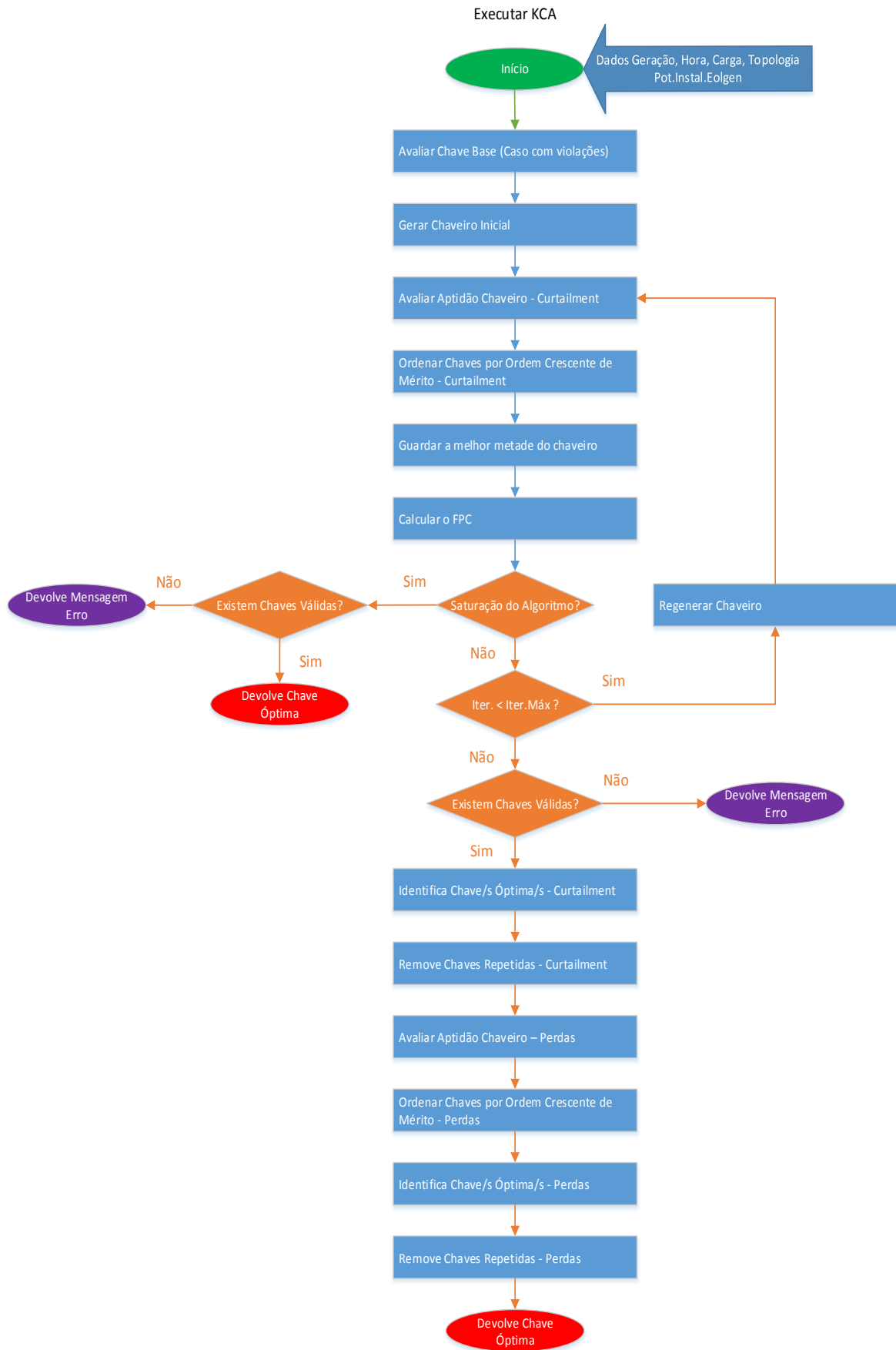


FIGURA 5-8 DIAGRAMA DE EXECUÇÃO DA PLATAFORMA PARA A MINIMIZAÇÃO DO CURTAILMENT COM RECURSO AO KCA

Em primeiro o programa avalia a rede existente para a hora em que ocorreu o congestionamento, de modo a poder posteriormente comparar as soluções encontradas para a minimização do *curtailment* e das perdas. De seguida inicia o processo de execução do KCA. Quando este processo termina, avalia as soluções encontradas e parte para a segunda fase do processo em que avalia cada solução quanto ao seu impacto nas perdas globais do sistema, selecionando a solução que minimize igualmente as perdas.

5.4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Por forma a testar a plataforma de minimização do *curtailment* de energia eólica com recurso ao algoritmo KCA adaptado conforme expresso no ponto 4.4.1, construíram-se várias redes. Para simular a rede recorreu-se a uma versão universitária do *PSS/E*[®] disponibilizada pela Siemens, juntamente com uma plataforma gratuita de edição e compilação de código em linguagem Python, ECLIPSE JUNO¹⁰.

Os parâmetros de simulação do KCA utilizados são descritos de seguida:

- N.º Máximo de iterações: 10
- N.º de Chaves: 10 x N.º de Parques Eólicos
- Resolução: N.º de Parques Eólicos

Simulou-se para cada período de tempo definido, neste caso uma hora, o estado da rede, nomeadamente no que concerne ao perfil de tensão nos barramentos, fluxos de potência nas linhas e transformadores, assim como registar níveis de perdas e identificar potenciais violações que possam existir.

Para tal, neste trabalho foram simuladas duas redes:

- Rede IEEE 14
- Rede MAT/AT

Por forma a testar o programa desenvolvido foi criada uma rede de ensaio baseada na rede IEEE 14. Esta rede apresenta a topologia ilustrada na Figura 5-9.

Por sua vez a Rede MAT/AT consiste numa rede composta por uma área em MAT e outra em AT na qual existem, de forma distribuída, parques eólicos ligados, conforme se pode observar na Figura 5-14. As características de ambas as redes são descritas no Anexo 2.

¹⁰ <http://www.eclipse.org/juno/>

5.4.1 REDE IEEE 14

Esta rede consiste numa malha em MAT e um ramo em AT, com quatro níveis de tensão na qual estão ligados diretamente parques eólicos por forma a simular a integração deste tipo de geração numa rede MAT e assim observar o seu impacto na mesma ao longo de 24 horas. Desta forma procedeu-se à simulação da rede IEEE 14 com base nos diagramas de carga e geração apresentados anteriormente, sendo que no caso da geração eólica foi utilizado o perfil “Tipo I”. A plataforma simulará a evolução do sistema ao longo das 24 horas, analisando a cada hora o estado de todos os elementos da rede. Sempre que sejam detetadas violações dos limites estabelecidos para os elementos da rede, as mesmas serão assinaladas e caso se trate de congestionamentos de linhas ou transformadores acionará automaticamente o algoritmo KCA adaptado neste trabalho para encontrar a melhor solução.

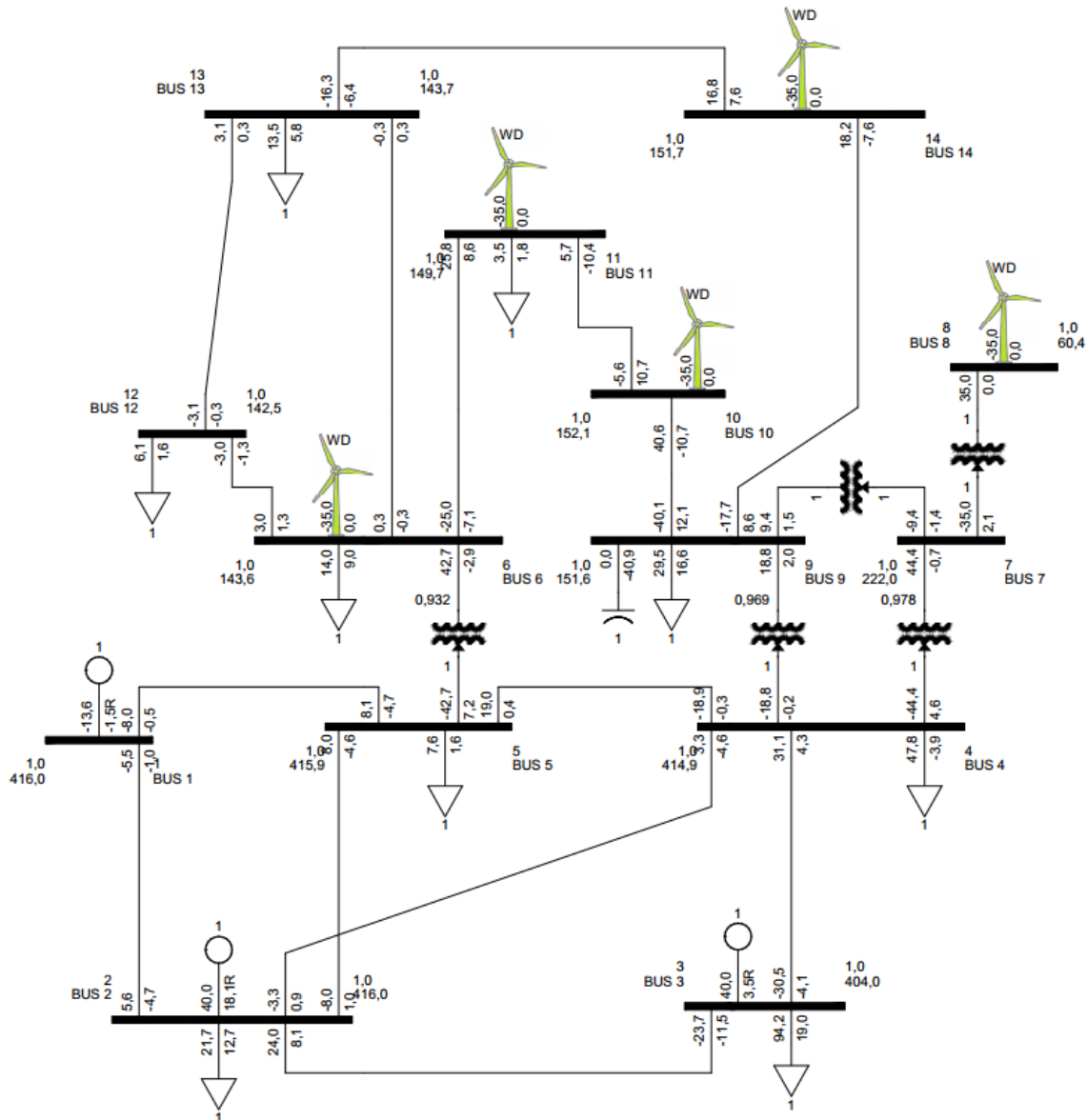


FIGURA 5-9 TOPOLOGIA DA REDE BASEADA NA IEEE 14

Na Figura 5-10 é apresentado o diagrama de carga agregada da rede.

Resultados:

No diagrama e para as condições de simulação é assinalado a cor vermelha as horas em que sucederam violações dos limites definidos para os elementos da rede por motivos de congestionamento (neste caso nas horas 15 e 17).

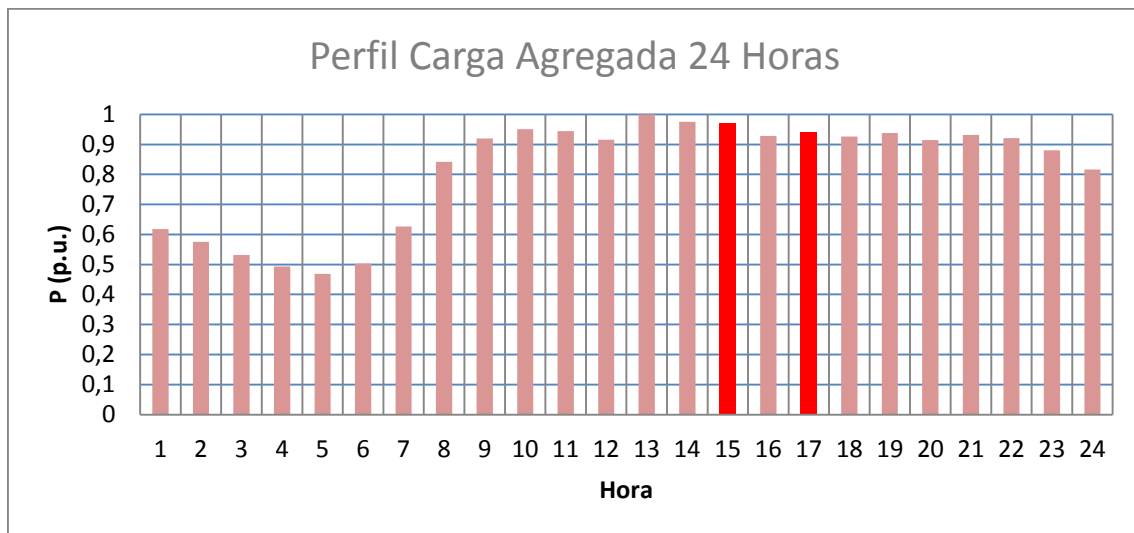


FIGURA 5-10 DIAGRAMA DE CARGA AGREGADA PARA AS 24 HORAS – IEEE 14

Como se pode observar na Figura 5-11 as violações ocorrem quando se dão os picos diários da geração eólica, nas horas 15 e 17, tendo sido destacado a verde mais escuro.

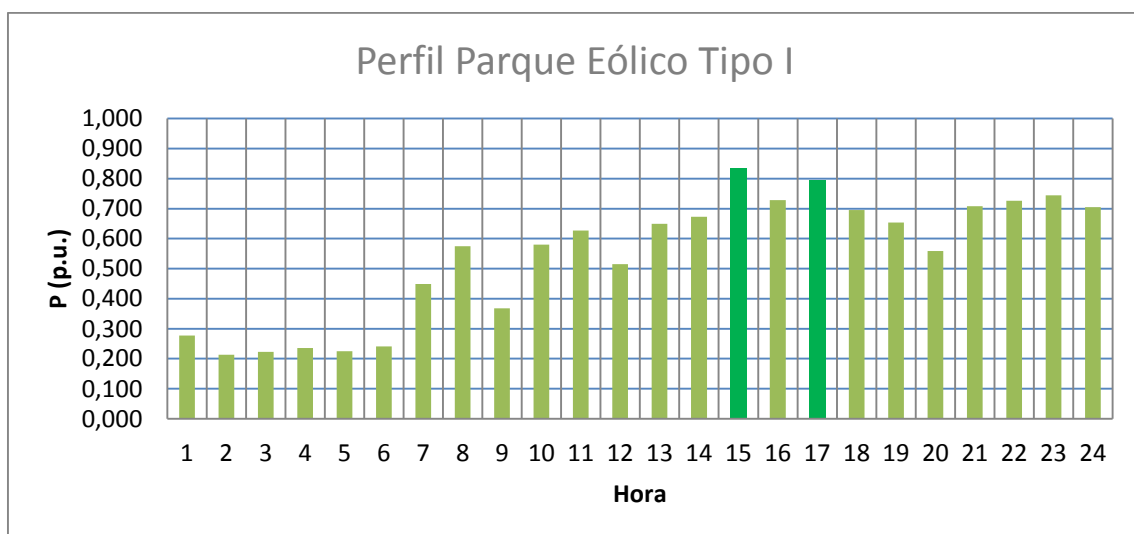


FIGURA 5-11 PERFIL PARQUE EÓLICO TIPO I

Na Figura 5-12 é ilustrada a rede na hora 15 com o elemento em sobrecarga destacado a cor-de-laranja por forma a ser facilmente identificado. O congestionamento acontece na linha que liga o barramento 13 ao barramento 14.

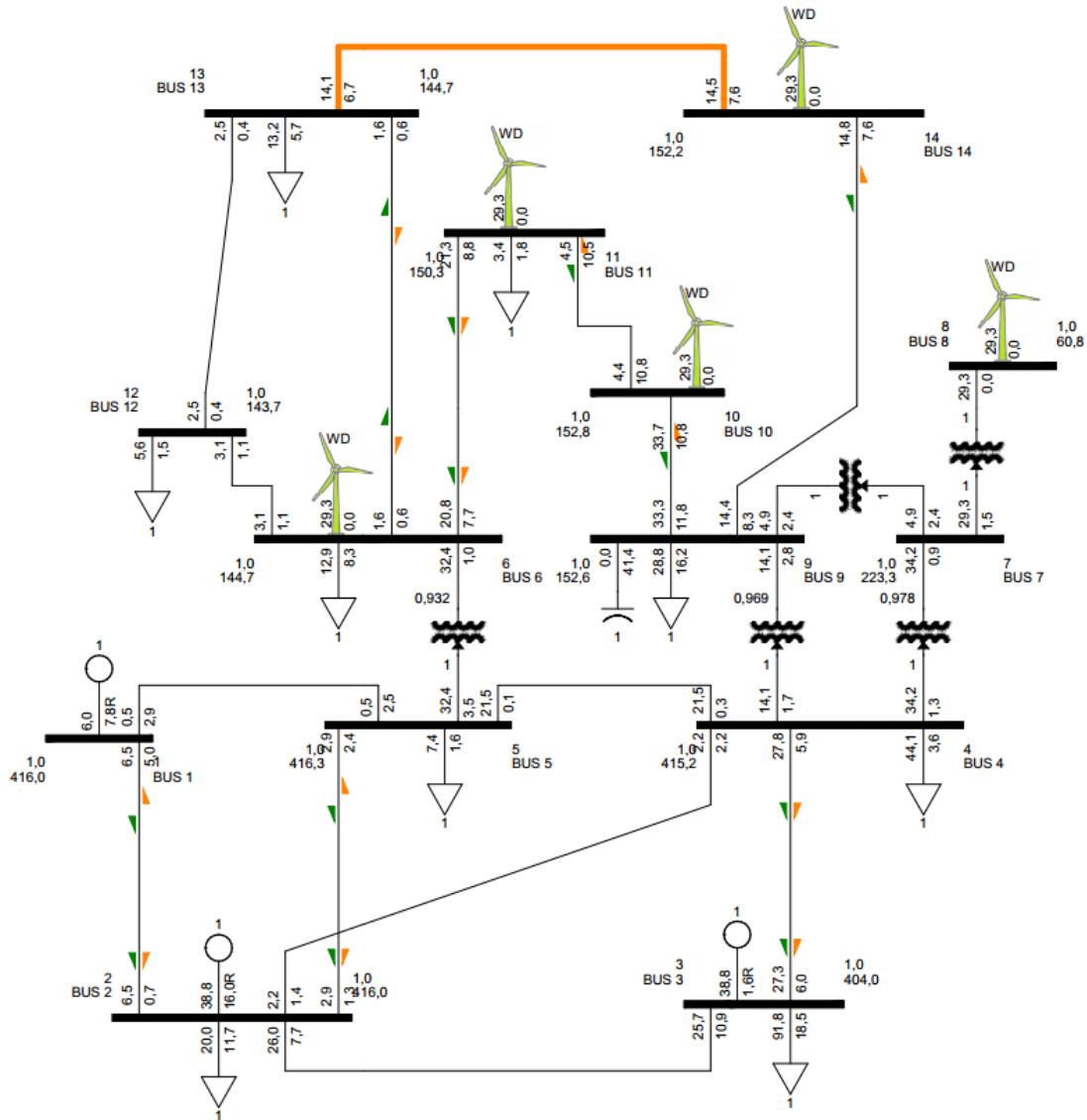


FIGURA 5-12 TOPOLOGIA DA REDE DE ENSAIO BASEADA NA IEEE 14 PARA A HORA 15 E COM A VIOLAÇÃO ASSINALADA

Para a hora 15, após a deteção da violação do limite térmico da linha que liga o barramento 13 ao 14 foi acionado o KCA e apresentadas duas soluções válidas, já que ambas minimizam o *curtailment* de eólica no mesmo nível (29,260 MW) e resolvem o congestionamento. Estas soluções são apresentadas na Tabela 5-1. Os resultados da simulação para a hora 15 e o resumo dos dados para as 24 horas da simulação foram registados num ficheiro *Excel*® e podem ser consultados no Anexo 2.

TABELA 5-1 SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELO KCA PARA A HORA 15

Bus EolGen	Name EolGen	Id	P [MW]	Solution 1 (I/O)	Solution 2 (I/O)	Solution 3 (I/O)
6	BUS6	WD	29,260	1	1	1
8	BUS8	WD	29,260	1	1	0
10	BUS10	WD	29,260	1	0	1
11	BUS11	WD	29,260	1	1	1
14	BUS14	WD	29,260	0	1	1
			Losses [MWh]	2,448	2,540	3,017

É possível também observar na Tabela 5-1 que a primeira solução apresentada é a selecionada (ótima), pois através do segundo critério de seleção (minimização das perdas) é a que apresenta um valor mais reduzido, i.e 2,448 MWh. Nas figuras seguintes são apresentadas as soluções encontradas para o congestionamento da rede em estudo para a hora 15, sendo ilustrada primeiro a solução ótima na Figura 5-13 e posteriormente as restantes soluções na Figura 5-14.

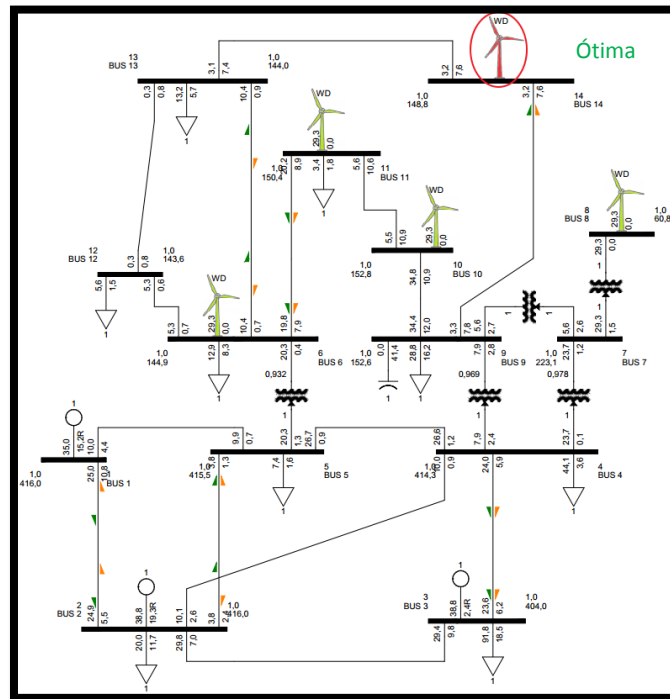


FIGURA 5-13 REDE IEEE 14 PARA A SOLUÇÃO ÓTIMA ENCONTRADA PELO KCA

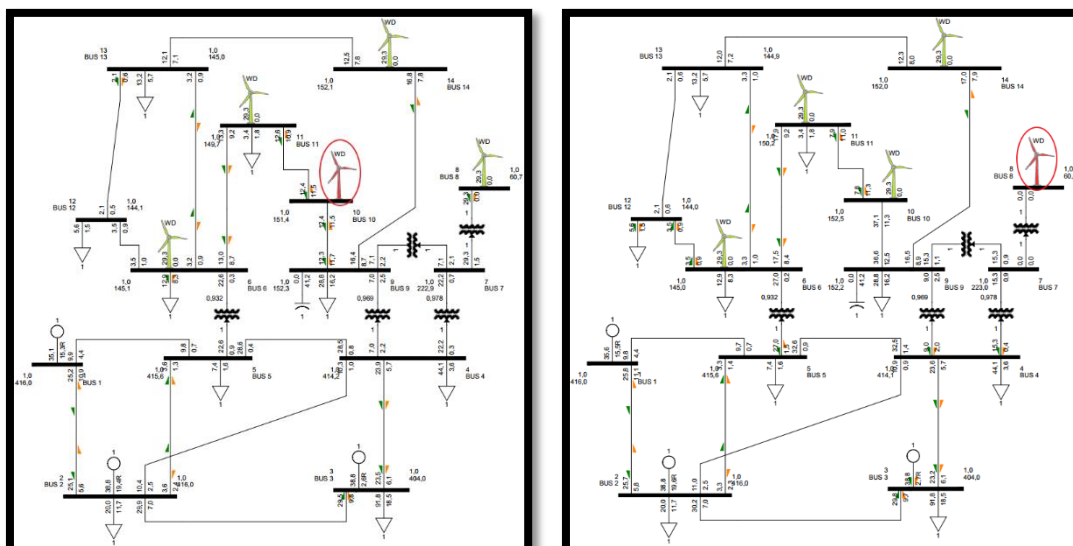


FIGURA 5-14 REDE IEEE 14 PARA AS RESTANTES SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELO KCA

Esta simulação prova que o algoritmo é capaz de simular uma rede dada a previsão de carga e geração para as 24 horas seguintes e identificar congestionamentos que possam suceder. Quando sejam detetados congestionamentos executa automaticamente a procura inteligente de soluções por forma a resolver os mesmos, minimizando numa primeira fase o *curtailment* de eólica e posteriormente as perdas globais na rede.

5.4.2 REDE MAT/AT

Com esta rede pretende-se observar o impacto da geração distribuída ao nível da AT na rede, através da simulação da carga e geração para as 24 horas seguintes. Nesta rede a área de AT está subdividida em dois “*pockets*”, isto é, duas zonas alimentadas a partir de um nó que funciona como uma subestação. Por forma a testar a capacidade do algoritmo em fornecer uma variedade completa de soluções, cada um dos “*pockets*” integra um conjunto de centros de produção de origem eólica. A topologia da Rede MAT/AT está ilustrada na Figura 5-15, onde se destacam a azul a geração hidráulica, a castanho a área MAT e a verde a área AT.

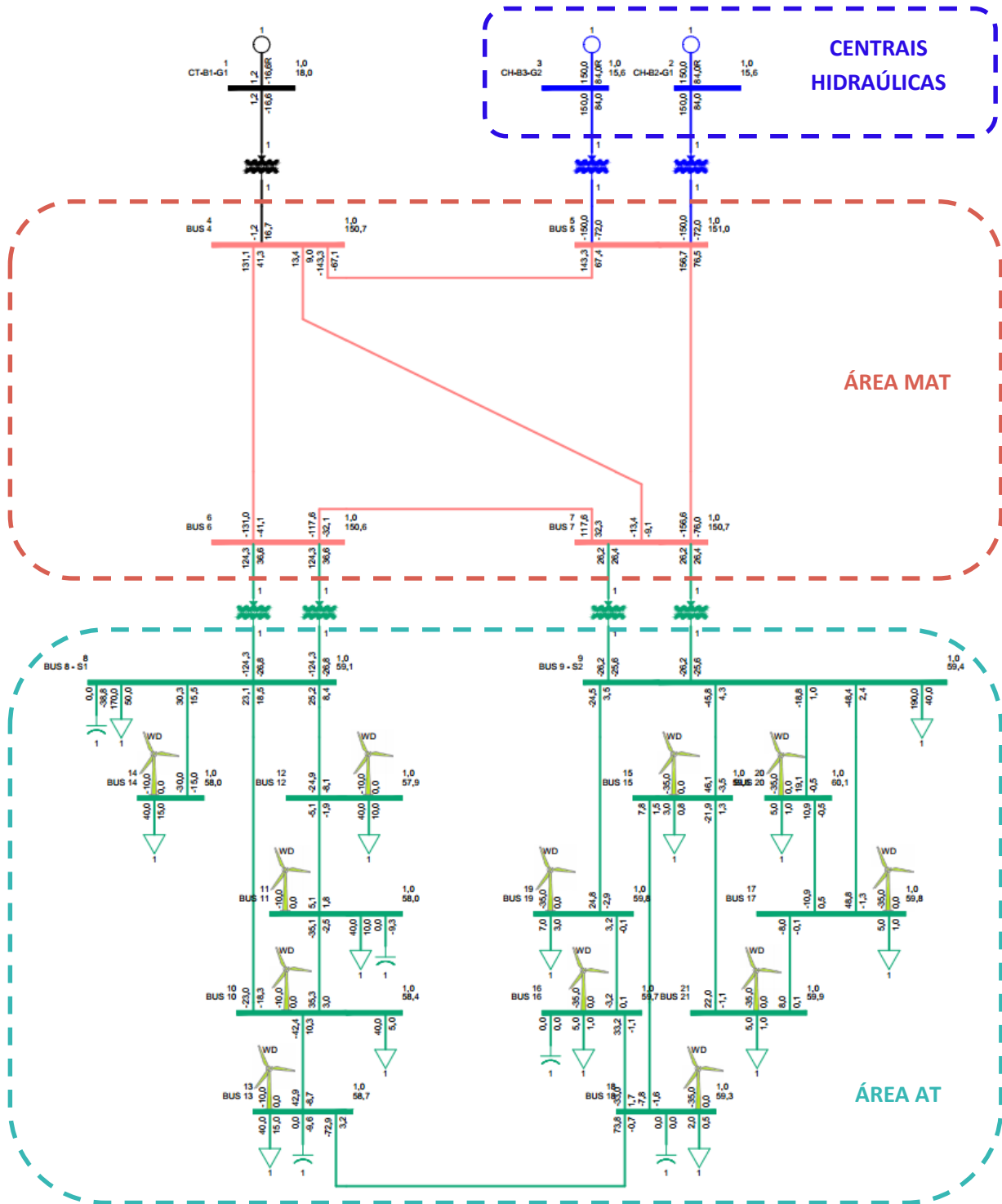


FIGURA 5-15 TOPOLOGIA DA REDE MAT/AT

Na Figura 5-16 é apresentado o diagrama de carga da rede.

Resultados:

No diagrama são assinaladas a cor vermelha as horas em que sucederam violações dos limites definidos para os elementos da rede por motivos de congestionamento.

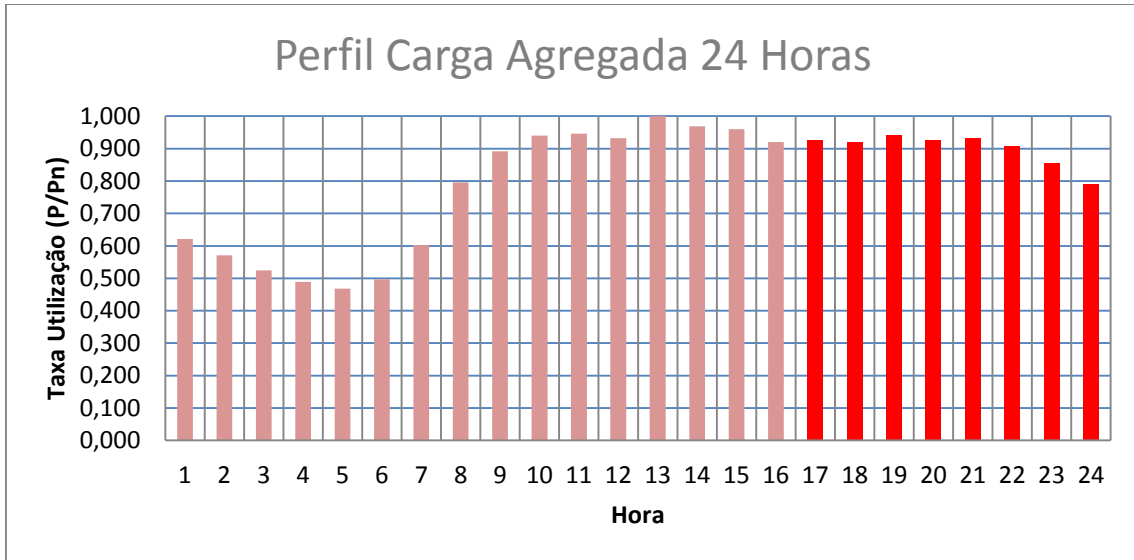


FIGURA 5-16 DIAGRAMA DE CARGA AGREGADA PARA AS 24 HORAS – REDE MAT/AT

Como se pode observar na Figura 5-17 as violações, tal como no exemplo anterior, ocorrem quando sucedem os valores máximos diários da geração eólica, tendo sido destacado a verde mais escuro.

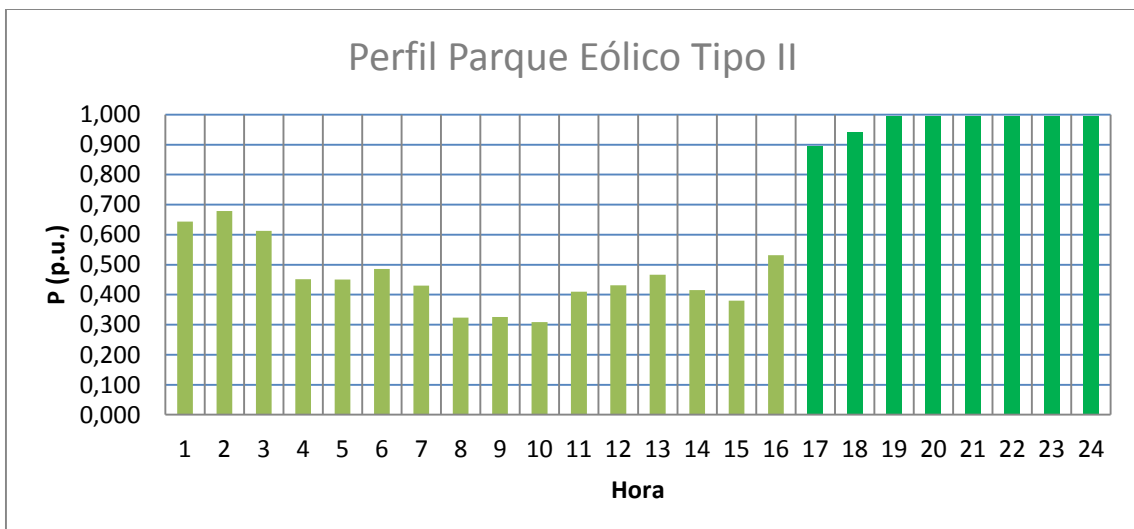


FIGURA 5-17 PERFIL PARQUE EÓLICO TIPO II APÓS NORMALIZAÇÃO

Para efeitos de ilustração, selecionou-se uma das horas em que ocorreu o congestionamento da rede. Considerou-se assim a hora 24, que apresenta o pico diário da geração eólica. Na Figura 5-18 é ilustrada a rede com o elemento em sobrecarga destacado a cor-de-laranja. O congestionamento acontece na linha AT que liga o barramento 13 ao barramento 18, fechando a malha.

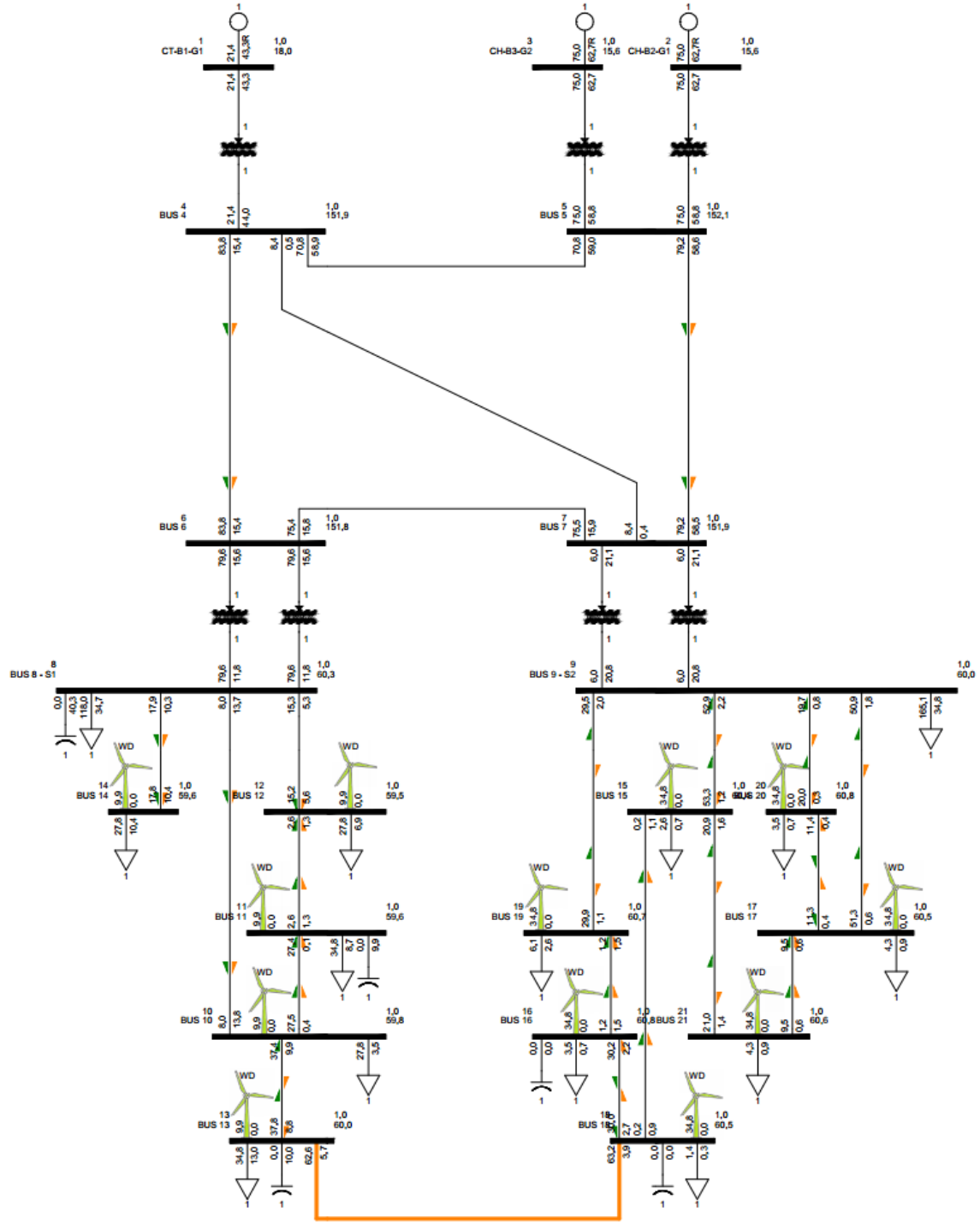


FIGURA 5-18 TOPOLOGIA DA REDE MAT/AT PARA A HORA 24 E COM A VIOLAÇÃO ASSINALADA

Como se pode verificar o congestionamento sucede na linha que une os dois “*pockets*” da malha AT.

Após a deteção da violação do limite térmico da linha que liga o barramento 13 ao 18 o algoritmo KCA é acionado e consegue encontrar cinco soluções válidas. As soluções encontradas pelo algoritmo KCA são apresentadas na Tabela 5-2. Todas elas minimizam o *curtailment* de eólica no mesmo nível (34,825 MW) ao passo que resolvem o congestionamento. É possível também observar na Tabela 5-2 que a primeira solução apresentada é a ótima, já que através do segundo critério de seleção (minimização das perdas) é a que apresenta um menor valor.

TABELA 5-2 SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELO KCA PARA A HORA 24

Bus EolGen	Name EolGen	Id	P [MW]	Solution 1 (I/O)	Solution 2 (I/O)	Solution 3 (I/O)	Solution 4 (I/O)	Solution 5 (I/O)
10	BUS 10	WD	9,950	1	1	1	1	1
11	BUS 11	WD	9,950	1	1	1	1	1
12	BUS 12	WD	9,950	1	1	1	1	1
13	BUS 13	WD	9,950	1	1	1	1	1
14	BUS 14	WD	9,950	1	1	1	1	1
15	BUS 15	WD	34,825	1	1	1	1	0
16	BUS 16	WD	34,825	0	1	1	1	1
17	BUS 17	WD	34,825	1	1	1	1	1
18	BUS 18	WD	34,825	1	1	1	0	1
19	BUS 19	WD	34,825	1	0	1	1	1
20	BUS 20	WD	34,825	1	1	1	1	1
21	BUS 21	WD	34,825	1	1	0	1	1
			Losses [MWh]	2,450	2,522	2,654	2,753	2,834

Nas Figuras 5-18 e 5-19 são apresentadas as cinco soluções para o congestionamento da Rede MAT/AT para a hora 24, sendo que na Figura 5-18 é apresentada a solução ótima para o congestionamento da Rede MAT/AT para a hora 24.

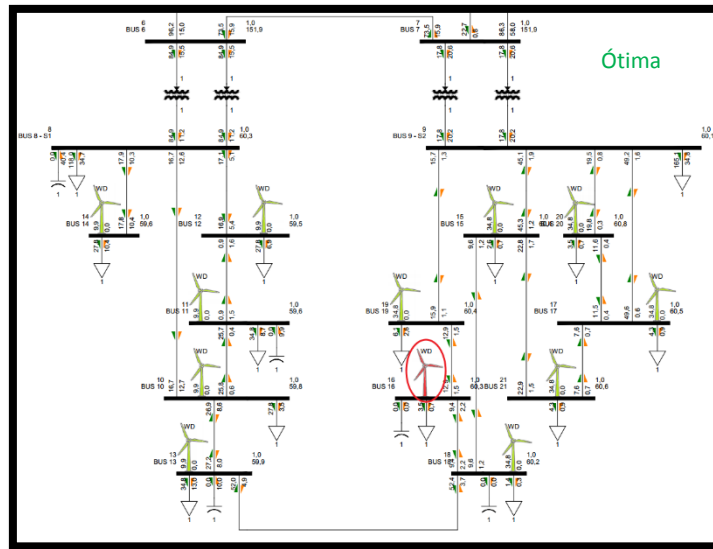


FIGURA 5-19 SOLUÇÃO ÓTIMA ENCONTRADA PELO ALGORITMO KCA PARA A HORA 24

As restantes soluções são ilustradas na Figura 5-19 com indicação na figura dos parques eólicos a desligar por forma a permitir a resolução do congestionamento.

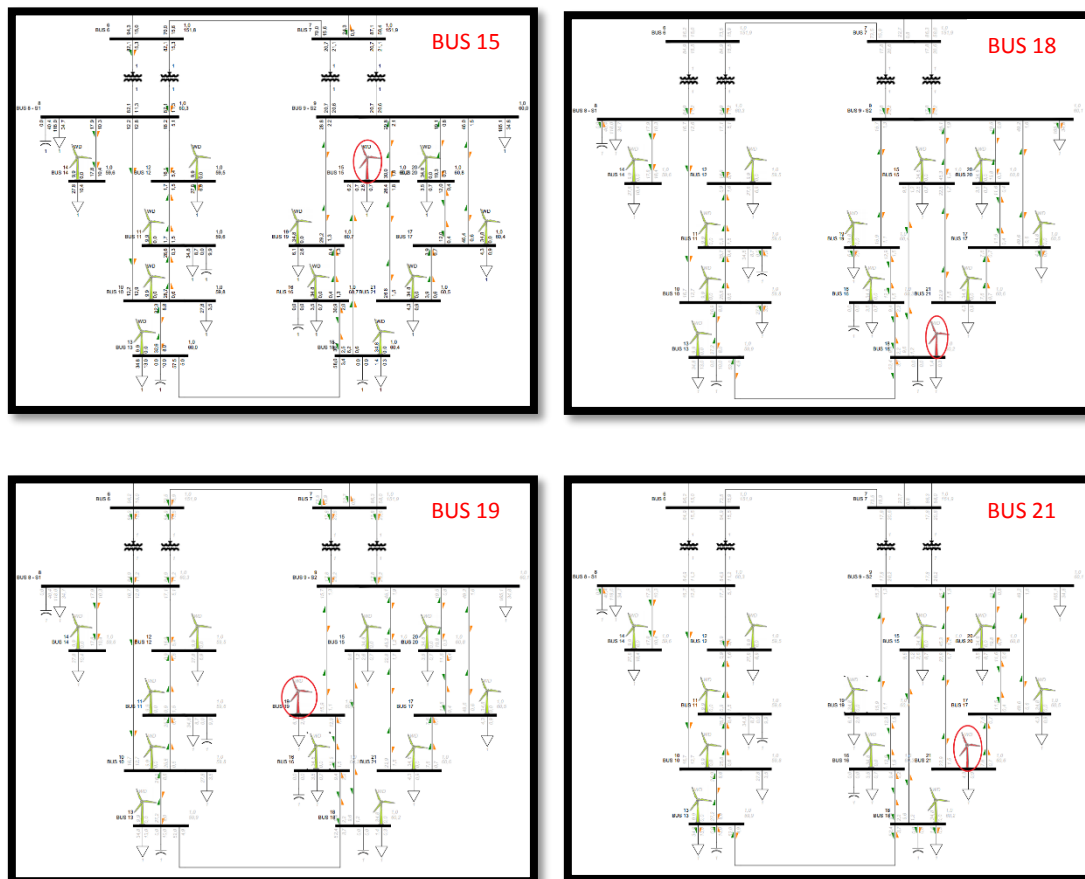


FIGURA 5-20 RESTANTES SOLUÇÕES ENCONTRADAS PELO ALGORITMO KCA PARA A HORA 24

Com esta nova simulação ficou provado que o algoritmo é capaz de simular uma rede mais complexa, composta por uma área em MAT e outra em AT com geração distribuída. Prova também que o algoritmo de minimização do *curtailment* é capaz de identificar congestionamentos que possam suceder nas próximas 24 horas e automaticamente procurar soluções inteligentes para resolver os congestionamentos, minimizando quer o *curtailment* de eólica quer as perdas da rede. Prova também que é capaz de encontrar soluções ricas que do ponto de vista quer quantitativo quer qualitativo.

5.4.3 OUTROS DADOS FORNECIDOS PELA PLATAFORMA

Em cada ciclo, ou seja, para cada hora simulada o programa analisa a rede sem qualquer tipo de correção, por forma a identificar potenciais violações dos parâmetros de segurança. Os resultados para cada hora são registados num ficheiro *Excel*[®], sendo que a última folha do ficheiro é um resumo das 24 horas com os dados mais importantes. Neste relatório é possível obter informação acerca dos níveis de tensão em cada barramento da rede, a ocupação de geradores, linhas e transformadores, assim como da evolução da geração e carga ao longo das 24 horas, conforme se pode observar no Anexo 2.

Sempre que for detetada pelo programa uma violação dos parâmetros de segurança da rede, é acionado automaticamente o algoritmo de gestão de congestionamentos. O algoritmo identifica qual a melhor solução, do ponto de vista do *curtailment* de parques eólicos e depois, se existirem mais de uma com o mesmo desempenho (fitness) escolhe a que traduzir as menores perdas para o sistema, sendo essa a melhor solução. Após resolver o congestionamento avalia novamente os parâmetros da rede e escreve os resultados numa nova folha, para que se possa verificar a ausência de violações dos limites da rede e o resultado final.

Do mesmo modo, à medida que o programa vai simulando a rede para as várias horas grava os dados em ficheiro compatível com o *PSS/E*[®] (Ficheiro.sav) para possibilitar uma posterior análise da rede para cada hora.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

CAPÍTULO 6

**CONCLUSÕES E TRABALHO
FUTURO**

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

CONCLUSÕES

No presente trabalho foram elaborados dois estudos, o primeiro no âmbito do planeamento de redes onde se estudou a possibilidade de aplicar uma nova metodologia (CBA Multicritério) para a avaliação a nível nacional de projetos de investimento em redes de transporte de eletricidade. O segundo estudo encontra-se diretamente relacionado com a operação de redes, tendo-se desenvolvido uma plataforma em Python que permite, perante uma previsão de carga e geração para as 24 horas seguintes, prever as situações de possível congestionamento da rede com implicação de *curtailment* de RES, nomeadamente eólica e cujo objetivo passa por minimizar esse mesmo *curtailment* de uma forma “*smart*” de modo integrar o máximo de RES sem comprometer os limites técnicos de operação da rede.

Relativamente ao primeiro estudo, obtiveram-se as seguintes respostas às questões inicialmente colocadas:

Q1. De que forma pode a metodologia CBA Multicritério ser implementada para avaliação de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica no contexto nacional?

Neste trabalho foi possível constatar a possibilidade de utilizar a metodologia CBA Multicritério para a avaliação de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica no contexto nacional. Apesar de esta metodologia estar mais direcionada para projetos com impacto a nível europeu, nomeadamente projetos que envolvam interligações energéticas com países vizinhos, a sua aplicação em projetos nacionais é igualmente válida, uma vez que as restantes dimensões da avaliação, como sejam o impacto na segurança de fornecimento, emissões de CO₂ ou integração de RES fornecem informação variada e útil ao processo de decisão.

Q2. Como pode a metodologia CBA Multicritério contribuir para a identificação de reforços de rede MAT pelos TSOs de forma a possibilitar o atingimento das metas europeias?

Para os TSOs esta metodologia pode apresentar várias vantagens na avaliação dos projetos de investimento nacionais. Em primeiro lugar é uma metodologia multicritério, a qual permite avaliar os projetos de investimento sob um espectro muito amplo de critérios, independentemente do seu âmbito. Por outro lado ao ser uma metodologia que irá ser aplicada pelos vários membros da ENTSO-E para a avaliação de projetos no âmbito do TYNDP, os projetos nacionais não necessitam uma avaliação completamente nova se o TSO entender propor o projeto ao TYNDP como PIC, uma vez que a avaliação assenta na mesma

estrutura. Por fim esta metodologia apresenta um conjunto de indicadores técnico-económicos que são cada vez mais solicitados pelos reguladores a fim de serem tidos em conta para estimar o impacto de cada projeto no que concerne às emissões de CO₂ ou à integração de RES.



Na segunda parte do trabalho procedeu-se ao estudo da integração de RES no contexto operacional. Nesta secção do trabalho foi também apresentada a metodologia e a plataforma desenvolvida para a minimização do *curtailment* em caso de congestionamento, tendo sido apresentados dois exemplos da sua aplicação com duas redes que ilustram casos típicos de redes com presença de geração RES distribuída.

Deste modo foi igualmente possível responder às questões inicialmente colocadas:

Q3. Como pode ser realizada a minimização do *curtailment* de RES de forma eficiente?

Neste trabalho optou-se por abordar a problemática da minimização do *curtailment* de RES através do desenvolvimento de uma plataforma de apoio à decisão na gestão operacional da rede. A minimização do *curtailment* de RES foi feita através da utilização de um algoritmo evolucionário (KCA). Este algoritmo é capaz de identificar as combinações que traduzem o *curtailment* mínimo de RES para as situações de congestionamento identificadas, através de uma procura inteligente. Numa segunda fase é ainda capaz, de entre as soluções encontradas, escolher aquela que minimiza as perdas da rede, otimizando a seleção. De acordo com a metodologia proposta verificou-se que o algoritmo KCA responde adequadamente às necessidades do problema tendo sido possível utilizá-lo para resolver os casos ilustrados. Neste sentido e comparativamente ao método tradicional, que geralmente consiste em desligar todo o recurso RES na área afetada, a metodologia desenvolvida permite reduzir o desperdício deste recurso, ao mesmo tempo que garante a operação da rede com os equipamentos, mais concretamente as linhas e transformadores, a funcionar dentro dos limites estabelecidos.

Q4. O algoritmo utilizado é adequado à gestão operacional de redes em ambiente de forte penetração de RES?

O algoritmo KCA utilizado, juntamente com a adaptação proposta em 4.4.1, provou ser adequado à resolução do problema da minimização do *curtailment* de RES e ter um desempenho, pelo menos tão bom quanto as modificações apresentadas em [27]. Contudo a sua principal característica é a garantia da variedade das soluções durante a execução do mesmo. Neste caso, ao ir progressivamente adaptando a geração das novas chaves com base nas melhores do chaveiro anterior permite ir ao encontro da chave ótima sem saturar rapidamente o algoritmo. Esta propriedade foi observada durante a execução dos exemplos ilustrados onde com apenas 10 iterações foi sempre capaz de encontrar a solução ótima ao problema.

Os principais contributos deste trabalho são:

1. A validação da aplicação da metodologia CBA Multicritério na avaliação de projetos de investimento em redes de transporte no contexto nacional;
2. A criação e demonstração de uma plataforma capaz de prever e resolver congestionamentos de rede com base na minimização do *curtailment* de RES.

TRABALHO FUTURO

Ao longo do trabalho foram identificadas algumas linhas de orientação para trabalho futuro baseadas em alguns desenvolvimentos alcançados durante a elaboração do mesmo, as quais se passam a listar:

1. Ilustrar a forma de cálculo dos restantes indicadores da metodologia CBA Multicritério que não foram objeto de desenvolvimento neste trabalho;
2. Aumentar o nível de discretização dos produtores RES, com base no número de equipamentos que compõe o centro produtor, por forma a conseguir distinguir vários níveis de *curtailment* disponíveis para um mesmo centro produtor.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

BIBLIOGRAFIA

-
- [1] Parlamento Europeu e do Conselho, “Regulamento N.º 347/2013 de 17 de Abril relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias,” 2013.
- [2] ENTSO-E, “Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, 14/11/2013,” 2013.
- [3] Comissão Europeia, “Roteiro para a Energia 2050,” 2011.
- [4] Parlamento Europeu e do Conselho, *Diretiva 2009/28/EC de 23 de Abril de 2009 relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis*, 2009.
- [5] Conselho Europeu, “Conclusões do Conselho Europeu 25/26 de Março de 2010,” 2010.
- [6] Parlamento Europeu e Conselho, *Diretiva n.º 2009/72/CE de 13 de Julho*, 2009.
- [7] Parlamento Europeu e Conselho, *Diretiva n.º 2009/73/CE de 13 de Julho*, 2009.
- [8] ENTSO-E, “ENTSO-E Regional Groups,” [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx>. [Acedido em 01 06 2014].
- [9] ENTSO-E, “10-Year Network Development Plan 2012 - TYNDP,” 2012. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>.
- [10] Governo de Portugal, *Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de Junho*, 2007.
- [11] Governo de Portugal, *Decreto-Lei n.º 172/2006 de 23 de Agosto*, 2006.
- [12] REN, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte a 31-12-2013,” 2014.
- [13] ERSE, “Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI),” 2013.
- [14] Governo de Portugal, *Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro*, 2006.
- [15] REN, “Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o Período 2014-2023,” 2014. [Online]. Available: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/46_1/PDIRT-E%202013.pdf. [Acedido em 01 06 2014].
- [16] F. Reis, “Calendarização de Investimentos e Convergência de Decisão no Planeamento de Redes de Muito Alta Tensão, Tese de Doutoramento IST,” 2005.
- [17] Governo de Portugal, *Portaria n.º 596/2010 de 30 de Julho, Anexo I – Regulamento da Rede de Transporte*, 2010.

- [18] Transmission Transfer Capability Task Force, North American Electric Reliability Council (NERC), "Available Transfer Capability Definitions and Determination," 1996.
- [19] ETSO, "Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets," 2001.
- [20] ETSO (ENTSO-E), "Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets - Final Report," Abril 2001. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_transferCapacityDefinitions.pdf. [Acedido em 01 06 2014].
- [21] Governo de Portugal, *Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020*, RCM n.º 20/2013, DR, 1.ª Série, n.º 70 de 10 de Abril de 2013, 2013.
- [22] Redes Energéticas Nacionais (REN), "PDIRT Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade 2014-2023," http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/46_1/PDIRT-E%202013.pdf, 01-06-2014, 2014.
- [23] M. Mashhour, M. A. Golkar e S. M. Moghaddas-Tafreshi, "Distributed Generation Expansion Planning in Active Distribution Network," em *21st International Conference on Electricity Distribution - CIRED*, Frankfurt, 2011.
- [24] Governo de Portugal, *Decreto-Lei n.º 215-B/2012 de 8 de Outubro*, 2012.
- [25] ERSE, "Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico," 2014.
- [26] J. Qin, "A new Optimization Algorithm and Its Application – Key Cutting Algorithm," em *2009 IEEE International Conference on Grey Systems and Intelligent Services*, November 10-12, 2009, Nanjing, China, 2009.
- [27] U. Leeton e T. Kulworawanichpong, "Application of Key Cutting Algorithms for Optimal Power Flow Problems," em *ECTI TRANSACTIONS ON ELECTRICAL ENG., ELECTRONICS, AND COMMUNICATIONS VOL.10, NO.1*, 2012, pp. 108 - 122.
- [28] REN, "<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/Paginas/CIHomePage.aspx>," 23 03 2014. [Online]. [Acedido em 10 07 2014].
- [29] B. C. Ummels, . M. Gibescu, E. Pelgrum, W. L. Kling e A. J. Brand, "Impacts of Wind Power on Thermal Generation Unit Commitment and Dispatch," em *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 22, NO. 1*, 2007, pp. 44 - 51.
- [30] University of Washington, "Power Systems Test Case Archive," [Online]. Available: http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm. [Acedido em 10 07 2014].
- [31] ERSE, "Parâmetros de regulação para o período 2012-2014," 2011.

[32] Governo de Portugal, *Decreto-Lei n.º 225/2007 de 31 de Maio*, 2007.

[33] IEA WIND, "2012 Annual Report," 2013.

ANEXOS

TABELA A1-1 DADOS DOS BARRAMENTOS E GERAÇÃO DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 3

BUS & GENERATION DATA											
Bus Number	Bus Name	Base kV	Code	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Mbase (MVA)	VSched (pu)
1	BUS 1	400	3	242,06	250,00	-250,00	-16,32	150,00	-150,00	300,00	1,05
2	BUS 2	400	2	40,00	50,00	-50,00	50,00	50,00	-40,00	75,00	1,05
3	BUS 3	400	2	0,00	0,00	0,00	36,38	40,00	0,00	75,00	1,01
4	BUS 4	400	1	---	---	---	---	---	---	---	---
5	BUS 5	400	1	---	---	---	---	---	---	---	---
6	BUS 6	150	2	0,00	0,00	0,00	24,00	24,00	-6,00	50,00	1,05
7	BUS 7	220	1	---	---	---	---	---	---	---	---
8	BUS 8	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
9	BUS 9	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---
10	BUS 10	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---
11	BUS 11	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---
12	BUS 12	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---
13	BUS 13	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---
14	BUS 14	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---

TABELA A1-2 DADOS DE CARGA, GERAÇÃO EÓLICA E BATERIAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 3

LOAD & WIND GENERATION & FIXED SHUNT DATA								
Bus Number	Bus Name	Base kV	LOAD		WIND GENERATION		FIXED SHUNT	
			Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pwind (MW)	Qwind (Mvar)	G-Shunt (MW)	B-Shunt (Mvar)
2	BUS 2	400	21,70	12,70	---	---	---	---
3	BUS 3	400	94,20	19,00	---	---	---	---
4	BUS 4	400	47,80	-3,90	---	---	---	---
5	BUS 5	400	7,60	1,60	---	---	---	---
6	BUS 6	150	11,20	7,50	---	---	---	---
8	BUS 8	60	5,00	2,00	-24,00	0,00	---	---
9	BUS 9	150	29,50	16,60	---	---	0,00	40,00
10	BUS 10	150	9,00	5,80	---	---	---	---
11	BUS 11	150	3,50	1,80	---	---	---	---
12	BUS 12	150	6,10	1,60	---	---	---	---
13	BUS 13	150	13,50	5,80	---	---	---	---
14	BUS 14	150	14,90	5,00	---	---	---	---

TABELA A1-3 DADOS DAS LINHAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 3

BRANCHES DATA						
From Bus Number	To Bus Number	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate (MVA)
1	2	1	0,01938	0,05917	0,05280	200
1	5	1	0,05403	0,22304	0,04920	100
2	3	1	0,04699	0,19797	0,04380	100
2	4	1	0,05811	0,17632	0,03400	100
2	5	1	0,05695	0,17388	0,03460	100
3	4	1	0,06701	0,17103	0,01280	100
4	5	1	0,01335	0,04211	0,00000	100
6	11	1	0,09498	0,19890	0,00000	40
6	12	1	0,12291	0,25581	0,00000	40
6	13	1	0,06615	0,13027	0,00000	40
9	10	1	0,03181	0,08450	0,00000	40
9	14	1	0,12711	0,27038	0,00000	40
10	11	1	0,08205	0,19207	0,00000	40
12	13	1	0,22092	0,19988	0,00000	15
13	14	1	0,17093	0,34802	0,00000	15

TABELA A1-4 DADOS DOS TRANSFORMADORES DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 3

TRANSFORMERS DATA						
From Bus Number	To Bus Number	Id	Specified R (pu or watts)	Specified X (pu)	Wnd 2 Ratio (pu or kV)	Rate (MVA)
4	7	1	0,00000	0,20912	0,978	250
4	9	1	0,00000	0,55618	0,969	250
5	6	1	0,00000	0,25202	0,932	250
7	8	1	0,00000	0,17615	1,000	63
7	9	1	0,00000	0,11001	1,000	63

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO CBA MULTICRITÉRIO

TABELA A1-5 RESULTADOS DO CÁLCULO DO ATRIBUTO LOLE DO INDICADOR SoS

VOLL_unit (€/MWh)	1500										
	BASE/P1/P2										
P (MW)	P_on	P_off	G 1	G 2	P.Disp. (MW)	P(A)	LOLP	LOLE (h/ano)	LOLE (MWh/ano)	VOLL (k€)	
G1	250	0,90	0,10	0	0	0	0,015	0,015	131	657	986
G2	50	0,85	0,15	0	1	50	0,085	0,000			
				1	0	250	0,135	0,000			
				1	1	300	0,765	0,000			
						Acumul.	1,000	0,015			
P3											
P (MW)	P_on	P_off	G 1	G 2	W D	P.Disp. (MW)	P(A)	LOLP	LOLE (h/ano)	LOLE (MWh/ano)	VOLL (k€)
G1	250	0,90	0,10	0	0	0	0,011	0,011	95	473	710
G2	50	0,85	0,15	0	0	1	24	0,004	0,000		
WD	24	0,28	0,72	0	1	0	50	0,061	0,000		
				0	1	1	74	0,024	0,000		
				1	0	0	250	0,097	0,000		
				1	0	1	274	0,038	0,000		
				1	1	0	300	0,551	0,000		
				1	1	1	324	0,214	0,000		
						Acumul.	1,000	0,011			

TABELA A1-6 RESULTADOS DO CÁLCULO DO INDICADOR DE VARIAÇÃO DAS PERDAS

VARIAÇÃO PERDAS					
€/MWh		Base			
		Base	P1	P2	P3
37,33	MWh	18,150	17,949	14,611	15,179
	MWh/ano	158994	157233	127992	132968
	M€/ano	5,935	5,870	4,778	4,964
	Δ MWh		-0,201	-3,539	-2,971
	Δ MWh/ano		-1761	-31002	-26026
	Δ M€/ano		-0,066	-1,157	-0,972

TABELA A1-7 RESULTADOS DO CÁLCULO DO INDICADOR DE VARIACÃO DAS EMISSÕES DE CO₂

		VARIACÃO CO ₂				
		PINT	P1	P2	P3	
ECE (€/ton)	20	ton/ano	0	0	0	-21781
		k€/ano	0	0	0	-436
CCR (kg/MWh)	370					

TABELA A1-8 RESULTADOS DO CÁLCULO DO INDICADOR DE INTEGRAÇÃO DE RES

	Caso Base PINT	INTEGRAÇÃO DE RES			Projeto C
		Projeto A	Projeto B		
Δ RES (MW)	0	0	0	0	24

TABELA A2-1 DADOS DOS BARRAMENTOS E GERAÇÃO DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5

BUS & GENERATION DATA												
Bus Number	Bus Name	Base kV	Code	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Mbase (MVA)	VSched (pu)	
1	BUS 1	400	3	242,06	250,00	-250,00	-16,32	150,00	-150,00	300	1,05	
2	BUS 2	400	2	40,00	50,00	-50,00	50,00	50,00	-40,00	75	1,05	
3	BUS 3	400	2	40,00	50,00	-50,00	50,00	50,00	-40,00	75	1,01	
4	BUS 4	400	1	---	---	---	---	---	---	---	---	
5	BUS 5	400	1	---	---	---	---	---	---	---	---	
6	BUS 6	150	2	---	---	---	---	---	---	---	---	
7	BUS 7	220	1	---	---	---	---	---	---	---	---	
8	BUS 8	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---	
9	BUS 9	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---	
10	BUS 10	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---	
11	BUS 11	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---	
12	BUS 12	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---	
13	BUS 13	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---	
14	BUS 14	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---	

TABELA A2-2 DADOS DE CARGA, GERAÇÃO EÓLICA E BATERIAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5

LOAD & WIND GENERATION & FIXED SHUNT DATA									
Bus Number	Bus Name	Base kV	LOAD		WIND GENERATION		FIXED SHUNT		
			Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pwind (MW)	Qwind (Mvar)	G-Shunt (MW)	B-Shunt (Mvar)	
2	BUS 2	400	21,70	12,70	---	---	---	---	
3	BUS 3	400	94,20	19,00	---	---	---	---	
4	BUS 4	400	47,80	-3,90	---	---	---	---	
5	BUS 5	400	7,60	1,60	---	---	---	---	
6	BUS 6	150	14,00	9,00	-35,00	0,00	---	---	
8	BUS 8	60	---	---	-35,00	0,00	---	---	
9	BUS 9	150	29,50	16,60	---	---	0,00	40,00	
10	BUS 10	150	---	---	-35,00	0,00	---	---	
11	BUS 11	150	3,50	1,80	-35,00	0,00	---	---	
12	BUS 12	150	6,10	1,60	---	---	---	---	
13	BUS 13	150	13,50	5,80	---	---	---	---	
14	BUS 14	150	---	---	-35,00	0,00	---	---	

TABELA A2-3 DADOS DAS LINHAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5

BRANCHES DATA						
From Bus Number	To Bus Number	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate (MVA)
1	2	1	0,01938	0,05917	0,05280	200
1	5	1	0,05403	0,22304	0,04920	100
2	3	1	0,04699	0,19797	0,04380	100
2	4	1	0,05811	0,17632	0,03400	100
2	5	1	0,05695	0,17388	0,03460	100
3	4	1	0,06701	0,17103	0,01280	100
4	5	1	0,01335	0,04211	0,00000	100
6	11	1	0,09498	0,19890	0,00000	40
6	12	1	0,12291	0,25581	0,00000	40
6	13	1	0,06615	0,13027	0,00000	40
9	10	1	0,03181	0,08450	0,00000	40
9	14	1	0,12711	0,27038	0,00000	40
10	11	1	0,08205	0,19207	0,00000	40
12	13	1	0,22092	0,19988	0,00000	15
13	14	1	0,17093	0,34802	0,00000	15

TABELA A2-4 DADOS DOS TRANSFORMADORES DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5

TRANSFORMERS DATA						
From Bus Number	To Bus Number	Id	Specified R (pu or watts)	Specified X (pu)	Wnd 2 Ratio (pu or kV)	Rate (MVA)
4	7	1	0,00000	0,20912	0,978	250
4	9	1	0,00000	0,55618	0,969	250
5	6	1	0,00000	0,25202	0,932	250
7	8	1	0,00000	0,17615	1,000	63
7	9	1	0,00000	0,11001	1,000	63

DADOS DA REDE MAT/AT

Esta rede foi criada de modo a ilustrar uma rede MAT/AT em que os parques eólicos se encontram distribuídos na área AT. Esta rede é empregue no capítulo 5 e é ilustrada na Figura A2-2 e as suas características descritas nas Tabelas A2.5 a A2.8.

Na Figura A2-2 pode-se observar a topologia da rede utilizada no ponto 5.4.2 com os vários parques eólicos considerados na simulação.

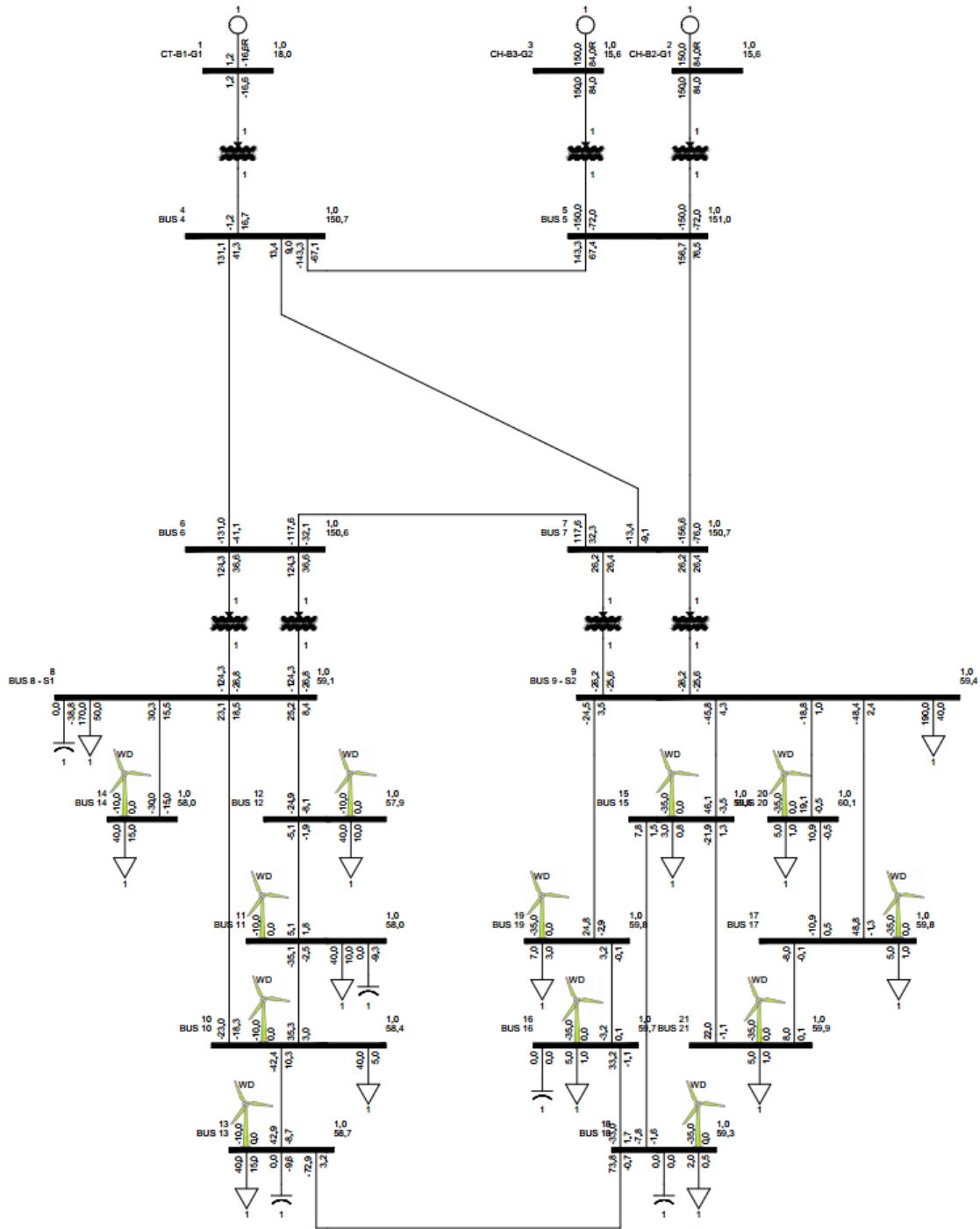


FIGURA A2-2 DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE MAT/AT EMPREGUE NO CAPÍTULO 5

TABELA A2-5 DADOS DOS BARRAMENTOS E GERAÇÃO DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5

BUS & GENERATION DATA											
Bus Number	Bus Name	Base kV	Code	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Mbase (MVA)	VSched (pu)
1	CT-B1-G1	18	3	1,25	298,00	0,00	-16,61	190,00	-75,00	340	1,00
2	CH-B2-G1	15	2	150,00	223,00	0,00	84,01	185,00	-76,00	250	1,04
3	CH-B3-G2	15	2	150,00	223,00	0,00	84,01	185,00	-76,00	250	1,04
4	BUS 4	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---
5	BUS 5	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---
6	BUS 6	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---
7	BUS 7	150	1	---	---	---	---	---	---	---	---
8	BUS 8 - S1	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
9	BUS 9 - S2	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
10	BUS 10	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
11	BUS 11	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
12	BUS 12	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
13	BUS 13	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
14	BUS 14	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
15	BUS 15	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
16	BUS 16	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
17	BUS 17	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
18	BUS 18	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
19	BUS 19	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
20	BUS 20	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---
21	BUS 21	60	1	---	---	---	---	---	---	---	---

TABELA A2-6 DADOS DE CARGA, GERAÇÃO EÓLICA E BATERIAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5

LOAD & WIND GENERATION & FIXED SHUNT DATA									
Bus Number	Bus Name	Base kV	LOAD		WIND GENERATION		FIXED SHUNT		
			Pload (MW)	Qload (Mvar)	Pwind (MW)	Qwind (Mvar)	G-Shunt (MW)	B-Shunt (Mvar)	
8	BUS 8 - S1	60,000	60	170,00	50,00	---	---	0,00	40,00
9	BUS 9 - S2	60,000	60	190,00	40,00	---	---	---	---
10	BUS 10	60,000	60	40,00	5,00	-10,00	0,00	---	---
11	BUS 11	60,000	60	40,00	10,00	-10,00	0,00	0,00	10,00
12	BUS 12	60,000	60	40,00	10,00	-10,00	0,00	---	---
13	BUS 13	60,000	60	40,00	15,00	-10,00	0,00	0,00	10,00
14	BUS 14	60,000	60	40,00	15,00	-10,00	0,00	---	---
15	BUS 15	60,000	60	3,00	0,80	-35,00	0,00	---	---
16	BUS 16	60,000	60	5,00	1,00	-35,00	0,00	---	---
17	BUS 17	60,000	60	5,00	1,00	-35,00	0,00	---	---
18	BUS 18	60,000	60	2,00	0,50	-35,00	0,00	---	---
19	BUS 19	60,000	60	7,00	3,00	-35,00	0,00	---	---
20	BUS 20	60,000	60	5,00	1,00	-35,00	0,00	---	---
21	BUS 21	60,000	60	5,00	1,00	-35,00	0,00	---	---

TABELA A2-7 DADOS DAS LINHAS DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5

BRANCHES DATA						
From Bus Number	To Bus Number	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate (MVA)
4	5	1	0,000263	0,001799	0,000631	250
4	6	1	0,000263	0,001800	0,000631	250
4	7	1	0,000263	0,001800	0,000631	250
5	7	1	0,000263	0,001800	0,000631	250
6	7	1	0,000263	0,001800	0,000631	250
8	10	1	0,014310	0,041390	0,002210	160
8	12	1	0,039750	0,114960	0,006150	160
8	14	1	0,023850	0,068980	0,003690	160
9	15	1	0,012670	0,038000	0,000500	120
9	17	1	0,015830	0,047500	0,000630	80
9	19	1	0,044330	0,133000	0,001750	80
9	20	1	0,069670	0,209000	0,002750	80
10	11	1	0,015830	0,047500	0,000630	80
10	13	1	0,028500	0,085500	0,001130	80
11	12	1	0,015830	0,047500	0,000630	80
13	18	1	0,015830	0,047500	0,000630	60
14	16	1	0,015900	0,045980	0,002460	160
15	18	1	0,038000	0,114000	0,001500	80
15	21	1	0,022170	0,047500	0,000630	80
16	18	1	0,022170	0,066500	0,000880	80
16	19	1	0,022170	0,066500	0,000880	80
17	20	1	0,050670	0,152000	0,002000	80
17	21	1	0,022170	0,066500	0,000880	80

TABELA A2-8 DADOS DOS TRANSFORMADORES DA REDE BASEADA NA IEEE 14 UTILIZADA NO CAPÍTULO 5

TRANSFORMERS DATA						
From Bus Number	To Bus Number	Id	Specified R (pu or watts)	Specified X (pu)	Wnd 2 Ratio (pu or kV)	Rate (MVA)
1	4	1	0,00000	0,10000	1,00	340
2	5	1	0,00000	0,11000	1,00	250
3	5	1	0,00000	0,11000	1,00	250
6	8	1	0,00000	0,10000	1,00	170
6	8	2	0,00000	0,10000	1,00	170
7	9	1	0,00000	0,10000	1,00	170
7	9	2	0,00000	0,10000	1,00	170

PERFIS DE CARGA E GERAÇÃO

TABELA A2-9 PERFIL NORMALIZADO DE CARGA E GERAÇÃO UTILIZADOS

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Carga Doméstica	0,630	0,554	0,498	0,471	0,463	0,473	0,520	0,637	0,791	0,897	0,947	0,981
Carga Industrial	0,597	0,575	0,539	0,496	0,462	0,509	0,674	0,942	0,974	0,961	0,922	0,858
Central Hidráulica	0,544	0,525	0,543	0,564	0,571	0,564	0,564	0,562	0,834	0,996	1,000	0,985
Parque Eólico Tipo I	0,278	0,214	0,223	0,236	0,225	0,241	0,449	0,575	0,368	0,580	0,627	0,515
Parque Eólico Tipo II	0,643	0,679	0,613	0,452	0,451	0,485	0,431	0,324	0,326	0,309	0,410	0,431

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Carga Doméstica	0,993	0,943	0,923	0,891	0,879	0,898	0,948	0,965	0,930	0,858	0,771	0,694
Carga Industrial	0,982	0,972	0,975	0,929	0,954	0,923	0,912	0,865	0,912	0,937	0,924	0,869
Central Hidráulica	0,982	0,987	0,971	0,965	0,958	0,951	0,986	0,986	0,966	0,902	0,565	0,500
Parque Eólico Tipo I	0,649	0,673	0,836	0,728	0,795	0,696	0,654	0,559	0,708	0,726	0,744	0,705
Parque Eólico Tipo II	0,466	0,416	0,380	0,532	0,896	0,942	0,994	0,994	0,995	0,995	0,994	0,995

RESULTADOS DA ANÁLISE DA REDE IEEE 14 PARA A HORA 15

TABELA A2-10 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE IEEE 14 – HORA 15

BUSES DATA							
Bus Number	Name	Base kV	Code	Voltage(kV)	Voltage(pu)	Angle(Deg)	Voltage Limit?
1	BUS 1	400,000	3	416,000	1,040	0,000	OK
2	BUS 2	400,000	2	416,000	1,040	-0,227	OK
3	BUS 3	400,000	2	404,000	1,010	-2,781	OK
4	BUS 4	400,000	1	415,215	1,038	-0,424	OK
5	BUS 5	400,000	1	416,283	1,041	0,058	OK
6	BUS 6	150,000	1	144,730	0,965	4,408	OK
7	BUS 7	220,000	1	223,259	1,015	3,388	OK
8	BUS 8	60,000	1	60,814	1,014	6,263	OK
9	BUS 9	150,000	1	152,609	1,017	3,689	OK
10	BUS 10	150,000	1	152,776	1,019	5,455	OK
11	BUS 11	150,000	1	150,285	1,002	6,428	OK
12	BUS 12	150,000	1	143,697	0,958	3,996	OK
13	BUS 13	150,000	1	144,693	0,965	4,252	OK
14	BUS 14	150,000	1	152,169	1,014	6,446	OK

TABELA A2-11 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE IEEE 14 – HORA 15

CONVENTIONAL MACHINES DATA													
Bus Number	Name	Voltage (kV)	Code	PGen (MW)	QGen (Mvar)	PMax (MW)	PMin (MW)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Base MVA	S (MVA)	Percentage (%)	Overload (?)
1	BUS 1	416,000	3	6,001	-7,843	250	-250	150	-150	300	9,875	3,292	OK
2	BUS 2	416,000	2	38,840	16,014	50	-50	50	-40	75	42,012	56,016	OK
3	BUS 3	404,000	2	38,840	1,619	50	-50	50	-40	75	38,874	51,832	OK

TABELA A2-12 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE IEEE 14 – HORA 15

EOLIC GENERATORS DATA										
Bus Number	Name	Voltage(kV)	Id	PGen(MW)	QGen(Mvar)	S(MVA)	S Base(MVA)	Percentage(%)	Status(I/O)	
6	BUS 6	144,730	WD	-29,260	0,000	29,260	35,000	0,836	1	
8	BUS 8	60,814	WD	-29,260	0,000	29,260	35,000	0,836	1	
10	BUS 10	152,776	WD	-29,260	0,000	29,260	35,000	0,836	1	
11	BUS 11	150,285	WD	-29,260	0,000	29,260	35,000	0,836	1	
14	BUS 14	152,169	WD	-29,260	0,000	29,260	35,000	0,836	1	

TABELA A2-13 DADOS DE CARGA – REDE IEEE 14 – HORA 15

LOAD DATA							
Bus Number	Name	Id	SLoad(MVA)	ILoad(MVA)	YLoad(MVA)	TotalLoad(MVA)	1-Dom/2-Ind
2	BUS 2	1	23,207	0,000	0,000	23,207	1
3	BUS 3	1	93,695	0,000	0,000	93,695	2
4	BUS 4	1	44,266	0,000	0,000	44,266	1
5	BUS 5	1	7,572	0,000	0,000	7,572	2
6	BUS 6	1	15,362	0,000	0,000	15,362	1
9	BUS 9	1	33,004	0,000	0,000	33,004	2
11	BUS 11	1	3,837	0,000	0,000	3,837	2
12	BUS 12	1	5,821	0,000	0,000	5,821	1
13	BUS 13	1	14,326	0,000	0,000	14,326	2

TABELA A2-14 DADOS DE BATERIAS DE CONDENSADORES SHUNT – REDE IEEE 14 – HORA 15

FIXED SHUNT DATA					
Bus Number	Name	Base Voltage(kV)	Shunt Act(Mvar)	Shunt Nom(Mvar)	Status (I/O)
9	BUS 9	150,000	41,404	40,000	1

TABELA A2-15 DADOS DAS LINHAS – REDE IEEE 14 – HORA 15

BRANCHES DATA														
From Number	From Name	To Number	To Name	Status (I/O)	Current (A)	Current (PU)	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	Rate (MVA)	Rate PCT (%)	PLosses (MW)	QLosses (Mvar)	Overload?
1	BUS 1	2	BUS 2	1	11,416	0,079	6,543	-4,984	8,225	200,000	3,955	0,0085	0,0259	OK
1	BUS 1	5	BUS 5	1	4,038	0,028	-0,543	-2,859	2,910	100,000	2,798	0,0002	0,0007	OK
2	BUS 2	3	BUS 3	1	37,701	0,261	26,039	7,738	27,165	100,000	26,120	0,3390	1,4280	OK
2	BUS 2	4	BUS 4	1	3,680	0,025	2,242	-1,416	2,652	100,000	2,550	0,0028	0,0085	OK
2	BUS 2	5	BUS 5	1	4,456	0,031	-2,923	-1,329	3,211	100,000	3,087	0,0047	0,0142	OK
3	BUS 3	4	BUS 4	1	39,946	0,277	-27,302	-5,994	27,952	100,000	27,676	0,5084	1,2976	OK
4	BUS 4	5	BUS 5	1	29,878	0,207	-21,485	0,321	21,488	100,000	20,700	0,0572	0,1804	OK
6	BUS 6	11	BUS 11	1	88,565	0,230	-20,816	-7,722	22,202	40,000	57,525	0,5029	1,0531	OK
6	BUS 6	12	BUS 12	1	13,229	0,034	3,127	1,105	3,316	40,000	8,592	0,0145	0,0302	OK
6	BUS 6	13	BUS 13	1	6,959	0,018	1,624	-0,637	1,745	40,000	4,520	0,0022	0,0043	OK
9	BUS 9	10	BUS 10	1	133,803	0,348	-33,343	11,796	35,368	40,000	86,907	0,3844	1,0212	OK
9	BUS 9	14	BUS 14	1	63,073	0,164	-14,440	8,334	16,672	40,000	40,967	0,3413	0,7261	OK
10	BUS 10	11	BUS 11	1	44,003	0,114	-4,419	10,773	11,644	40,000	28,580	0,1072	0,2510	OK
12	BUS 12	13	BUS 13	1	10,208	0,027	-2,508	-0,405	2,541	15,000	17,680	0,0155	0,0141	OK
13	BUS 13	14	BUS 14	1	62,145	0,161	-14,057	-6,706	15,574	15,000	107,638	0,4456	0,9072	Overload

TABELA A2-16 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE IEEE 14 – HORA 15

TRANSFORMERS DATA											
From Bus	To Bus	Name	ID	Status(I/O)	S(MVA)	Rate(MVA)	RatePCT(%)	P_Losses(MW)	Q_Losses(Mvar)	Overload?	
	4	7	TR1	1	1	34,263	250,000	13,203	0,0000	2,2783	OK
	4	9	TR2	1	1	14,159	250,000	5,456	0,0000	1,0348	OK
	5	6	TR3	1	1	32,609	250,000	12,533	0,0000	2,4743	OK
	7	8	TR4	1	1	29,329	63,000	45,875	0,0000	1,4713	OK

RESULTADOS DA ANÁLISE DA REDE IEEE 14 PARA AS 24 HORAS

TABELA A2-17 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS

SUMMARY OF THE 24 HOURS																											
BUS DATA																											
Bus Number	Bus Name	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Un (kV)	
1	BUS 1	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	400
2	BUS 2	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	400
3	BUS 3	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	400
4	BUS 4	1,040	1,040	1,042	1,043	1,044	1,043	1,044	1,039	1,032	1,035	1,036	1,035	1,035	1,036	1,038	1,038	1,039	1,038	1,037	1,036	1,038	1,039	1,040	1,042	400	
5	BUS 5	1,043	1,043	1,044	1,046	1,046	1,046	1,046	1,042	1,035	1,038	1,039	1,038	1,038	1,039	1,041	1,041	1,041	1,041	1,040	1,039	1,041	1,041	1,043	1,044	400	
6	BUS 6	0,986	0,988	0,992	0,994	0,996	0,994	0,989	0,977	0,968	0,968	0,968	0,968	0,964	0,966	0,965	0,969	0,967	0,969	0,968	0,969	0,968	0,969	0,973	0,977	150	
7	BUS 7	1,032	1,033	1,035	1,038	1,039	1,037	1,033	1,022	1,015	1,017	1,018	1,019	1,014	1,016	1,015	1,018	1,017	1,018	1,018	1,019	1,018	1,018	1,020	1,024	220	
8	BUS 8	1,032	1,033	1,035	1,038	1,039	1,037	1,033	1,021	1,014	1,016	1,017	1,018	1,014	1,015	1,014	1,017	1,016	1,017	1,017	1,019	1,017	1,017	1,019	1,023	60	
9	BUS 9	1,040	1,041	1,045	1,048	1,049	1,047	1,041	1,026	1,018	1,020	1,021	1,023	1,017	1,019	1,017	1,021	1,020	1,022	1,022	1,023	1,022	1,022	1,024	1,028	150	
10	BUS 10	1,034	1,034	1,038	1,041	1,043	1,040	1,037	1,024	1,013	1,018	1,019	1,020	1,016	1,017	1,019	1,021	1,020	1,021	1,020	1,021	1,021	1,021	1,024	1,028	150	
11	BUS 11	1,013	1,013	1,017	1,020	1,022	1,020	1,018	1,007	0,994	0,999	1,001	1,000	0,997	0,999	1,002	1,004	1,004	1,003	1,002	1,001	1,003	1,004	1,007	1,011	150	
12	BUS 12	0,983	0,986	0,990	0,993	0,994	0,992	0,987	0,972	0,961	0,961	0,960	0,961	0,956	0,959	0,958	0,962	0,961	0,962	0,961	0,962	0,961	0,963	0,967	0,973	150	
13	BUS 13	0,988	0,990	0,994	0,997	0,999	0,997	0,991	0,975	0,965	0,966	0,967	0,968	0,962	0,965	0,965	0,968	0,967	0,969	0,967	0,968	0,968	0,969	0,973	0,978	150	
14	BUS 14	1,024	1,024	1,028	1,031	1,033	1,031	1,030	1,018	1,004	1,010	1,013	1,012	1,009	1,011	1,014	1,016	1,016	1,015	1,014	1,013	1,015	1,016	1,019	1,023	150	

TABELA A2-18 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS

CONV. MACHINES DATA																										
Bus Number	Bus Name	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MVA)
1	BUS 1	58,956	61,631	47,883	34,962	30,561	36,205	29,008	58,392	91,666	47,357	37,229	51,733	48,336	37,494	9,875	18,609	10,898	24,958	32,202	43,388	22,842	22,399	37,698	34,700	300
2	BUS 2	25,637	24,441	23,310	23,170	23,224	23,243	23,417	27,716	42,080	44,224	44,086	44,643	45,047	43,883	42,012	41,476	40,997	41,287	43,295	43,921	41,986	39,170	28,229	24,496	75
3	BUS 3	25,904	25,751	28,108	30,842	32,462	30,347	25,551	22,962	33,882	39,863	40,016	39,585	39,398	39,524	38,874	38,615	38,321	38,055	39,477	39,630	38,683	36,080	22,871	20,010	75

TABELA A2-19 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS

EOLIC MACHINES DATA																										
Bus Number	Bus Name	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MVA)
6	BUS 6	9,730	7,490	7,805	8,260	7,875	8,435	15,715	20,125	12,880	20,300	21,945	18,025	22,715	23,555	29,260	25,480	27,825	24,360	22,890	19,565	24,780	25,410	26,040	24,675	35
8	BUS 8	9,730	7,490	7,805	8,260	7,875	8,435	15,715	20,125	12,880	20,300	21,945	18,025	22,715	23,555	29,260	25,480	27,825	24,360	22,890	19,565	24,780	25,410	26,040	24,675	35
10	BUS 10	9,730	7,490	7,805	8,260	7,875	8,435	15,715	20,125	12,880	20,300	21,945	18,025	22,715	23,555	29,260	25,480	27,825	24,360	22,890	19,565	24,780	25,410	26,040	24,675	35
11	BUS 11	9,730	7,490	7,805	8,260	7,875	8,435	15,715	20,125	12,880	20,300	21,945	18,025	22,715	23,555	29,260	25,480	27,825	24,360	22,890	19,565	24,780	25,410	26,040	24,675	35
14	BUS 14	9,730	7,490	7,805	8,260	7,875	8,435	15,715	20,125	12,880	20,300	21,945	18,025	22,715	23,555	29,260	25,480	27,825	24,360	22,890	19,565	24,780	25,410	26,040	24,675	35

TABELA A2-20 DADOS DE CARGA – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS

LOAD DATA																										
Bus Number	Bus Name	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MV A)
2	BUS 2	15,840	13,929	12,521	11,842	11,641	11,893	13,074	16,016	19,888	22,553	23,811	24,665	24,967	23,710	23,207	22,403	22,101	22,579	23,836	24,263	23,383	21,573	19,385	17,449	25,143
3	BUS 3	57,370	55,256	51,796	47,664	44,397	48,913	64,769	90,523	93,599	92,349	88,601	82,451	94,367	93,406	93,695	89,274	91,677	88,698	87,640	83,124	87,640	90,043	88,794	83,508	96,097
4	BUS 4	30,214	26,569	23,884	22,589	22,205	22,685	24,939	30,550	37,935	43,019	45,417	47,048	47,623	45,225	44,266	42,731	42,156	43,067	45,465	46,280	44,602	41,149	36,976	33,283	47,959
5	BUS 5	4,637	4,466	4,186	3,852	3,588	3,953	5,235	7,316	7,565	7,464	7,161	6,664	7,627	7,549	7,572	7,215	7,409	7,169	7,083	6,718	7,083	7,277	7,176	6,749	7,767
6	BUS 6	10,485	9,220	8,288	7,839	7,706	7,872	8,655	10,602	13,165	14,929	15,761	16,327	16,527	15,695	15,362	14,829	14,629	14,946	15,778	16,061	15,478	14,280	12,832	11,550	16,643
9	BUS 9	20,208	19,464	18,245	16,790	15,639	17,230	22,815	31,887	32,970	32,530	31,210	29,043	33,241	32,902	33,004	31,446	32,293	31,243	30,871	29,280	30,871	31,717	31,277	29,415	33,850
11	BUS 11	2,350	2,263	2,121	1,952	1,818	2,003	2,653	3,707	3,833	3,782	3,629	3,377	3,865	3,826	3,837	3,656	3,755	3,633	3,589	3,404	3,589	3,688	3,637	3,420	3,936
12	BUS 12	3,973	3,494	3,141	2,970	2,920	2,983	3,279	4,017	4,988	5,657	5,972	6,187	6,262	5,947	5,821	5,619	5,543	5,663	5,978	6,086	5,865	5,411	4,862	4,377	6,306
13	BUS 13	8,772	8,449	7,920	7,288	6,788	7,479	9,903	13,841	14,311	14,120	13,547	12,607	14,429	14,282	14,326	13,650	14,017	13,562	13,400	12,710	13,400	13,768	13,577	12,768	14,693

TABELA A2-21 DADOS DAS LINHAS – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS

BRANCH FLOW DATA																										
From Bus	To Bus	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MVA)
1	2	39,883	41,223	31,207	21,734	18,292	22,716	19,850	43,113	63,131	32,603	25,779	34,952	34,227	26,655	8,225	13,611	8,541	17,978	22,535	29,447	16,478	16,749	30,116	27,739	200
1	5	19,089	20,417	16,735	13,379	12,446	13,633	9,626	15,322	28,677	14,764	11,450	16,803	14,122	10,840	2,910	5,212	3,285	7,069	9,677	13,944	6,465	5,876	7,949	7,605	100
2	3	23,910	23,790	21,063	18,331	16,953	18,827	23,276	36,516	38,764	30,970	28,160	27,557	31,807	30,199	27,165	26,688	26,732	27,337	27,337	26,873	26,476	28,107	32,970	31,307	100
2	4	15,418	16,501	14,324	12,377	11,968	12,480	8,349	10,488	22,656	13,740	11,408	15,671	12,806	10,499	2,652	6,029	3,402	7,526	9,952	13,502	7,189	5,986	4,738	4,575	100
2	5	10,583	11,762	10,619	9,662	9,617	9,656	6,316	5,120	14,746	7,502	5,644	9,277	6,152	4,591	3,211	2,485	2,939	3,041	4,540	7,535	2,803	2,576	3,676	4,551	100
3	4	18,296	17,826	18,392	18,908	19,051	18,907	23,306	31,254	21,345	22,133	21,631	17,919	23,424	24,074	27,952	24,935	27,172	24,291	22,150	19,083	23,714	26,435	32,991	32,371	100
4	5	23,972	23,446	20,232	17,386	16,257	17,731	18,501	27,285	34,173	27,563	25,997	28,189	28,941	26,503	21,488	22,353	21,050	23,494	25,083	26,694	23,326	22,850	24,995	23,254	100
6	11	12,201	11,204	11,403	11,776	11,801	11,777	14,458	15,580	11,854	16,524	17,954	16,087	18,165	18,613	22,202	19,960	21,268	19,299	18,609	16,917	19,743	19,733	19,806	19,041	40
6	12	2,522	2,390	2,085	1,842	1,748	1,872	1,965	2,875	3,987	3,767	3,700	3,877	3,998	3,740	3,316	3,301	3,189	3,379	3,609	3,740	3,425	3,222	2,864	2,523	40
6	13	4,107	4,449	4,176	3,940	3,938	3,942	3,119	3,963	6,422	4,136	3,326	3,881	3,712	3,339	1,745	2,381	1,939	2,646	2,980	3,508	2,459	2,463	2,223	2,165	40
9	10	14,821	13,231	13,471	13,793	13,512	13,925	20,768	25,752	17,633	25,143	26,795	22,317	27,668	28,720	35,368	30,983	33,776	29,678	27,847	24,027	30,052	31,033	32,139	30,689	40
9	14	8,286	7,820	7,882	7,981	7,903	8,018	10,520	12,507	9,093	12,069	12,781	10,886	13,118	13,616	16,672	14,690	15,971	14,097	13,250	11,602	14,251	14,734	15,329	14,739	40
10	11	11,187	11,135	11,120	11,153	11,196	11,135	11,103	11,130	10,813	11,112	11,243	11,211	11,244	11,277	11,644	11,414	11,556	11,356	11,298	11,230	11,392	11,415	11,551	11,501	40
12	13	1,629	1,388	1,372	1,450	1,508	1,427	1,438	1,186	1,107	1,914	2,294	2,338	2,290	2,230	2,541	2,338	2,379	2,302	2,390	2,370	2,461	2,206	2,010	1,864	15
13	14	9,566	8,903	8,898	8,986	8,912	9,020	10,828	12,090	10,447	12,829	13,468	12,448	13,746	13,892	15,574	14,386	15,047	14,065	13,759	12,854	14,281	14,263	14,171	13,614	15

TABELA A2-22 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS

TRANSFORMERS DATA																										
From Bus	To Bus	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MVA)
4	7	8,631	7,971	8,708	9,722	10,046	9,623	16,137	18,692	4,348	17,486	21,077	14,762	21,366	23,309	34,263	27,887	32,004	25,840	23,039	17,547	26,700	27,774	29,691	28,334	250
4	9	6,286	6,608	6,839	7,166	7,405	7,078	7,903	7,572	3,487	6,758	8,400	6,101	8,254	9,187	14,159	11,424	13,217	10,525	9,291	7,156	10,925	11,371	12,353	11,985	250
5	6	7,060	7,377	8,390	9,693	10,031	9,605	16,757	17,887	1,441	14,306	17,843	10,361	17,620	20,300	32,609	25,949	30,584	23,588	20,012	13,698	24,248	26,060	28,613	27,955	250
7	8	9,736	7,494	7,809	8,265	7,880	8,440	15,733	20,151	12,887	20,324	21,975	18,043	22,746	23,591	29,329	25,529	27,887	24,402	22,925	19,588	24,825	25,458	26,095	24,726	63
7	9	9,521	10,680	10,487	10,387	10,664	10,274	7,183	4,009	9,913	4,161	3,434	5,421	2,834	2,682	5,479	3,974	4,992	3,594	3,386	4,577	3,835	3,922	4,963	5,552	63

TABELA A2-23 DADOS DAS PERDAS TOTAIS – REDE IEEE 14 – RESUMO DAS 24 HORAS

TOTAL LOSSES																							
H1 (MW)	H2 (MW)	H3 (MW)	H4 (MW)	H5 (MW)	H6 (MW)	H7 (MW)	H8 (MW)	H9 (MW)	H10 (MW)	H11 (MW)	H12 (MW)	H13 (MW)	H14 (MW)	H15 (MW)	H16 (MW)	H17 (MW)	H18 (MW)	H19 (MW)	H20 (MW)	H21 (MW)	H22 (MW)	H23 (MW)	H24 (MW)
1,7219	1,7120	1,4091	1,1968	1,1265	1,2218	1,5499	2,8203	3,2649	2,3317	2,2074	2,1373	2,5834	2,4343	2,7343	2,3128	2,5479	2,2704	2,1987	2,0715	2,2601	2,4021	2,9435	2,7077

RESULTADOS DO KCA PARA A REDE IEEE 14 E A HORA 15

TABELA A2-24 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA

BUSES DATA							
Bus Number	Name	Base kV	Code	Voltage(kV)	Voltage(pu)	Angle(Deg)	Voltage Limit?
1	BUS 1	400,000	3	416,000	1,040	0,000	OK
2	BUS 2	400,000	2	416,000	1,040	-0,866	OK
3	BUS 3	400,000	2	404,000	1,010	-3,844	OK
4	BUS 4	400,000	1	414,315	1,036	-1,836	OK
5	BUS 5	400,000	1	415,521	1,039	-1,232	OK
6	BUS 6	150,000	1	144,932	0,966	1,495	OK
7	BUS 7	220,000	1	223,139	1,014	0,808	OK
8	BUS 8	60,000	1	60,780	1,013	3,686	OK
9	BUS 9	150,000	1	152,571	1,017	0,467	OK
10	BUS 10	150,000	1	152,767	1,018	2,285	OK
11	BUS 11	150,000	1	150,373	1,002	3,378	OK
12	BUS 12	150,000	1	143,643	0,958	0,703	OK
13	BUS 13	150,000	1	144,018	0,960	0,627	OK
14	BUS 14	150,000	1	148,847	0,992	0,521	OK

TABELA A2-25 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA

CONVENTIONAL MACHINES DATA													
Bus Number	Name	Voltage (kV)	Code	PGen (MW)	QGen (Mvar)	PMax (MW)	PMin (MW)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Base MVA	S (MVA)	Percentage (%)	Overload (?)
1	BUS 1	416,000	3	34,998	-15,248	250	-250	150	-150	300	38,176	12,725	OK
2	BUS 2	416,000	2	38,840	19,277	50	-50	50	-40	75	43,361	57,814	OK
3	BUS 3	404,000	2	38,840	2,427	50	-50	50	-40	75	38,916	51,888	OK

TABELA A2-26 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA

EOLIC GENERATORS DATA										
Bus Number	Name	Voltage(kV)	Id	PGen(MW)	QGen(Mvar)	S(MVA)	S Base(MVA)	Percentage(%)	Status(I/O)	
6	BUS 6	144,932	WD	-29,260	0,000	29,260	35,000	0,836	1	
8	BUS 8	60,780	WD	-29,260	0,000	29,260	35,000	0,836	1	
10	BUS 10	152,767	WD	-29,260	0,000	29,260	35,000	0,836	1	
11	BUS 11	150,373	WD	-29,260	0,000	29,260	35,000	0,836	1	
14	BUS 14	148,847	WD	0,000	0,000	0,000	35,000	0,000	0	

TABELA A2-27 DADOS DE CARGA – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA

LOAD DATA							
Bus Number	Name	Id	SLoad(MVA)	ILoad(MVA)	YLoad(MVA)	TotalLoad(MVA)	1-Dom/2-Ind
2	BUS 2	1	23,207	0,000	0,000	23,207	1
3	BUS 3	1	93,695	0,000	0,000	93,695	2
4	BUS 4	1	44,266	0,000	0,000	44,266	1
5	BUS 5	1	7,572	0,000	0,000	7,572	2
6	BUS 6	1	15,362	0,000	0,000	15,362	1
9	BUS 9	1	33,004	0,000	0,000	33,004	2
11	BUS 11	1	3,837	0,000	0,000	3,837	2
12	BUS 12	1	5,821	0,000	0,000	5,821	1
13	BUS 13	1	14,326	0,000	0,000	14,326	2

TABELA A2-28 DADOS DE BATERIAS DE CONDENSADORES SHUNT – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA

FIXED SHUNT DATA					
Bus Number	Name	Base Voltage(kV)	Shunt Act(Mvar)	Shunt Nom(Mvar)	Status (I/O)
9	BUS 9	150,000	41,383	40,000	1

TABELA A2-29 DADOS DAS LINHAS – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA

BRANCHES DATA														
From Number	From Name	To Number	To Name	Status (I/O)	Current (A)	Current (PU)	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	Rate (MVA)	Rate PCT (%)	PLosses (MW)	QLosses (Mvar)	Overload?
1	BUS 1	2	BUS 2	1	37,824	0,262	25,006	-10,837	27,254	200,000	13,103	0,1235	0,3769	OK
1	BUS 1	5	BUS 5	1	15,158	0,105	9,992	-4,411	10,922	100,000	10,502	0,0514	0,2122	OK
2	BUS 2	3	BUS 3	1	42,498	0,294	29,803	7,034	30,622	100,000	29,444	0,4243	1,7875	OK
2	BUS 2	4	BUS 4	1	14,472	0,100	10,099	-2,594	10,427	100,000	10,026	0,0551	0,1672	OK
2	BUS 2	5	BUS 5	1	6,233	0,043	3,804	-2,388	4,491	100,000	4,318	0,0078	0,0237	OK
3	BUS 3	4	BUS 4	1	34,924	0,242	-23,626	-6,249	24,438	100,000	24,196	0,3872	0,9883	OK
4	BUS 4	5	BUS 5	1	37,071	0,257	-26,578	1,151	26,603	100,000	25,684	0,0881	0,2778	OK
6	BUS 6	11	BUS 11	1	84,866	0,220	-19,780	-7,912	21,304	40,000	55,122	0,4618	0,9670	OK
6	BUS 6	12	BUS 12	1	21,469	0,056	5,342	0,713	5,389	40,000	13,945	0,0382	0,0796	OK
6	BUS 6	13	BUS 13	1	41,676	0,108	10,439	-0,701	10,462	40,000	27,070	0,0776	0,1527	OK
9	BUS 9	10	BUS 10	1	137,749	0,358	-34,372	11,987	36,402	40,000	89,471	0,4074	1,0823	OK
9	BUS 9	14	BUS 14	1	32,009	0,083	3,311	7,784	8,459	40,000	20,790	0,0879	0,1870	OK
10	BUS 10	11	BUS 11	1	46,133	0,120	-5,486	10,904	12,207	40,000	29,964	0,1179	0,2759	OK
12	BUS 12	13	BUS 13	1	3,629	0,009	-0,319	-0,845	0,903	15,000	6,285	0,0020	0,0018	OK
13	BUS 13	14	BUS 14	1	32,009	0,083	-3,106	-7,356	7,985	15,000	55,442	0,1182	0,2407	OK

TABELA A2-30 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE IEEE 14 – HORA 15 – RESULTADOS KCA

TRANSFORMERS DATA											
From Bus	To Bus	Name	ID	Status(I/O)	S(MVA)	Rate(MVA)	RatePCT(%)	P_Losses(MW)	Q_Losses(Mvar)	Overload?	
	4	7	TR1	1	1	23,702	250,000	9,153	0,0000	1,0950	OK
	4	9	TR2	1	1	8,225	250,000	3,176	0,0000	0,3507	OK
	5	6	TR3	1	1	20,379	250,000	7,847	0,0000	0,9699	OK
	7	8	TR4	1	1	29,318	63,000	45,882	0,0000	1,4718	OK

RESULTADOS DA ANÁLISE DA REDE MAT/AT PARA A HORA 24

TABELA A2-31 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE MAT/AT – HORA 24

BUSES DATA							
Bus Number	Name	Base kV	Code	Voltage(kV)	Voltage(pu)	Angle(Deg)	Voltage Limit?
1	CT-B1-G1	18,000	3	18,000	1,000	0,000	OK
2	CH-B2-G1	15,000	2	15,600	1,040	1,500	OK
3	CH-B3-G2	15,000	2	15,600	1,040	1,500	OK
4	BUS 4	150,000	1	151,912	1,013	-0,355	OK
5	BUS 5	150,000	1	152,097	1,014	-0,293	OK
6	BUS 6	150,000	1	151,839	1,012	-0,438	OK
7	BUS 7	150,000	1	151,910	1,013	-0,364	OK
8	BUS 8 - S1	60,000	1	60,255	1,004	-3,078	OK
9	BUS 9 - S2	60,000	1	60,029	1,000	-0,564	OK
10	BUS 10	60,000	1	59,845	0,997	-3,154	OK
11	BUS 11	60,000	1	59,576	0,993	-3,906	OK
12	BUS 12	60,000	1	59,514	0,992	-3,965	OK
13	BUS 13	60,000	1	60,009	1,000	-1,156	OK
14	BUS 14	60,000	1	59,569	0,993	-3,644	OK
15	BUS 15	60,000	1	60,393	1,007	0,596	OK
16	BUS 16	60,000	1	60,767	1,013	1,740	OK
17	BUS 17	60,000	1	60,478	1,008	0,826	OK
18	BUS 18	60,000	1	60,466	1,008	0,587	OK
19	BUS 19	60,000	1	60,693	1,012	1,714	OK
20	BUS 20	60,000	1	60,784	1,013	1,804	OK
21	BUS 21	60,000	1	60,626	1,010	1,174	OK

TABELA A2-32 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE MAT/AT – HORA 24

CONVENTIONAL MACHINES DATA													
Bus Number	Name	Voltage (kV)	Code	PGen (MW)	QGen (Mvar)	PMax (MW)	PMin (MW)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Base MVA	S (MVA)	Percentage (%)	Overload (?)
1	CT-B1-G1	18,000	3	21,363	-43,283	298	0	190	-75	340	48,268	14,196	OK
2	CH-B2-G1	15,600	2	75,000	62,674	223	0	185	-76	250	97,740	39,096	OK
3	CH-B3-G2	15,600	2	75,000	62,674	223	0	185	-76	250	97,740	39,096	OK

TABELA A2-33 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE MAT/AT – HORA 24

EOLIC GENERATORS DATA										
Bus Number	Name	Voltage(kV)	Id	PGen(MW)	QGen(Mvar)	S(MVA)	S Base(MVA)	Percentage(%)	Status(I/O)	
10	BUS 10	59,845	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
11	BUS 11	59,576	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
12	BUS 12	59,514	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
13	BUS 13	60,009	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
14	BUS 14	59,569	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
15	BUS 15	60,393	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
16	BUS 16	60,767	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
17	BUS 17	60,478	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
18	BUS 18	60,466	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
19	BUS 19	60,693	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
20	BUS 20	60,784	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
21	BUS 21	60,626	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	

TABELA A2-34 DADOS DE CARGA – REDE MAT/AT – HORA 24

LOAD DATA							
Bus Number	Name	Id	SLoad(MVA)	ILoad(MVA)	YLoad(MVA)	TotalLoad(MVA)	1-Dom/2-Ind
8	BUS 8 - S1	1	122,977	0,000	0,000	122,977	1
9	BUS 9 - S2	1	168,729	0,000	0,000	168,729	2
10	BUS 10	1	27,976	0,000	0,000	27,976	1
11	BUS 11	1	35,830	0,000	0,000	35,830	2
12	BUS 12	1	28,614	0,000	0,000	28,614	1
13	BUS 13	1	37,124	0,000	0,000	37,124	2
14	BUS 14	1	29,648	0,000	0,000	29,648	1
15	BUS 15	1	2,698	0,000	0,000	2,698	2
16	BUS 16	1	3,539	0,000	0,000	3,539	1
17	BUS 17	1	4,431	0,000	0,000	4,431	2
18	BUS 18	1	1,431	0,000	0,000	1,431	1
19	BUS 19	1	6,618	0,000	0,000	6,618	2
20	BUS 20	1	3,539	0,000	0,000	3,539	1
21	BUS 21	1	4,431	0,000	0,000	4,431	2

TABELA A2-35 DADOS DE BATERIAS DE CONDENSADORES SHUNT – REDE MAT/AT – HORA 24

FIXED SHUNT DATA						
Bus Number	Name	Base Voltage(kV)	Shunt Act(Mvar)	Shunt Nom(Mvar)	Status (I/O)	
8	BUS 8 - S1	60,000	40,341	40,000	1	
11	BUS 11	60,000	9,859	10,000	1	
13	BUS 13	60,000	10,003	10,000	1	
16	BUS 16	60,000	0,000	0,000	1	
18	BUS 18	60,000	0,000	0,000	1	

TABELA A2-36 DADOS DAS LINHAS – REDE MAT/AT – HORA 24

BRANCHES DATA														
From Number	From Name	To Number	To Name	Status (I/O)	Current (A)	Current (PU)	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	Rate (MVA)	Rate PCT (%)	PLosses (MW)	QLosses (Mvar)	Overload?
4	BUS 4	5	BUS 5	1	350,188	0,910	-70,825	-58,939	92,141	250,000	36,393	0,0218	0,1488	OK
4	BUS 4	6	BUS 6	1	323,929	0,842	83,822	15,439	85,232	250,000	33,664	0,0186	0,1275	OK
4	BUS 4	7	BUS 7	1	31,832	0,083	8,362	-0,470	8,376	250,000	3,308	0,0002	0,0012	OK
5	BUS 5	7	BUS 7	1	373,839	0,971	79,177	58,568	98,484	250,000	38,851	0,0248	0,1699	OK
6	BUS 6	7	BUS 7	1	293,119	0,762	-75,446	-15,825	77,088	250,000	30,462	0,0153	0,1044	OK
8	BUS 8 - S1	10	BUS 10	1	151,946	0,158	7,989	13,698	15,858	160,000	9,869	0,0361	0,1045	OK
8	BUS 8 - S1	12	BUS 12	1	155,501	0,162	15,344	5,286	16,229	160,000	10,100	0,1051	0,3041	OK
8	BUS 8 - S1	14	BUS 14	1	198,152	0,206	17,912	10,336	20,680	160,000	12,870	0,1021	0,2952	OK
9	BUS 9 - S2	15	BUS 15	1	509,445	0,529	-52,923	2,200	52,969	120,000	44,119	0,3552	1,0652	OK
9	BUS 9 - S2	17	BUS 17	1	489,736	0,509	-50,887	1,815	50,920	80,000	63,619	0,4101	1,2304	OK
9	BUS 9 - S2	19	BUS 19	1	284,821	0,296	-29,543	2,046	29,614	80,000	36,999	0,3886	1,1657	OK
9	BUS 9 - S2	20	BUS 20	1	189,809	0,197	-19,718	0,831	19,735	80,000	24,657	0,2713	0,8137	OK
10	BUS 10	11	BUS 11	1	265,336	0,276	27,500	0,415	27,504	80,000	34,468	0,1204	0,3612	OK
10	BUS 10	13	BUS 13	1	372,939	0,388	-37,359	9,936	38,657	80,000	48,446	0,4284	1,2853	OK
11	BUS 11	12	BUS 12	1	27,867	0,029	2,572	1,286	2,876	80,000	3,620	0,0013	0,0040	OK
13	BUS 13	18	BUS 18	1	604,840	0,629	-62,603	5,746	62,866	60,000	104,761	0,6255	1,8769	Overload
15	BUS 15	18	BUS 18	1	10,572	0,011	-0,194	-1,089	1,106	80,000	1,373	0,0004	0,0012	OK
15	BUS 15	21	BUS 21	1	200,025	0,208	-20,864	1,582	20,923	80,000	25,984	0,0958	0,2053	OK
16	BUS 16	18	BUS 18	1	287,471	0,299	30,180	-2,154	30,257	80,000	37,344	0,1978	0,5934	OK
16	BUS 16	19	BUS 19	1	17,864	0,019	1,185	1,460	1,880	80,000	2,321	0,0008	0,0024	OK
17	BUS 17	20	BUS 20	1	108,021	0,112	-11,309	0,384	11,315	80,000	14,032	0,0639	0,1917	OK
17	BUS 17	21	BUS 21	1	90,940	0,095	-9,507	-0,601	9,526	80,000	11,814	0,0198	0,0594	OK

TABELA A2-37 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE MAT/AT – HORA 24

TRANSFORMERS DATA										
From Bus	To Bus	Name	ID	Status(I/O)	S(MVA)	Rate(MVA)	RatePCT(%)	P_Losses(MW)	Q_Losses(Mvar)	Overload?
1	4	TRANSF G1	1	1	48,268	340,000	14,196	0,0000	0,6852	OK
2	5	TRANSF G1.2	1	1	97,748	250,000	37,595	0,0000	3,8869	OK
3	5	TRANSF G2.2	1	1	97,748	250,000	37,595	0,0000	3,8869	OK
6	8	TRANSF 1_S1	1	1	81,137	170,000	47,150	0,0000	3,7793	OK
6	8	TRANSF 2_S1	2	1	81,137	170,000	47,150	0,0000	3,7793	OK
7	9	TRANSF 1_S2	1	1	21,937	170,000	12,742	0,0000	0,2760	OK
7	9	TRANSF 2_S2	2	1	21,937	170,000	12,742	0,0000	0,2760	OK

RESULTADOS DA ANÁLISE DA REDE MAT/AT PARA AS 24 HORAS

TABELA A2-38 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS

SUMMARY OF THE 24 HOURS																											
BUS DATA																											
Bus Number	Bus Name	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Un (kV)	
1	CT-B1-G1	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	18
2	CH-B2-G1	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	15
3	CH-B3-G2	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	15
4	BUS 4	1,017	1,018	1,019	1,020	1,020	1,020	1,017	1,011	1,007	1,005	1,005	1,006	1,003	1,004	1,005	1,007	1,008	1,008	1,007	1,007	1,007	1,008	1,011	1,013	150	
5	BUS 5	1,018	1,019	1,020	1,021	1,021	1,021	1,018	1,012	1,009	1,006	1,007	1,007	1,005	1,006	1,006	1,008	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,010	1,012	1,014	150	
6	BUS 6	1,016	1,018	1,019	1,020	1,020	1,020	1,017	1,010	1,006	1,004	1,004	1,004	1,002	1,003	1,003	1,006	1,007	1,007	1,006	1,006	1,006	1,008	1,010	1,012	150	
7	BUS 7	1,017	1,018	1,019	1,020	1,021	1,020	1,017	1,011	1,007	1,004	1,005	1,005	1,003	1,004	1,004	1,007	1,008	1,008	1,007	1,007	1,007	1,008	1,011	1,013	150	
8	BUS 8 - S1	1,012	1,016	1,019	1,021	1,022	1,021	1,016	1,003	0,994	0,988	0,987	0,987	0,983	0,986	0,987	0,991	0,993	0,992	0,990	0,990	0,991	0,994	0,999	1,004	60	
9	BUS 9 - S2	1,010	1,012	1,014	1,015	1,016	1,015	1,009	0,997	0,992	0,989	0,991	0,992	0,988	0,989	0,989	0,993	0,994	0,994	0,993	0,994	0,994	0,995	0,997	1,000	60	
10	BUS 10	1,008	1,012	1,016	1,018	1,019	1,017	1,009	0,991	0,980	0,973	0,973	0,974	0,969	0,972	0,972	0,979	0,983	0,983	0,980	0,981	0,981	0,985	0,991	0,997	60	
11	BUS 11	1,005	1,010	1,014	1,016	1,018	1,016	1,006	0,986	0,974	0,966	0,967	0,968	0,961	0,965	0,965	0,972	0,976	0,977	0,974	0,975	0,975	0,979	0,986	0,993	60	
12	BUS 12	1,003	1,008	1,012	1,014	1,016	1,014	1,005	0,986	0,973	0,965	0,965	0,966	0,960	0,963	0,964	0,971	0,975	0,975	0,972	0,973	0,973	0,978	0,985	0,992	60	
13	BUS 13	1,011	1,016	1,018	1,019	1,021	1,019	1,008	0,986	0,976	0,971	0,973	0,976	0,969	0,971	0,971	0,979	0,985	0,987	0,985	0,987	0,986	0,989	0,994	1,000	60	
14	BUS 14	1,001	1,007	1,011	1,013	1,014	1,013	1,006	0,991	0,978	0,970	0,968	0,968	0,964	0,967	0,969	0,974	0,977	0,976	0,973	0,973	0,974	0,979	0,986	0,993	60	
15	BUS 15	1,014	1,016	1,018	1,018	1,020	1,018	1,011	0,996	0,991	0,988	0,990	0,992	0,987	0,988	0,988	0,994	0,998	0,999	0,998	0,999	0,999	1,000	1,003	1,007	60	
16	BUS 16	1,018	1,022	1,024	1,022	1,024	1,023	1,013	0,993	0,985	0,981	0,984	0,987	0,981	0,982	0,982	0,991	1,000	1,002	1,001	1,002	1,002	1,004	1,008	1,013	60	
17	BUS 17	1,015	1,017	1,018	1,019	1,020	1,019	1,012	0,998	0,993	0,990	0,992	0,994	0,989	0,990	0,990	0,996	1,000	1,001	1,000	1,001	1,001	1,002	1,005	1,008	60	
18	BUS 18	1,015	1,019	1,021	1,021	1,023	1,021	1,011	0,991	0,983	0,978	0,981	0,983	0,977	0,979	0,978	0,987	0,994	0,996	0,995	0,996	0,996	0,998	1,002	1,008	60	
19	BUS 19	1,017	1,021	1,022	1,021	1,023	1,021	1,012	0,994	0,987	0,983	0,986	0,989	0,984	0,984	0,984	0,992	1,000	1,002	1,001	1,003	1,002	1,003	1,007	1,012	60	
20	BUS 20	1,018	1,020	1,022	1,021	1,022	1,021	1,014	0,999	0,994	0,991	0,994	0,996	0,991	0,992	0,991	0,998	1,004	1,005	1,005	1,006	1,006	1,007	1,010	1,013	60	
21	BUS 21	1,016	1,019	1,020	1,020	1,021	1,020	1,013	0,998	0,992	0,989	0,992	0,994	0,989	0,990	0,990	0,996	1,002	1,003	1,002	1,003	1,003	1,004	1,007	1,010	60	

TABELA A5-39 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS

CONV. MACHINES DATA																										
Bus Number	Bus Name	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MVA)
1	CT-81-G1	58,062	65,183	74,205	69,676	75,400	70,517	81,469	205,219	178,150	162,613	135,747	126,079	155,634	150,902	161,074	96,971	27,165	33,743	41,571	49,098	42,139	41,243	55,273	48,268	340
2	CH-82-G1	97,691	93,552	94,525	96,420	96,873	96,589	99,675	108,078	147,262	171,546	171,760	169,200	171,260	170,821	168,498	165,003	163,025	161,982	167,685	167,427	164,549	154,614	108,315	97,740	250
3	CH-83-G2	97,691	93,552	94,525	96,420	96,873	96,589	99,675	108,078	147,262	171,546	171,760	169,200	171,260	170,821	168,498	165,003	163,025	161,982	167,685	167,427	164,549	154,614	108,315	97,740	250

TABELA A2-40 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS

EOLIC MACHINES DATA																										
Bus Number	Bus Name	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MVA)
10	BUS 10	6,430	6,790	6,130	4,520	4,510	4,850	4,310	3,240	3,260	3,090	4,100	4,310	4,660	4,160	3,800	5,320	8,960	9,420	9,940	9,940	9,950	9,950	9,940	9,950	10
11	BUS 11	6,430	6,790	6,130	4,520	4,510	4,850	4,310	3,240	3,260	3,090	4,100	4,310	4,660	4,160	3,800	5,320	8,960	9,420	9,940	9,940	9,950	9,950	9,940	9,950	10
12	BUS 12	6,430	6,790	6,130	4,520	4,510	4,850	4,310	3,240	3,260	3,090	4,100	4,310	4,660	4,160	3,800	5,320	8,960	9,420	9,940	9,940	9,950	9,950	9,940	9,950	10
13	BUS 13	6,430	6,790	6,130	4,520	4,510	4,850	4,310	3,240	3,260	3,090	4,100	4,310	4,660	4,160	3,800	5,320	8,960	9,420	9,940	9,940	9,950	9,950	9,940	9,950	10
14	BUS 14	6,430	6,790	6,130	4,520	4,510	4,850	4,310	3,240	3,260	3,090	4,100	4,310	4,660	4,160	3,800	5,320	8,960	9,420	9,940	9,940	9,950	9,950	9,940	9,950	10
15	BUS 15	22,505	23,765	21,455	15,820	15,785	16,975	15,085	11,340	11,410	10,815	14,350	15,085	16,310	14,560	13,300	18,620	31,360	32,970	34,790	34,790	34,825	34,825	34,790	34,825	35
16	BUS 16	22,505	23,765	21,455	15,820	15,785	16,975	15,085	11,340	11,410	10,815	14,350	15,085	16,310	14,560	13,300	18,620	31,360	32,970	34,790	34,790	34,825	34,825	34,790	34,825	35
17	BUS 17	22,505	23,765	21,455	15,820	15,785	16,975	15,085	11,340	11,410	10,815	14,350	15,085	16,310	14,560	13,300	18,620	31,360	32,970	34,790	34,790	34,825	34,825	34,790	34,825	35
18	BUS 18	22,505	23,765	21,455	15,820	15,785	16,975	15,085	11,340	11,410	10,815	14,350	15,085	16,310	14,560	13,300	18,620	31,360	32,970	34,790	34,790	34,825	34,825	34,790	34,825	35
19	BUS 19	22,505	23,765	21,455	15,820	15,785	16,975	15,085	11,340	11,410	10,815	14,350	15,085	16,310	14,560	13,300	18,620	31,360	32,970	34,790	34,790	34,825	34,825	34,790	34,825	35
20	BUS 20	22,505	23,765	21,455	15,820	15,785	16,975	15,085	11,340	11,410	10,815	14,350	15,085	16,310	14,560	13,300	18,620	31,360	32,970	34,790	34,790	34,825	34,825	34,790	34,825	35
21	BUS 21	22,505	23,765	21,455	15,820	15,785	16,975	15,085	11,340	11,410	10,815	14,350	15,085	16,310	14,560	13,300	18,620	31,360	32,970	34,790	34,790	34,825	34,825	34,790	34,825	35

TABELA A2-41 DADOS DE CARGA – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS

LOAD DATA																										
Bus Number	Bus Name	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MVA)
8	BUS 8 - S1	111,636	98,169	88,246	83,461	82,044	83,816	92,144	112,877	140,166	158,949	167,809	173,834	175,960	167,100	163,556	157,886	155,759	159,126	167,986	170,998	164,796	152,038	136,622	122,977	177,200
9	BUS 9 - S2	115,916	111,645	104,655	96,306	89,704	98,830	130,867	182,903	189,117	186,592	179,020	166,593	190,670	188,728	189,311	180,379	185,233	179,214	177,078	167,953	177,078	181,932	179,408	168,729	194,165
10	BUS 10	25,396	22,332	20,075	18,987	18,664	19,067	20,962	25,678	31,886	36,159	38,175	39,545	40,029	38,014	37,207	35,917	35,434	36,200	38,215	38,900	37,490	34,587	31,080	27,976	40,311
11	BUS 11	24,615	23,708	22,224	20,451	19,049	20,987	27,790	38,840	40,159	39,623	38,015	35,376	40,489	40,077	40,200	38,304	39,334	38,056	37,603	35,665	37,603	38,633	38,097	35,830	41,231
12	BUS 12	25,976	22,842	20,533	19,420	19,090	19,502	21,440	26,264	32,614	36,984	39,046	40,448	40,942	38,881	38,056	36,737	36,242	37,025	39,087	39,788	38,345	35,376	31,789	28,614	41,231
13	BUS 13	25,504	24,564	23,026	21,189	19,737	21,744	28,793	40,242	41,609	41,054	39,388	36,654	41,951	41,524	41,652	39,687	40,755	39,431	38,961	36,953	38,961	40,029	39,473	37,124	42,720
14	BUS 14	26,914	23,667	21,275	20,121	19,779	20,207	22,214	27,213	33,792	38,320	40,456	41,908	42,421	40,285	39,431	38,064	37,551	38,363	40,499	41,225	39,730	36,654	32,937	29,648	42,720
15	BUS 15	1,854	1,785	1,674	1,540	1,434	1,580	2,093	2,925	3,024	2,984	2,863	2,664	3,049	3,018	3,027	2,884	2,962	2,866	2,832	2,686	2,832	2,909	2,869	2,698	3,105
16	BUS 16	3,212	2,825	2,539	2,402	2,361	2,412	2,651	3,248	4,033	4,574	4,829	5,002	5,063	4,808	4,706	4,543	4,482	4,579	4,834	4,921	4,742	4,375	3,931	3,539	5,099
17	BUS 17	3,044	2,932	2,748	2,529	2,356	2,595	3,437	4,803	4,966	4,900	4,701	4,375	5,007	4,956	4,972	4,737	4,864	4,706	4,650	4,411	4,650	4,778	4,711	4,431	5,099
18	BUS 18	1,299	1,142	1,027	0,971	0,954	0,975	1,072	1,313	1,631	1,849	1,952	2,022	2,047	1,944	1,903	1,837	1,812	1,851	1,954	1,989	1,917	1,769	1,589	1,431	2,062
19	BUS 19	4,547	4,379	4,105	3,777	3,518	3,876	5,133	7,174	7,418	7,319	7,022	6,534	7,479	7,403	7,425	7,075	7,265	7,029	6,946	6,588	6,946	7,136	7,037	6,618	7,616
20	BUS 20	3,212	2,825	2,539	2,402	2,361	2,412	2,651	3,248	4,033	4,574	4,829	5,002	5,063	4,808	4,706	4,543	4,482	4,579	4,834	4,921	4,742	4,375	3,931	3,539	5,099
21	BUS 21	3,044	2,932	2,748	2,529	2,356	2,595	3,437	4,803	4,966	4,900	4,701	4,375	5,007	4,956	4,972	4,737	4,864	4,706	4,650	4,411	4,650	4,778	4,711	4,431	5,099

TABELA A2-42 DADOS DAS LINHAS – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS

BRANCH FLOW DATA																										
From Bus	To Bus	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MVA)
4	5	94,228	95,856	98,315	95,840	98,791	96,916	85,707	72,901	104,025	126,010	132,242	133,108	128,794	128,440	124,524	133,624	151,006	153,479	161,501	163,513	158,674	148,573	97,880	92,141	250
4	6	80,853	62,227	55,406	62,907	58,151	61,024	91,194	151,176	172,402	186,645	180,805	178,640	190,562	185,241	186,259	159,305	121,852	117,687	119,396	117,673	116,618	108,030	102,808	85,232	250
4	7	12,058	10,675	13,271	13,731	13,986	12,881	34,567	91,320	88,423	86,298	72,711	65,955	78,909	79,036	83,342	55,949	14,137	7,499	5,680	6,820	5,333	4,659	17,358	8,376	250
5	7	97,301	87,571	87,240	93,929	91,840	93,061	110,898	144,876	184,009	207,166	200,971	195,198	203,133	202,942	202,658	186,695	165,282	160,813	163,616	161,196	160,477	151,622	113,060	98,484	250
6	7	73,195	66,599	61,860	58,396	58,768	58,840	58,067	60,720	84,745	101,019	108,691	113,364	112,257	106,802	103,582	103,711	107,780	110,892	118,178	120,957	115,712	105,796	85,494	77,088	250
8	10	14,169	9,514	8,956	14,083	11,985	13,048	26,803	51,760	57,745	60,899	54,168	50,201	55,774	56,634	58,324	46,099	28,324	25,234	23,977	22,189	23,471	22,803	20,033	15,858	160
8	12	15,176	12,210	11,294	12,710	11,837	12,416	17,977	28,480	32,938	35,616	34,148	33,238	35,562	35,014	35,246	30,651	24,324	23,340	23,456	22,894	22,989	21,718	19,304	16,229	160
8	14	21,076	17,456	15,633	15,930	15,592	15,714	18,249	24,351	31,101	35,953	37,206	38,515	38,721	36,974	36,429	33,565	29,628	30,038	31,754	32,501	30,955	27,804	24,023	20,680	160
9	15	30,524	34,974	31,510	20,416	20,860	22,716	15,995	3,349	2,775	5,038	4,325	5,389	6,848	4,583	3,381	13,742	41,034	44,400	47,405	47,513	47,839	49,034	50,840	52,969	120
9	17	31,713	34,517	31,074	21,691	21,908	23,610	18,909	9,857	8,837	7,253	13,347	14,842	16,099	13,414	11,319	21,111	43,218	46,102	49,026	49,233	49,196	49,470	50,030	50,920	80
9	19	16,460	19,325	17,399	10,825	11,144	12,193	7,898	1,970	3,904	5,966	2,843	2,374	3,107	3,095	3,798	5,828	22,015	24,010	25,714	25,768	26,012	26,866	28,140	29,614	80
9	20	12,257	13,304	12,010	8,491	8,521	9,220	7,718	4,717	4,290	3,612	5,793	6,226	6,878	5,897	5,136	8,710	16,918	17,921	18,951	18,944	19,025	19,209	19,446	19,735	80
10	11	21,569	19,829	18,319	17,287	16,516	17,522	21,589	29,172	32,541	34,177	34,066	33,292	36,030	35,028	34,802	33,001	32,600	32,196	32,723	32,045	32,413	31,695	29,935	27,504	80
10	13	29,017	29,202	25,575	18,476	19,313	19,690	13,271	6,290	7,929	9,917	16,932	20,930	18,990	15,573	13,303	20,767	36,675	40,398	44,661	46,710	44,181	41,262	39,059	38,657	80
11	12	4,878	4,312	3,741	3,348	3,761	3,304	2,492	5,616	3,911	2,806	2,839	4,300	2,708	2,410	2,465	2,469	3,605	4,854	6,294	7,540	5,995	4,266	3,053	2,876	80
13	18	46,571	45,583	41,255	34,129	33,769	35,494	35,313	35,824	40,937	43,611	48,833	50,409	52,671	49,161	47,181	51,711	65,167	67,364	70,816	71,163	70,300	68,182	65,378	62,866	60
15	18	4,962	3,527	3,774	5,210	5,166	4,798	6,578	12,580	16,590	19,574	18,498	18,562	18,834	18,554	18,817	14,560	6,823	6,180	6,294	6,475	5,823	4,163	1,984	1,106	80
15	21	14,174	14,656	13,176	9,894	9,925	10,543	9,233	6,891	7,496	7,625	9,974	10,690	11,162	9,963	9,142	12,198	19,466	20,548	21,829	22,011	21,777	21,425	21,079	20,923	80
16	18	21,264	21,440	19,350	15,249	15,172	16,054	15,104	13,522	15,042	15,660	18,579	19,417	20,366	18,680	17,618	20,976	29,617	30,910	32,639	32,812	32,492	31,802	30,940	30,257	80
16	19	2,596	2,231	2,376	2,797	2,830	2,636	3,018	5,348	7,557	9,309	8,942	9,212	9,015	8,820	8,917	6,786	2,671	2,464	2,602	2,862	2,347	1,432	1,074	1,880	80
17	20	6,982	7,553	6,842	4,917	4,892	5,323	4,719	3,422	3,158	2,725	3,809	3,937	4,443	3,933	3,542	5,400	9,824	10,310	10,822	10,748	10,871	11,039	11,193	11,315	80
17	21	5,425	6,324	5,701	3,615	3,735	4,042	2,580	0,284	1,003	1,668	0,358	0,182	0,423	0,442	0,815	1,769	7,074	7,751	8,331	8,388	8,422	8,655	9,043	9,526	80

TABELA A2-43 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS

TRANSFORMERS DATA																										
From Bus	To Bus	H1 (PU)	H2 (PU)	H3 (PU)	H4 (PU)	H5 (PU)	H6 (PU)	H7 (PU)	H8 (PU)	H9 (PU)	H10 (PU)	H11 (PU)	H12 (PU)	H13 (PU)	H14 (PU)	H15 (PU)	H16 (PU)	H17 (PU)	H18 (PU)	H19 (PU)	H20 (PU)	H21 (PU)	H22 (PU)	H23 (PU)	H24 (PU)	Sn (MVA)
1	4	58,062	65,183	74,205	69,676	75,400	70,517	81,469	205,219	178,150	162,613	135,747	126,079	155,634	150,902	161,074	96,971	27,165	33,743	41,571	49,098	42,139	41,243	55,273	48,268	340
2	5	97,698	93,557	94,530	96,426	96,878	96,594	99,682	108,093	147,262	171,546	171,760	169,200	171,260	170,821	168,498	165,003	163,052	162,009	167,715	167,458	164,577	154,638	108,325	97,748	250
3	5	97,698	93,557	94,530	96,426	96,878	96,594	99,682	108,093	147,262	171,546	171,760	169,200	171,260	170,821	168,498	165,003	163,052	162,009	167,715	167,458	164,577	154,638	108,325	97,748	250
6	8	76,875	64,227	58,345	60,302	58,039	59,594	74,458	105,702	128,353	143,615	144,561	145,816	151,200	145,822	144,706	131,387	114,749	114,217	118,685	119,210	116,071	106,845	94,115	81,137	170
6	8	76,875	64,227	58,345	60,302	58,039	59,594	74,458	105,702	128,353	143,615	144,561	145,816	151,200	145,822	144,706	131,387	114,749	114,217	118,685	119,210	116,071	106,845	94,115	81,137	170
7	9	16,574	11,886	11,313	18,620	14,878	17,117	41,391	85,042	92,105	94,875	81,304	72,688	83,606	86,321	89,842	68,610	37,948	31,856	28,497	24,944	28,150	29,132	26,740	21,937	170
7	9	16,574	11,886	11,313	18,620	14,878	17,117	41,391	85,042	92,105	94,875	81,304	72,688	83,606	86,321	89,842	68,610	37,948	31,856	28,497	24,944	28,150	29,132	26,740	21,937	170

TABELA A2-44 DADOS DAS PERDAS TOTAIS – REDE MAT/AT – RESUMO DAS 24 HORAS

TOTAL LOSSES																							
H1 (MW)	H2 (MW)	H3 (MW)	H4 (MW)	H5 (MW)	H6 (MW)	H7 (MW)	H8 (MW)	H9 (MW)	H10 (MW)	H11 (MW)	H12 (MW)	H13 (MW)	H14 (MW)	H15 (MW)	H16 (MW)	H17 (MW)	H18 (MW)	H19 (MW)	H20 (MW)	H21 (MW)	H22 (MW)	H23 (MW)	H24 (MW)
1,6220	1,6296	1,3252	0,8505	0,8375	0,9278	0,9561	1,5242	2,0856	2,4968	2,5289	2,5447	2,8257	2,6087	2,5526	2,3621	3,3302	3,5906	4,0181	4,0702	3,9633	3,7436	3,4597	3,3031

RESULTADOS DO KCA PARA A REDE MAT/AT PARA A HORA 24

TABELA A2-45 DADOS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS – REDE MAT/AT – HORA 24

BUSES DATA							
Bus Number	Name	Base kV	Code	Voltage(kV)	Voltage(pu)	Angle(Deg)	Voltage Limit?
1	CT-B1-G1	18,000	3	18,000	1,000	0,000	OK
2	CH-B2-G1	15,000	2	15,600	1,040	0,928	OK
3	CH-B3-G2	15,000	2	15,600	1,040	0,928	OK
4	BUS 4	150,000	1	151,930	1,013	-0,921	OK
5	BUS 5	150,000	1	152,112	1,014	-0,866	OK
6	BUS 6	150,000	1	151,852	1,012	-1,015	OK
7	BUS 7	150,000	1	151,923	1,013	-0,944	OK
8	BUS 8 - S1	60,000	1	60,275	1,005	-3,829	OK
9	BUS 9 - S2	60,000	1	60,054	1,001	-1,535	OK
10	BUS 10	60,000	1	59,818	0,997	-4,120	OK
11	BUS 11	60,000	1	59,558	0,993	-4,824	OK
12	BUS 12	60,000	1	59,506	0,992	-4,833	OK
13	BUS 13	60,000	1	59,855	0,998	-2,652	OK
14	BUS 14	60,000	1	59,589	0,993	-4,394	OK
15	BUS 15	60,000	1	60,362	1,006	-0,546	OK
16	BUS 16	60,000	1	60,265	1,004	-0,813	OK
17	BUS 17	60,000	1	60,490	1,008	-0,192	OK
18	BUS 18	60,000	1	60,227	1,004	-1,195	OK
19	BUS 19	60,000	1	60,377	1,006	-0,309	OK
20	BUS 20	60,000	1	60,802	1,013	0,805	OK
21	BUS 21	60,000	1	60,618	1,010	0,085	OK

TABELA A2-46 DADOS DE GERAÇÃO CONVENCIONAL – REDE MAT/AT – HORA 24

CONVENTIONAL MACHINES DATA													
Bus Number	Name	Voltage (kV)	Code	PGen (MW)	QGen (Mvar)	PMax (MW)	PMin (MW)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Base MVA	S (MVA)	Percentage (%)	Overload (?)
1	CT-B1-G1	18,000	3	55,341	-43,300	298	0	190	-75	340	70,267	20,667	OK
2	CH-B2-G1	15,600	2	75,000	62,444	223	0	185	-76	250	97,592	39,037	OK
3	CH-B3-G2	15,600	2	75,000	62,444	223	0	185	-76	250	97,592	39,037	OK

TABELA A2-47 DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA – REDE MAT/AT – HORA 24

EOLIC GENERATORS DATA										
Bus Number	Name	Voltage(kV)	Id	PGen(MW)	QGen(Mvar)	S(MVA)	S Base(MVA)	Percentage(%)	Status(I/O)	
10	BUS 10	59,818	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
11	BUS 11	59,558	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
12	BUS 12	59,506	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
13	BUS 13	59,855	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
14	BUS 14	59,589	WD	-9,950	0,000	9,950	10,000	0,995	1	
15	BUS 15	60,362	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
16	BUS 16	60,265	WD	0,000	0,000	0,000	35,000	0,000	0	
17	BUS 17	60,490	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
18	BUS 18	60,227	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
19	BUS 19	60,377	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
20	BUS 20	60,802	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	
21	BUS 21	60,618	WD	-34,825	0,000	34,825	35,000	0,995	1	

TABELA A2-48 DADOS DE CARGA – REDE MAT/AT – HORA 24

LOAD DATA							
Bus Number	Name	Id	SLoad(MVA)	ILoad(MVA)	YLoad(MVA)	TotalLoad(MVA)	1-Dom/2-Ind
8	BUS 8 - S1	1	122,977	0,000	0,000	122,977	1
9	BUS 9 - S2	1	168,729	0,000	0,000	168,729	2
10	BUS 10	1	27,976	0,000	0,000	27,976	1
11	BUS 11	1	35,830	0,000	0,000	35,830	2
12	BUS 12	1	28,614	0,000	0,000	28,614	1
13	BUS 13	1	37,124	0,000	0,000	37,124	2
14	BUS 14	1	29,648	0,000	0,000	29,648	1
15	BUS 15	1	2,698	0,000	0,000	2,698	2
16	BUS 16	1	3,539	0,000	0,000	3,539	1
17	BUS 17	1	4,431	0,000	0,000	4,431	2
18	BUS 18	1	1,431	0,000	0,000	1,431	1
19	BUS 19	1	6,618	0,000	0,000	6,618	2
20	BUS 20	1	3,539	0,000	0,000	3,539	1
21	BUS 21	1	4,431	0,000	0,000	4,431	2

TABELA A2-49 DADOS DE BATERIAS DE CONDENSADORES SHUNT – REDE MAT/AT – HORA 24

FIXED SHUNT DATA						
Bus Number	Name	Base Voltage(kV)	Shunt Act(Mvar)	Shunt Nom(Mvar)	Status (I/O)	
8	BUS 8 - S1	60,000	40,367	40,000	1	
11	BUS 11	60,000	9,853	10,000	1	
13	BUS 13	60,000	9,952	10,000	1	
16	BUS 16	60,000	0,000	0,000	1	
18	BUS 18	60,000	0,000	0,000	1	

TABELA A2-50 DADOS DAS LINHAS – REDE MAT/AT – HORA 24

BRANCHES DATA														
From Number	From Name	To Number	To Name	Status (I/O)	Current (A)	Current (PU)	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	Rate (MVA)	Rate PCT (%)	PLosses (MW)	QLosses (Mvar)	Overload?
4	BUS 4	5	BUS 5	1	329,609	0,856	-63,631	-58,944	86,737	250,000	34,254	0,0193	0,1319	OK
4	BUS 4	6	BUS 6	1	370,203	0,962	96,241	15,102	97,419	250,000	38,473	0,0243	0,1665	OK
4	BUS 4	7	BUS 7	1	86,456	0,225	22,733	-0,904	22,751	250,000	8,985	0,0013	0,0091	OK
5	BUS 5	7	BUS 7	1	395,168	1,027	86,372	58,133	104,113	250,000	41,067	0,0277	0,1898	OK
6	BUS 6	7	BUS 7	1	285,911	0,743	-73,497	-15,909	75,199	250,000	29,713	0,0145	0,0993	OK
8	BUS 8 - S1	10	BUS 10	1	200,678	0,209	16,725	12,617	20,951	160,000	13,034	0,0626	0,1812	OK
8	BUS 8 - S1	12	BUS 12	1	170,710	0,177	17,072	5,117	17,822	160,000	11,088	0,1264	0,3655	OK
8	BUS 8 - S1	14	BUS 14	1	198,087	0,206	17,912	10,336	20,680	160,000	12,866	0,1020	0,2950	OK
9	BUS 9 - S2	15	BUS 15	1	433,772	0,451	-45,081	1,879	45,120	120,000	37,566	0,2575	0,7722	OK
9	BUS 9 - S2	17	BUS 17	1	473,589	0,492	-49,234	1,647	49,261	80,000	61,521	0,3835	1,1506	OK
9	BUS 9 - S2	19	BUS 19	1	151,853	0,158	-15,742	1,292	15,795	80,000	19,726	0,1105	0,3315	OK
9	BUS 9 - S2	20	BUS 20	1	187,644	0,195	-19,502	0,803	19,518	80,000	24,376	0,2651	0,7953	OK
10	BUS 10	11	BUS 11	1	248,880	0,259	25,779	0,606	25,786	80,000	32,331	0,1059	0,3178	OK
10	BUS 10	13	BUS 13	1	272,782	0,283	-26,927	8,585	28,262	80,000	35,435	0,2293	0,6879	OK
11	BUS 11	12	BUS 12	1	16,905	0,018	0,865	1,514	1,744	80,000	2,196	0,0005	0,0015	OK
13	BUS 13	18	BUS 18	1	503,526	0,523	-51,968	4,933	52,201	60,000	87,213	0,4335	1,3008	OK
15	BUS 15	18	BUS 18	1	92,895	0,097	9,633	-1,240	9,712	80,000	12,067	0,0353	0,1060	OK
15	BUS 15	21	BUS 21	1	218,213	0,227	-22,750	1,705	22,814	80,000	28,347	0,1140	0,2443	OK
16	BUS 16	18	BUS 18	1	92,318	0,096	9,385	-2,185	9,636	80,000	11,992	0,0204	0,0611	OK
16	BUS 16	19	BUS 19	1	123,986	0,129	-12,856	1,492	12,942	80,000	16,106	0,0368	0,1105	OK
17	BUS 17	20	BUS 20	1	110,092	0,114	-11,528	0,401	11,535	80,000	14,301	0,0664	0,1991	OK
17	BUS 17	21	BUS 21	1	72,925	0,076	-7,608	-0,706	7,641	80,000	9,473	0,0127	0,0382	OK

TABELA A2-51 DADOS DOS TRANSFORMADORES – REDE MAT/AT – HORA 24

TRANSFORMERS DATA										
From Bus	To Bus	Name	ID	Status(I/O)	S(MVA)	Rate(MVA)	RatePCT(%)	P_Losses(MW)	Q_Losses(Mvar)	Overload?
1	4	TRANSF G1	1	1	70,267	340,000	20,667	0,0000	1,4522	OK
2	5	TRANSF G1.2	1	1	97,600	250,000	37,538	0,0000	3,8751	OK
3	5	TRANSF G2.2	1	1	97,600	250,000	37,538	0,0000	3,8751	OK
6	8	TRANSF 1_S1	1	1	86,251	170,000	50,117	0,0000	4,2699	OK
6	8	TRANSF 2_S1	2	1	86,251	170,000	50,117	0,0000	4,2699	OK
7	9	TRANSF 1_S2	1	1	27,220	170,000	15,809	0,0000	0,4249	OK
7	9	TRANSF 2_S2	2	1	27,220	170,000	15,809	0,0000	0,4249	OK

ANEXO 3 – CÓDIGO PYTHON

CÓDIGO TESTE DESEMPENHO KCA

```

import sys, os, psspy, redirect, random, math, excelpy

def Random_Key(N_bits):

    New_Rand_x1=[]

    while(len(New_Rand_x1) < N_bits):
        New_Rand_x1.append(random.randint(0,1))

    New_Rand_x2=[]

    while(len(New_Rand_x2) < N_bits):
        New_Rand_x2.append(random.randint(0,1))

    New_Rand_Key = [New_Rand_x1,New_Rand_x2]

    return New_Rand_Key

def Weighted_Random_Key(N_bits, Weights):

    New_Rand_Key=[]

    New_Rand_x1=[]
    for k in range(0,N_bits):
        if random.random() >= (1-Weights[0][k]):
            New_Rand_x1.append(1)
        else:
            New_Rand_x1.append(0)

    New_Rand_x2=[]
    for k in range(0,N_bits):
        if random.random() >= (1-Weights[1][k]):
            New_Rand_x2.append(1)
        else:
            New_Rand_x2.append(0)
    New_Rand_Key = [New_Rand_x1,New_Rand_x2]

    return New_Rand_Key

def Generate_Keychain(N_Keys,N_bits):

    Keychain = []

    for k in range(0,N_Keys):
        Keychain.append(Random_Key(N_bits))
    return Keychain

def Regenerate_Keychain(Keychain, N_Keys, Weights, N_bits):
    for k in range(0, N_Keys/2):
        Keychain.append(Weighted_Random_Key(N_bits, Weights))

    return Keychain

```

```
def Save_Best_Keys(Keychain):
    for k in range(len(Keychain)/2, len(Keychain)):
        del Keychain[-1]
    return Keychain

def Sort_Keys(Keychain):
    print "\n Sorted Keys:"

    Sorted_Keychain = sorted(Keychain, key=lambda opt: opt[-1])

    return Sorted_Keychain

def CuttingFactProb(Keychain, N_Teeth, length):

    a = []
    b = []
    for k in range(0, N_Teeth):
        a.append(0.0)
        b.append(0.0)

    CFP = [a, b]

    for k in range(0, length):
        for n in range(0, N_Teeth):
            if Keychain[k][0][n] == 1:
                CFP[0][n] += 1
            else:
                pass
            if Keychain[k][1][n] == 1:
                CFP[1][n] += 1
            else:
                pass

    for k in range(0, N_Teeth):
        CFP[0][k] = CFP[0][k]/(length)
        CFP[1][k] = CFP[1][k]/(length)

    return CFP

def CFP_Test(CFP, N_Teeth):
    sum = 0

    for k in range(0, N_Teeth):
        if (CFP[k] == 1.0) or (CFP[k] == 0.0):
            sum += 1
        else:
            pass

    if sum == N_Teeth:
        return 1
    else:
        return 0
```

```

def Fitness(Keychain, iter, N_bits):
    if iter == 0:
        for k in range (0, len(Keychain)):
            x1 = value(Keychain[k][0], N_bits)
            x2 = value(Keychain[k][1], N_bits)
            Keychain[k].append([x1, x2])
            fit = (- (math.sin(x1)/x1) * (math.sin(x2)/x2))
            Keychain[k].append(fit)
    else:
        for k in range (len(Keychain)/2, len(Keychain)):
            x1 = value(Keychain[k][0], N_bits)
            x2 = value(Keychain[k][1], N_bits)
            Keychain[k].append([x1, x2])
            if x1==0 and x2<>0:
                fit = (- (1) * (math.sin(x2)/x2))
            elif x1<>0 and x2==0:
                fit = (- (math.sin(x1)/x1) * (1))
            elif x1==0 and x2==0:
                fit = -1
            else:
                fit = (- (math.sin(x1)/x1) * (math.sin(x2)/x2))

            Keychain[k].append(fit)

    return Keychain

def value(key, N_bits):
    print "value"
    print key
    unit = (20.0/(2*N_bits))
    print unit
    a=""
    for n in range(0, len(key)):
        a += str(key[n])
    d = int(a, 2)
    print d
    print d*unit - 10
    #key.append(int(b, 2))
    return d*unit - 10

def report(Track):
    xls_file_name = "KCA_test.xlsx"
    print xls_file_name
    xl = excelpy.workbook(xls_file_name, overwritesheet=True)
    xl.show()

    rowref = 1
    colref = 1

    xl.set_cell((rowref, colref), 'KCA Test',
fontStyle='bold'); rowref+=2; colref+=1

    xl.set_cell((rowref, colref), 'Iter', fontStyle='bold'); colref+=1
    xl.set_cell((rowref, colref), 'Fitness', fontStyle='bold',
numberFormat="0.00000"); colref+=2
    for n in range (0, 50):
        xl.set_cell((rowref+1+n, colref), n+1)
    for n in range (0, 50):
        xl.set_cell((rowref+1+n, colref+1), Track[n])

```

```

def New_KCA(Keychain, MaxIter, N_bits, Pop):
    Results = []
    for n in range (0, MaxIter):
        Keychain = Fitness(Keychain, n, N_bits)
        print Keychain
        Keychain = Sort_Keys(Keychain)
        print Keychain
        Keychain = Save_Best_Keys(Keychain)
        print Keychain
        CFP = CuttingFactProb(Keychain, N_bits, len(Keychain))
        print CFP

        print len(Keychain)
        Keychain = Regenerate_Keychain(Keychain, Pop, CFP, N_bits)
        print Keychain
        print len(Keychain)

        print "iter: ",n
        Results.append(Keychain[0][-1])
        print Results

        #report (Results)

    print Keychain
    print Keychain[0]
    print Results

def Run_KCA_Sample():
    Pop = 80
    MaxIter = 50
    N_bits = 16
    Results = []
    Keychain = Generate_Keychain(Pop,N_bits)
    print Keychain

    New_KCA(Keychain, MaxIter, N_bits, Pop)

''' ----- '''
'''                               START ALGORITHM                               '''
''' ----- '''

Run_KCA_Sample()

```

EXEMPLO DE CÓDIGO CHAMADA KCA

(...)

```
KCA_Violations = init_array_single_viol()
```

```
BLV, KCA_Violations = BRN_Lim_Violation ("", "", -1, Limits[3], 1,  
KCA_Violations)
```

```
TLV, KCA_Violations = TRN_Lim_Violation ("", "", -1, Limits[4], 1,  
KCA_Violations)
```

```
if BLV > 0 or TLV > 0:
```

```
    EolGen_Data = load_loads(5)
```

```
    Pinst = 0
```

```
    for p in range (0,EolGen_Data[0]):
```

```
        Pinst += EolGen_max[0][p]
```

```
    KCA_Solution[0].append(Run_KCA(EolGen_Data, n, KCA_xl, N_KCA_Calls,  
Pinst))
```

(...)