



Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Ramo de Sistemas de Energia



Um dos aspectos muito importantes num parque eólico é o dimensionamento, um correcto dimensionamento pode traduzir-se num óptimo aproveitamento dos recursos eólicos.

Instalação, Operação & Manutenção de Parques Eólicos

Este trabalho tem como objectivo aprofundar o conhecimento sobre a instalação, operação e manutenção de um parque eólico já instalado e a construção de outros parques eólicos em várias zonas do país.

Trabalho Realizado por:

Liliana Pinho Figueiredo

Em relação ao parque eólico instalado, foi realizada a sua caracterização e dimensionamento. No que respeita a parte de

produção eléctrica, primeiro procurou-se caracterizar um parque eólico quanto

ao seu comportamento em condições reais, edifício de comando, constituição do aerogerador e sistema

de gestão do parque. Focou-se ainda, o dimensionamento dos

equipamentos do parque, nomeadamente cabos de MT, cabos de protecção e

condensadores.

Embora não directamente no âmbito do projecto, é importante compreender que o planeamento de uma obra é complexo, no sentido em que se devem cumprir todas as datas previstas, para além do facto de se tratarem de obras de grande dimensão e elevado custo.

Trabalho realizado sobre a orientação:

Professor Doutor João Abel Peças Lopes (FEUP)

Engenheiro Pedro Quintão do Vale (REpower Portugal)



Porto, Setembro de 2006

Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Ramo de Sistemas de Energia



Instalação, Operação & Manutenção de Parques Eólicos

Trabalho Realizado por:
Liliana Pinho Figueiredo

**Estágio Curricular - REpower Portugal,
S.A.**

Trabalho realizado sobre a orientação:
Professor Doutor João Abel Peças Lopes (FEUP)
Engenheiro Pedro Quintão do Vale (REpower Portugal)



Porto, Setembro de 2006



621.3(047.3)1Leec 226/r:G4

Universidade do Porto
Faculdade de Engenharia
Biblioteca
Nº 105175
CDU
Data 24 / 02 / 20 10

Resumo

Este trabalho surge na actual conjuntura do país, cada vez mais a energia eólica ganha importância no contexto energético português apesar da burocracia que impede a rápida execução dos projectos, de forma a cumprir metas de protocolos estabelecidas. Para o desenvolvimento desta tecnologia é necessária a existência de um “know how” nos novos técnicos e engenheiros que se formam neste país.

Um dos aspectos muito importantes num parque eólico é o dimensionamento, um correcto dimensionamento pode traduzir-se num óptimo e rentável funcionamento do parque. Para o dimensionamento do parque é necessário aprofundar os conhecimentos acerca dos seus componentes e seu funcionamento e como é monitorizado. O estágio realizado permitiu conhecer o funcionamento de um parque eólico já instalado e construção de outros parques eólicos em várias zonas do país.

Em relação ao parque eólico instalado, foi feito um estudo exaustivo incidindo na sua caracterização e dimensionamento. No que respeita a parte de instalação eléctrica, primeiro procurou-se caracterizar um parque eólico quanto aos aspectos de localização, de interligação à rede pública, subestação e seus componentes, edifício de comando, constituição do aerogerador e sistema de controle e gestão do parque. Focou-se ainda, o dimensionamento dos constituintes do parque, nomeadamente cabos de MT, celas de protecção e bateria de condensadores, considerando os elementos que contribuem com potência reactiva.

Embora não directamente no âmbito do projecto, é focada a parte da montagem de um parque, foi possível compreender que o planeamento e acompanhamento de uma obra é complexo, no sentido em que nada pode falhar para que sejam cumpridas todas as datas previstas, para além do facto de se lidar com peças de várias toneladas e elevado custo.

Prefácio

No âmbito da cadeira de “Projecto, Seminário ou Trabalho Final do Curso (PSTFC)” do 5ºano da Licenciatura em Engenharia Electrotécnica e de Computadores do Ramo de Sistemas de Energia, foi efectuado este estágio na empresa REpower Portugal Sistemas Eólicos, S.A..

O principal motivo deste trabalho é tomar contacto com a realidade do mundo de trabalho, conjugando esse objectivo com o de desenvolver os conhecimentos na área da energia eólica, nomeadamente o dimensionamento e construção de um parque.

O desenvolvimento deste trabalho passa por estudar o funcionamento e a constituição de um parque eólico, quer em termos técnicos quer em termos legislativos. Para exemplificar o estudo que foi feito, é dado um exemplo de um parque eólico – Parque Eólico Joguinho II.

Este trabalho só foi possível graças à colaboração de várias pessoas.

Agradeço à Administração da REpower Portugal e Martifer, pela oportunidade de estágio concedida.

Agradeço ao Prof. Dr. João Peças Lopes, pelo interesse e disponibilidade ao ter aceite supervisionar o estágio.

Agradeço a toda a equipa da REpower Portugal pela disponibilidade e paciência demonstrada para comigo. Em especial agradeço ao Eng.º Pedro Vale, Eng.º Paulo Gouveia e Eng.º Filipe Figueiredo, por todo o apoio e pelos conhecimentos transmitidos.

Ao programa Operacional da Ciência e Inovação 2010 (POCI 2010) pelo apoio financeiro.

Índice

Resumo	2
Prefácio	3
Índice	4
Índice de Figuras	6
Índice de Tabelas.....	7
Índice de Gráficos.....	8
1 Introdução	9
2 Parques Eólicos da construção à exploração.....	14
3 Instalação Eléctrica	19
3.1 Caracterização	19
3.1.1 Local.....	19
3.1.2 Ponto de Interligação	21
3.1.3 Parque	23
3.1.4 Edifício de Comando	23
3.1.4.1 Celas Compactas com Disjuntores	24
3.1.4.2 Celas Compactas Combinado Interruptor-Fusível.....	25
3.1.4.3 Comando e Controlo.....	26
3.1.4.4 Sistema de Contagem	27
3.1.5 Subestação	28
3.1.5.1 Transformador de Potência	28
3.1.5.2 Transformadores de Medida.....	32
3.1.5.2.1 Transformadores de Tensão (TT)	32
3.1.5.2.2 Transformadores de Corrente (TI)	34
3.1.5.3 DST.....	36
3.1.5.4 Disjuntores.....	37
3.1.5.5 Seccionadores	38
3.1.5.6 Baterias de Condensadores	38
3.1.5.7 Rede de Terra	40
3.1.5.7.1 Terra de Protecção	40
3.1.5.7.2 Terra de Segurança Para Trabalhos	41
3.1.6. Sistema de Monitorização do Parque	41
3.1.7 Aerogeradores.....	45
3.1.7.1 Rotor	46
3.1.7.2 Sistema de Transmissão.....	46
3.1.7.3 Gerador	47
3.1.7.4 Sistema de Orientação (Yaw System).....	48
3.1.7.5 Sistema de Travagem.....	49
3.1.7.6 Torre	49
3.1.7.7 Sistema de Controlo.....	50
3.1.7.8 Curva de Potência	51
3.2 Dimensionamento	51
3.2.1 Rede de Cabos MT	51
3.2.2 Celas de Protecção	55
3.2.3 Bateria de Condensadores.....	58
3.2.3.1 Transformador do Aerogerador.....	58



3.2.3.2 Transformador de Potência	60
3.2.3.3 Contribuição da Rede de MT	60
3.2.3.4 Contribuição do Aerogerador	61
3.2.3.5 Potência Reactiva no Parque Eólico	62
3.2.3.6 Dimensionamento da Bateria de Condensadores	63
4. Caso de Estudo – Parque Eólico Joguinho II	64
4.1 Local	64
4.2 Ponto de Interligação	64
4.3 Características dos equipamentos	65
4.4 Dimensionamento de Cabos MT	67
4.5 Celas de Protecção	81
4.5.1 Celas Compactas com Disjuntores	83
4.5.2 Celas Compactas Combinado Interruptor-Fusível	85
4.6 Bateria de Condensadores	85
5 Conclusões	91
6 Bibliografia	93
ANEXOS	94
ANEXO A.1	94
ANEXO A.2	96

Índice de Figuras

Figura 1 – Fotos dos acessos, antes, durante e após intervenção, respectivamente	15
Figura 2 – construção das fundações: início da montagem do ferro, ferro montado e fundação concluída, respectivamente	15
Figura 3 – Imagem Plataforma pronta e Imagem de Vala de Cabos	16
Figura 4 – Exemplo da Subestação e Edifício de Comando	16
Figura 5 – Montagem da Torre, da Nacelle e do Rotor	17
Figura 6 – Mastro Meteorológico e seus sensores	19
Figura 7 – Exemplo de uma Rosa-dos-Ventos	20
Figura 8 – Exemplos de gráficos da Distribuição de Energia produzida por velocidade média do vento e da Frequência ocorrência de cada velocidade de vento	21
Figura 9 – Quadro de Comando e Controlo, no Edifício de Comando	27
Figura 10 – Exemplo de uma subestação	28
Figura 11 – Exemplo de Transformador de Potência	30
Figura 12 – Ilustração do Relé de Buchholz e um exemplo da sua aplicação	31
Figura 13 – Transformador de Tensão	33
Figura 14 – Transformador de Corrente	35
Figura 15 – Descarregador de Sobretensão	36
Figura 16 - Disjuntor	37
Figura 17 - Seccionador	38
Figura 18 – Caracterização do Sistema de Controlo e Monitorização de um Parque ...	42
Figura 19 – exemplo de uma janela do SCADA	43
Figura 20 – Exemplo de algumas das possíveis janelas de gestão do SCADA	44
Figura 21 – exemplo da constituição da Nacelle	45
Figura 22 – Figura ilustrativa do Hub	46
Figura 23 – Exemplo da curva de potência de um aerogerador	51
Figura 24 – Esquema equivalente do Gerador	57
Figura 25 – Simulação do PowerWorld	75
Figura 26 – Esquema representativo do problema	89

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Temperaturas dos Materiais Isolantes da Alma Condutora dos Cabos	53
Tabela 2 – Características Técnicas do Ponto de Interligação à Rede	65
Tabela 3 – Características Técnicas do Gerador e seu Transformador	65
Tabela 4 – Características Técnicas do transformador de Potência	66
Tabela 5 – Características Técnicas do Transformador de Serviços Auxiliares	67
Tabela 6 – Configuração e Caracterização da Rede do Parque	70
Tabela 7 – Resultados obtidos para o estudo 1, tendo em conta a Condição de Aquecimento.....	71
Tabela 8 – Resultados e Verificação da Condição de Queda de Tensão, Estudo 1.....	71
Tabela 9 – Resultados obtidos para o novo cabo, Estudo 2	72
Tabela 10 – Resultados e Verificação da Condição de Queda de Tensão, Estudo 2.....	72
Tabela 11 – Resultados obtidos para o Estudo 3, tendo em conta a Condição de Aquecimento.....	73
Tabela 12 – Resultados e Verificação da Condição de Queda de Tensão, Estudo 3.....	74
Tabela 13 – Perdas obtidas na rede do parque, pela simulação no PowerWorld	76
Tabela 14 – Dados para simulação no PowerWorld.....	78
Tabela 15 – Resultados das Perdas Obtidas pela simulação do PowerWorld	78
Tabela 16 – Resultado Obtido para o cálculo da remuneração	79
Tabela 17 – Resultado da Remuneração referida ao ano de investimento (ano 0).....	79
Tabela 18 – Resultado obtido para os Custos Globais da Rede de Cabos do Parque	80
Tabela 19 – Definição das Bases do Sistema	82
Tabela 20 – Cálculo das reactâncias em sistema por unidade	82
Tabela 21 – Impedância dos Ramais	83
Tabela 22 – Corrente de Serviço dos Ramais.....	83
Tabela 23 – Corrente máxima de Curto-Circuito em cada Ramal	84
Tabela 24 – Cálculo da Corrente máxima de Curto-Circuito da Cella do Transformador	84
Tabela 25 – Corrente de Serviço na Cella do Transformador de Serviços Auliales	85
Tabela 26 – Cálculo da Potência Reactiva do Transformador dos Aerogeradores	86
Tabela 27 - Cálculo da Potência Reactiva do Transformador Potência	86
Tabela 28 – Contribuição de Potência Reactiva da Rede de MT	86
Tabela 29 – Resultados das Perdas Obtidas no PowerWorld.....	87
Tabela 30 – Contribuição da Rede de MT, de acordo com PowerWorld.....	87
Tabela 31 –Potência Reactiva no Parque Eólico	88
Tabela 32 – Cálculo da Bateria de Condensadores	89

Índice de Gráficos

Gráfico 1 – Gráfico comparativo das Perdas nos 3 estudos efectuados	74
Gráfico 2 – Comparação das Perdas calculadas e as obtidas pelo PW para a rede de cabos do Parque	76
Gráfico 3 – Gráfico comparativo dos Custos em cada estudo.....	77
Gráfico 4 – Gráfico comparativo dos custos de investimento e de operação.....	80
Gráfico 5 – Gráfico comparativo dos Custos Globais da Rede de Cabos do Parque	81

1 Introdução

Numa altura em que questões ambientais são grandes preocupações para todos os governantes, começam a surgir como solução alternativa aos combustíveis fósseis as fontes de energias renováveis.

No início da década de 90 surgiram as primeiras conversações sobre as alterações climáticas sentidas no planeta e sobre os resultados preocupantes das emissões de gases com efeito de estufa. Neste contexto foi estabelecido, perto do final da década, o Protocolo de Kyoto em que são impostas metas concretas para o combate às alterações climáticas, nomeadamente uma redução de cinco por cento das emissões de gases com efeito de estufa de cada país, em relação aos valores de 1990, até 2012.

Mais recentemente, foi aprovada a *Directiva 2001/77/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 27 de Setembro de 2001*, que faz a promoção da produção de electricidade através de fontes de energia renováveis, tendo em vista os objectivos a cumprir, não só do Protocolo de Kyoto, mas também do Livro Branco sobre fontes renováveis de energia, no qual é referida a necessidade de duplicar a quota das energias renováveis do consumo interno bruto de energia.

A também conhecida como Directiva das Renováveis contém valores indicativos para as metas nacionais a definir pelos Estados-Membros. Para Portugal é indicado, como valor a atingir até 2010, que 39,0% da produção de electricidade deverá ter a sua origem em fontes de energia renováveis.

Sector Energético em Portugal

Em Portugal, não sendo um país rico em recursos como petróleo ou gás natural, e numa altura em que mesmo o carvão já quase escasseia, houve necessidade de evoluir noutro sentido. Como tal, começaram a ser desenvolvidas formas alternativas de produção de energia, fruto de um crescente incentivo e promoção da utilização de recursos endógenos.

De forma a conseguir alcançar as metas a que se propôs, o Governo reviu a legislação (em vigor) para a produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis e para a produção combinada de calor e electricidade, introduzindo alterações relativamente às remunerações, de acordo com a tecnologia e regime de exploração.

Com a publicação da primeira legislação do sector em 1988 – Decreto-Lei n.º189/88 – foi possível a mobilização de investimentos privados, principalmente nas áreas da produção hídrica e da cogeração, enquanto que a energia eólica viu poucos projectos serem aprovados. Esta falta de investimento na energia eólica deveu-se, em grande parte, ao facto de na altura as hídricas possuírem já tecnologias bastante desenvolvidas no país e, ainda, o facto de os recursos hidrológicos serem bem conhecidos e mal aproveitados, o que não acontecia em relação à eólica, pois não havia grande evolução tecnológica e o potencial do vento era ainda desconhecido.

A situação é agora diferente, constatando-se a olhos vistos uma maior concentração de esforços, quer governamental quer do sector privado, para que sejam instalados novos equipamentos para produção de energia eólica e para o desenvolvimento da sua tecnologia.

A nível governamental, verificou-se nos últimos anos a publicação de legislação específica com o fim de promover o desenvolvimento das energias renováveis, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 312/2001 e o Decreto-Lei n.º 339-C/2001; por outro lado, verificou-se a exigível reestruturação no sector

eléctrico, terminando desta forma com a estrutura vertical da empresa eléctrica que dominava o mercado português (EDP) surgindo, num novo organigrama, o Sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI). Para além dos factores enunciados, outro factor de propulsão das energias renováveis foi, como já referida, a aprovação da Directiva das Renováveis que faz prever a futura instalação de cerca de 2500 a 3000MW em Portugal.

Neste profundo clima de desenvolvimento das energias renováveis, a energia eólica surge como a energia emergente, principalmente com os grandes desenvolvimentos tecnológicos recentes, nomeadamente a classe de aerogeradores *multimegawatt*, com potências unitárias que chegam já hoje aos 3 MW e que se esperam com grande margem de progressão.

As estatísticas da Direcção Geral de Geologia e Energia, confirmam que a potência instalada em Portugal tem vindo a aumentar de forma progressiva e sustentada, tendo atingido no primeiro trimestre deste ano já os 1151 MW. Por outro lado, este valor está bastante aquém do valor apresentado de potência licenciada até à mesma data que é de 2789 MW.

Devido à inconstância da sua produção, que varia com a velocidade do vento não é possível, com a Energia Eólica, assegurar cargas da base, variações ou picos de consumo. (Uma vez que não há forma de se aumentar a produção.)

Inicialmente, por terem potências reduzidas (na ordem das poucas dezenas de kW), os aerogeradores eram instalados com o intuito de fornecer, parcial ou totalmente, energia eléctrica para consumo local, o que era visto como uma vantagem para o sistema eléctrico porque reduzia as perdas na rede, originadas pelas longas distâncias das linhas.

Hoje em dia, como resultado da constante evolução tecnológica a que vêm sendo sujeitos, os aerogeradores são comumente utilizados no sistema

produtor, visto apresentarem capacidade de auto-regulação (feita de minuto a minuto), com o intuito de manter a relação entre produção e consumo. Dado que estas centrais de produção dispõem de uma capacidade limitada de produção, existe uma determinada capacidade de reserva no sistema produtor, para combater eventuais paragens de produção, quer por avaria ou por razões de manutenção. No entanto, verifica-se que se as centrais estiverem distribuídas por diversos pontos geográficos será pouco provável que tenham paragens ao mesmo tempo, uma vez que o vento varia dependendo das zonas, resultando assim numa reserva não muito elevada, independentemente da potência eólica instalada.

No que concerne à ligação das centrais eólicas à rede, esta poderá acarretar dificuldades ao projecto, já que a escolha dos pontos de ligação está a cargo da Direcção Geral de Geologia e Energia e nem sempre esses pontos são perto dos melhores locais de vento. Nesse caso, as despesas inerentes à ligação podem por em causa a viabilidade do projecto, já que são da responsabilidade do promotor do parque eólico. Para além destes pontos nem sempre serem nos melhores locais destaca-se também, a morosidade de obtenção das licenças necessárias à construção dos parques eólicos, dada a burocracia inerente a este tipo de processo.

A potência autorizada nos pontos de ligação à rede limita a potência máxima a injectar na rede, no entanto o promotor do parque pode optar por instalar mais potência do que a que realmente pode injectar. Esta opção pode ser entendida como uma forma de otimizar a capacidade autorizada, já que não sendo o vento um recurso estável e linear, pode acontecer de num ponto do parque não haver vento e a turbina não produzir mas noutra pode haver vento logo produção. Desta forma cabe ao promotor analisar os possíveis investimentos e definir aquele que financeiramente seja o mais favorável.

Outro aspecto que poderá limitar o aparecimento de novos parques eólicos é a capacidade limitada da rede portuguesa em receber energia. De facto, caso a linha não tenha capacidade para receber a quantidade de energia

produzida pelo parque eólico (no ponto de ligação), as alterações necessárias na rede para que tal seja possível serão da responsabilidade dos promotores do respectivo parque.

Na ligação de um parque eólico à rede, é necessário ter em conta as condições técnicas contempladas na legislação, nomeadamente no que respeita: à tensão, cujo valor e fase têm que ser iguais aos do ponto de interligação; à frequência, que tem que ser exactamente igual à da rede, para que o sistema funcione; e, caso o parque seja constituído por geradores assíncronos, a corrente de magnetização, indispensável para o seu funcionamento, que deverá ser fornecida pela rede.

É neste contexto, de evolução e desenvolvimento da energia eólica com cada vez mais parques a serem construídos pelo país, foi desenvolvido o presente estágio, acompanhando e participando num desses novos projectos quer na parte de dimensionamento como também na montagem.

2 Parques Eólicos da construção à exploração

Nesta secção é apresentada, de forma genérica, a fase de construção de um parque eólico, dando a conhecer as etapas que levam ao seu estabelecimento.

De uma maneira geral, um parque eólico é constituído não só por aerogeradores, para a conversão de energia cinética do vento em energia eléctrica, mas também por uma subestação, à qual estão ligados todos os aerogeradores, por uma rede de cabos, para que seja injectada na rede receptora a energia produzida, e um edifício de comando, de onde será efectuado o controlo do parque. Para além do referido, constitui também parte integrante dos projectos (ou trabalhos) os acessos dentro do parque.

Os trabalhos de construção começam pelos acessos, bem pensados e planeados, designadamente em relação à largura do pavimento, largura de curvas e eventuais declives que o terreno possa ter, uma vez que será por lá que passarão os transportes de equipamentos e materiais para a construção, tipicamente muito pesados e exigentes em termos de meio rodoviário. Serão também executados todos os trabalhos que proporcionem uma fácil drenagem de águas pluviais.

Depois de estabelecido o acesso principal de ligação ao parque, são abertos todos os restantes caminhos dentro do parque e executada a respectiva drenagem de águas, de acordo com a localização dos aerogeradores, previamente estudada e definida, tecnicamente designada por *layout* do Parque Eólico.



Figura 1 – Fotos dos acessos, antes, durante e após intervenção, respectivamente

Após esta primeira fase, em que é já possível chegar sem dificuldades aos locais de futura implantação das turbinas, começa a construção das respectivas fundações. Estas, serão de fundação directa ou profunda, de acordo com o tipo de solo, dependendo o seu dimensionamento das condições meteorológicas e geotécnicas locais, assim como da altura da torre e diâmetro rotórico e forças exercidas sobre as estruturas. De uma maneira geral, o que distingue os dois tipos de fundação, é a capacidade de carga do solo, ou seja, se esta for suficiente então utilizar-se-á fundações directas, pelo contrário se tiver pouca capacidade serão utilizadas fundações profundas.



Figura 2 – construção das fundações: início da montagem do ferro, ferro montado e fundação concluída, respectivamente

Com a fundação concluída, torna-se necessário preparar o local envolvente – plataforma – para que seja possível, posteriormente, colocar os componentes a instalar e todo o equipamento inerente e indispensável à montagem. A plataforma deve ser suficientemente grande para permitir que sejam lá colocadas pelo menos duas gruas e o conjunto formado pelas 3 pás e *hub*, cuja assemblagem é realizada ainda em terra.



Figura 3 – Imagem Plataforma pronta e Imagem de Vala de Cabos

Em simultâneo, são abertas as valas de cabos, normalmente paralelas aos caminhos de acesso aos aerogeradores. Os cabos de média tensão serão colocados a uma profundidade mínima de 0.7m, em esteira horizontal sobre um manto de areia, e devem estar afastados a uma distância tal que as influências térmicas que se exercem entre eles seja nula. Depois de todos os cabos de média tensão aterrados e devidamente sinalizados, será colocado o cabo de fibra óptima utilizado para a comunicação de dados.



Figura 4 – Exemplo da Subestação e Edifício de Comando

Os trabalhos de construção civil da subestação e edifício de comando iniciam-se logo que concluída a fase de passagem de cabos, variando a dimensão da subestação consoante a potência total do parque. A instalação

dos equipamentos eléctricos, assim como todas as ligações entre esses equipamentos, tanto da subestação como do edifício de comando, é feita logo após a conclusão da obra civil. Finda a obra eléctrica, são efectuados ensaios para testar o funcionamento dos equipamentos e para executar eventuais afinações que possam ser necessárias, ficando assim em condições para a futura ligação à rede receptora.

A montagem das torres e aerogeradores poderá começar a partir do momento em que estão prontas as plataformas. No entanto, o planeamento é executado de forma que a montagem realmente aconteça num momento próximo ao da chegada das máquinas (*nacelle*) que, devido ao “boom” das eólicas, tanto a nível nacional como internacional, tem sido cada vez mais longo.

Na base da torre existe uma plataforma separada onde serão montados os armários de distribuição do conversor e, eventualmente, o transformador, num nível inferior. A torre será montada por troços, que podem variar entre 3 e 5 dependendo da altura da mesma, e onde no topo será colocada a *nacelle* (ou cabine) onde se encontram todos os aparelhos necessários à conversão da energia cinética do vento em energia eléctrica. Por último é colocado o rotor, depois de montadas as pás ainda em terra, e efectuadas todas as ligações de cablagem e equipamentos de forma a que os aerogeradores fiquem prontos a ser ligados.



Figura 5 – Montagem da Torre, da Nacelle e do Rotor

Para finalizar a construção do parque, é feita a ligação dos aerogeradores à rede pública, de acordo com a legislação em vigor, sendo para tal necessário garantir que a queda transitória de tensão da rede pública, aquando da ligação não seja superior a 2%, que não seja feita a ligação de mais do que um aerogerador por minuto, e que a ligação do aerogerador só seja efectuada quando este atingir 95% da velocidade síncrona (visto tratarem-se de geradores assíncronos com potência superior a 500kVA). Depois de ligado o parque, existe um período experimental de 10 dias, designado como o teste das 240h, durante o qual todos os aerogeradores funcionam ininterruptamente, para testar a sua disponibilidade e a sua curva de potência, já que o fabricante é responsável pela garantia destas características técnicas da turbina.

Concluída a obra, é feita a entrega do parque eólico ao promotor do mesmo, que irá ser o responsável pela sua exploração. Este deve respeitar as condições necessárias à sua boa exploração bem como a qualidade da energia entregue à rede pública.

3 Instalação Eléctrica

3.1 Caracterização

3.1.1 Local

Um dos aspectos fundamentais para a construção de um parque eólico é o local onde se implantam os aerogeradores. Sendo a potência disponível uma função dependente da variável velocidade do vento, e para que o projecto seja viável, deverão os aerogeradores ficar localizados em locais de ventos persistentes e fortes, maximizando assim a sua produção anual de energia.

Nesta perspectiva, os locais mais previsíveis serão topos de montanhas, eventualmente planícies, planaltos e também zonas costeiras. Numa primeira análise de identificação poderá ser feita uma consulta de cartas militares e visitas aos respectivos locais. No entanto, para uma escolha tecnicamente correcta, não se dispensam estudos de vento com dados obtidos por mastros meteorológicos, instalados nos locais durante um período de tempo de pelo menos 1 ou 2 anos, para que a caracterização do local seja o mais detalhada e fiável possível.

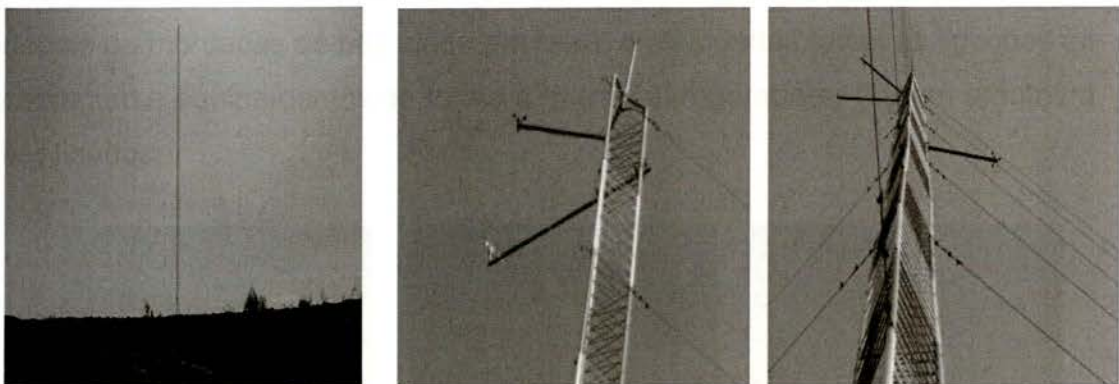


Figura 6 – Mastro Meteorológico e seus sensores

A caracterização do vento passa pela definição da direcção em que ele sopra e velocidade média que atinge. A direcção e a frequência com que o vento ocorre naquela direcção, são representadas sob a forma de rosa-dos-ventos, que se ilustra na figura 6. Esta definição da direcção mais frequente do

vento, ajuda a estabelecer a orientação inicial que as turbinas devem ter em relação ao vento.

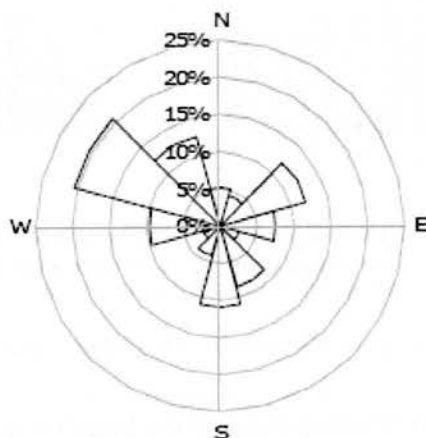


Figura 7 – Exemplo de uma Rosa-dos-Ventos

Por outro lado, a caracterização das velocidades possibilita, com base em dados reais do vento, a construção da Distribuição de Weibull que melhor se adapta e descreve o perfil do vento local. Igualmente importante para a definição do tipo de aerogerador a instalar é a frequência de ocorrência de cada velocidade.

Os dados referidos são úteis para cálculos energéticos, isto é, para o cálculo da distribuição de energia que é produzida para cada velocidade de vento, sabendo ainda a curva de potência das máquinas sujeitas a análise. O valor esperado para a energia eléctrica produzida anualmente, é dado pela distribuição discreta:

$$E_a = \sum_{u_0}^{u_{\max}} (f_r(\bar{u}) \cdot P_e(\bar{u})) \quad (1)$$

A título ilustrativo apresenta-se, na figura 8, os gráficos usualmente apresentados nestes estudos, representativos dos dados e resultados que caracterizam a equação 1

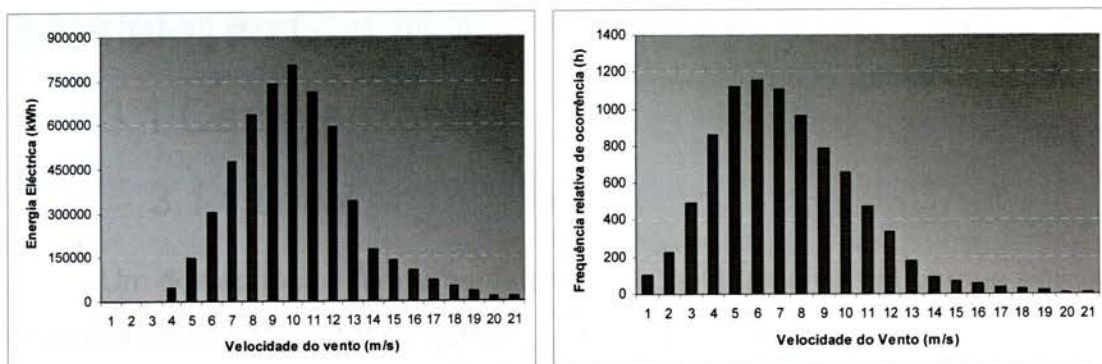


Figura 8 – Exemplos de gráficos da Distribuição de Energia produzida por velocidade média do vento e da Frequência ocorrência de cada velocidade de vento

Em suma, não só ficam definidos os locais e a direcção mais propícia à colocação das torres, com velocidades de vento mais fortes, como também é fornecida uma estimativa da produção de anual de energia consoante as turbinas, o que permite concluir quais as turbinas que melhor rendimento poderão tirar do vento.

3.1.2 Ponto de Interligação

Definido o local de instalação do parque eólico, o promotor do parque necessita verificar a existência de pontos de interligação e a capacidade de recepção da rede eléctrica nacional, assim como elaborar um pedido para atribuição do ponto de recepção à Direcção Geral de Energia.

A atribuição do ponto de recepção está dependente da capacidade da rede que, em casos de insuficiência, obriga ao recurso a um mecanismo de selecção previsto na legislação, com critérios predefinidos. Por outro lado, está também previsto, para situações associadas à política energética, objectivo considerado prioritário, e para situações de optimização da rede pública, o lançamento de concursos para atribuição de pontos de recepção, de acordo com a capacidade de recepção das redes do SEP existente, mediante critérios de selecção definidos na legislação.

A legislação em vigor estabelece a intransmissibilidade dos pontos de recepção, assegurando desta forma a responsabilidade dos promotores e a transparência nos processos. Prevê ainda, para garantir a execução das obras dos centros electroprodutores e a concretização de investimentos de reforço das redes, que sejam aplicadas cauções passíveis de serem accionadas pela Direcção Geral de Energia ou operadores das redes.

Para a elaboração do projecto, serão fornecidas ao promotor do parque eólico as informações relativas ao ponto de interligação, nomeadamente, tensão nominal e banda de regulação da tensão nesse ponto; potência de curto-circuito máxima e mínima; regime do neutro e dispositivos de reengate automático que poderão eventualmente existir.

Com base nestas informações, o projecto será segundo alguns critérios em relação ao regime de neutro e dispositivos de reengate automático, a seguir especificados.

No que se refere ao regime de neutro do centro produtor, este deverá estar de acordo com o praticado na rede à qual está ligado. Para o caso das redes onde o centro produtor se irá ligar serem de AT ou MT, e utilizando um transformador para tal efeito, deverá este ser ligado em triângulo. Um outro ponto de grande relevância é o facto de a ligação dos neutros ter de ser interrompida se o centro produtor for desligado da rede, tal operação deve ser realizada pelo mesmo dispositivo.

Quanto às protecções, se a ligação for feita a redes públicas em que se pratique o reengate automático, então o parque eólico deverá ter equipamentos de desligação coordenados com os equipamentos de reengate da rede receptora. O parque deve ainda ser equipado com protecções de forma a ser automaticamente desligado da rede, no caso de esta ser desligada da rede primária.

3.1.3 Parque

Após uma fase inicial de estudos de ventos, definição dos melhores locais para instalação, comparação de desempenhos de turbinas e caracterização do ponto de interligação à rede receptora, é realizada uma caracterização global do parque, para que, de acordo com essa caracterização, seja feito o dimensionamento dos equipamentos.

Com o objectivo de vir a apresentar uma proposta ao promotor do parque eólico, será necessário que este defina a potência a injectar para que, mediante esta potência, se defina o número de máquinas a instalar. Após a definição do lay-out, onde são contabilizados os locais de maior potencial eólico e as restrições de carácter ambiental, as empresas concorrentes podem então idealizar os acessos necessários e o traçado das valas de cabos.

É também da responsabilidade do promotor do centro electroprodutor, definir a tensão da rede interna do parque, assim como facultar todas as informações relativas à rede receptora.

Com o número de aerogeradores e o caminho de cabos definidos, projecta-se a configuração óptima para os ramais, assim como os comprimentos e secções de cabos a instalar.

3.1.4 Edifício de Comando

O edifício de comando, normalmente localizado junto à subestação, é o elo de ligação entre os ramais do parque e a subestação eléctrica. Incluirá celas do tipo compactas, com invólucro metálico utilizando SF₆ (hexafluoreto), que não só farão a interligação de toda a rede de MT, mas também a protecção e medida.

São habitualmente consideradas as celas modulares para as seguintes funções:

- protecção de cada ramal
- protecção do transformador da subestação
- protecção da bateria de condensadores
- protecção para transformador de serviços auxiliares
- contagem e medida em MT

Sabendo que para a saída do transformador de serviços auxiliares é utilizada uma cela de combinado interruptor-fusíveis, as restantes são celas com disjuntores.

Será também no edifício de comando que ficarão albergados todos os equipamentos que constituem os sistemas de comando, controlo, protecção e contagem do parque, que possibilitarão uma exploração totalmente automática da instalação.

3.1.4.1 Celas Compactas com Disjuntores

Para além de reduzidas dimensões, o que lhes permite serem facilmente instaladas, as celas compactas apresentam a possibilidade de combinação com outras celas pois o seu barramento é, opcionalmente, extensível.

Estas celas, para além de equipadas com disjuntor, são compostas por seccionador e seccionador de ligação à terra, que estão selados num invólucro cheio de SF₆. Na parte frontal da cela, estão disponíveis comandos para manobrar o seccionador, seccionador de ligação à terra e o disjuntor, assim como lâmpadas para sinalizar a presença de tensão.

Este tipo de cela permite ainda que se monte um compartimento suplementar de BT no tecto da cela, para que se possa instalar relés electrónicos para o controlo.

Como forma de segurança da aparelhagem e das pessoas que possam ter de lidar com as celas, contemplam um sistema de encravamentos funcionais que:

- não permite que o seccionador seja fechado a não ser que o disjuntor esteja aberto e o painel de acesso colocado no lugar;
- não permite que o seccionador de terra seja fechado a não ser que os seccionadores estejam abertos;
- só permite abrir o painel de acesso se o disjuntor estiver aberto e encravado, se o seccionador estiver aberto e também se o seccionador de terra estiver fechado.

O disjuntor tem a finalidade de proteger o circuito, o seccionador procede à sua abertura, e o seccionador de terra faz o escoamento de eventuais correntes de defeito.

3.1.4.2 Celas Compactas Combinado Interruptor-Fusível

Como as celas anteriores, também estas são facilmente combináveis com outras, já que o seu barramento também permite ser extendido. São equipadas com um interruptor-seccionador e ainda um seccionador de ligação à terra, também selados num invólucro metálico e cheio de SF6.

A parte frontal da cela tem os comandos de manobramento do interruptor e seccionador de ligação à terra acessíveis, assim como lâmpadas de sinalização de presença de tensão e indicador de posição mecânica.

Escolhendo a opção motorizada, pode ser instalada uma régua de terminais, de fusíveis BT e relés de pequeno volume. Em alternativa têm-se a opção de instalar um compartimento de BT adicional no tecto da cela.

O fusível é responsável pela protecção do circuito, o interruptor-seccionador tem poder de corte o que torna capaz de abrir o circuito em carga, e o seccionador de terra faz o escoamento de possíveis correntes de defeito que circulem nas linhas.

Os elementos fusíveis a montar no interruptor-fusível serão de alto poder de corte, superior à corrente de curto-circuito máxima presumida nesse ponto.

Para estas celas, será usual utilizar um sistema de encravamentos por chaves, com os seguintes objectivos:

- impedir, nas celas de protecção de transformador, que o seccionador de terra seja fechado sem que o disjuntor de BT esteja encravado na posição aberto ou desarmado;
- Impedir, enquanto não for fechado o seccionador de terra de protecção do transformador, o acesso ao transformador;

3.1.4.3 Comando e Controlo

Ao sistema de comando e controlo do parque encontram-se associadas algumas funções típicas, consideradas indispensáveis à total automatização, como sejam o controlo das potências aparente e reactiva a injectar na rede, a religação do disjuntor de interligação e a regulação de tensão através do comutador em carga das tomadas do transformador principal.

No edifício de comando ficará instalado o quadro de comando e controlo, que será equipado com painéis contendo uma representação completa do esquema da subestação e de todo o parque, e ainda por um outro painel onde estará instalado o autómato programável e relés de protecção.

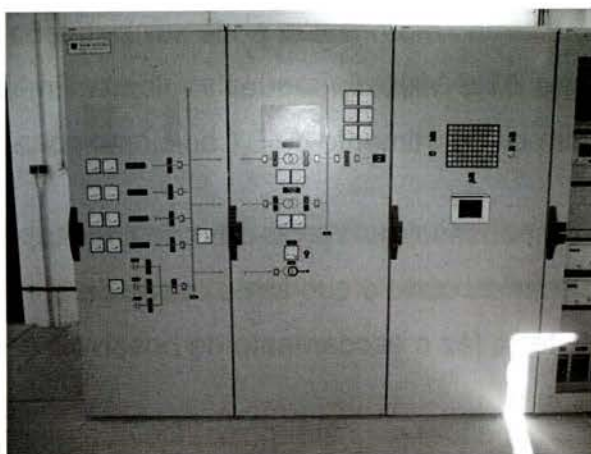


Figura 9 – Quadro de Comando e Controlo, no Edifício de Comando

Estes painéis devem permitir não só a visualização de todos os alarmes da instalação, como também fazer actuar todos os disjuntores (rede de MT e AT). O autómato deve ser programado, de forma a permitir verificar o estado dos diversos dispositivos de protecção, obter as medidas de tensão, potência activa e reactiva e dar ordens de actuação a disjuntores e de regulação às tomadas do transformador de potência.

3.1.4.4 Sistema de Contagem

Numa sala do edifício de comando, acessível de forma independente, será instalado um sistema de contagem de energia que estará ligado aos transformadores de medida instalados na subestação. Este sistema irá contar de forma bidireccional toda a energia, activa e reactiva, para que no final de cada mês a entidade exploradora do parque possa obter a receita pelo que o seu parque produziu e entregou à rede, sempre sujeita aos bónus e penalizações associados ao tarifário em vigor, nomeadamente no que respeita à necessidade de injeção de energia reactiva.

Prevendo leituras do contador por meio de telecontagem, é normalmente instalado um módulo de comunicação, via GSM ou rede comutada, com as características e protocolo de comunicação compatíveis com os sistemas de telecontagem da EDP Distribuição e da REN.

3.1.5 Subestação

A subestação, imediatamente a montante da ligação ao pórtico da rede de distribuição eléctrica, é o elemento que, do ponto de vista económico, maior peso apresenta na componente das instalações eléctricas inerentes à concepção de um parque eólico. Como tal, exige o minucioso conhecimento das características técnicas exigíveis e dos possíveis problemas relacionados com a respectiva aparelhagem.

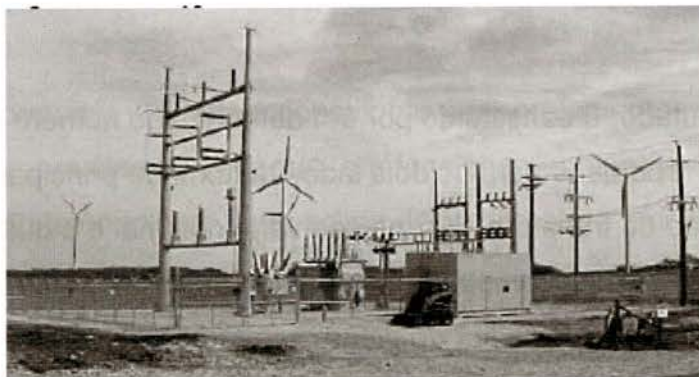


Figura 10 – Exemplo de uma subestação

Desta forma, será feita uma caracterização da aparelhagem normalmente encontrada em qualquer subestação, tomando em consideração os aspectos que influenciam a sua escolha.

3.1.5.1 Transformador de Potência

Sendo a subestação utilizada com o objectivo de elevar o nível de tensão, proporcionando assim uma redução das perdas na rede de distribuição, o seu principal componente será o transformador de potência. Por se tratar de um elemento de elevado custo, deve ser escolhido de forma cuidada, tendo em conta a capacidade necessária, de acordo com a potência a disponibilizar.

Em função da potência que se pretende instalar no parque, será escolhida a potência nominal necessária para o transformador. Em caso de potências muito elevadas, pode optar-se pela instalação de dois transformadores em paralelo em vez de apenas um, de maior potência. Os níveis de tensão serão de acordo com a rede de MT utilizada para a interligação dos diferentes aerogeradores do parque, 10 / 15 / 20 kV ou outra, e com a tensão da rede receptora.

De forma a permitir modificar a sua relação de transformação, para se adaptar a regimes de carga que se venham a verificar, os transformadores de potência a instalar incluem, habitualmente, um comutador de tomadas em carga.

O comutador é constituído por um determinado número de escalões, normalmente repartidos para os dois lados da tomada principal, tomada que coloca a tensão do transformador no seu valor nominal e à qual todas as outras tomadas se referem. O comutador deverá actuar no enrolamento primário, devendo todas as tomadas ser de plena carga não originando, em qualquer uma das suas posições, aquecimentos superiores ao estipulado para o transformador.

No dimensionamento do comutador, deve ser tido em conta que este deve suportar, sem danos e durante períodos autorizados pela norma, sobrecargas de corrente da ordem de 1,5 In e ainda eventuais curto-circuitos.

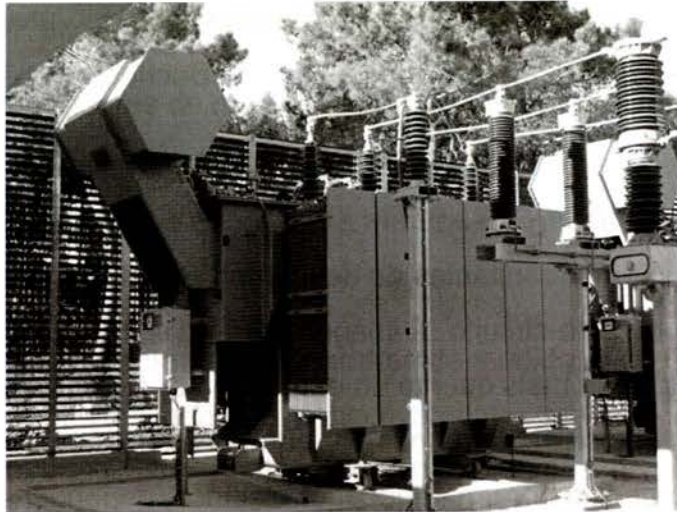


Figura 11 – Exemplo de Transformador de Potência

O transformador utilizado é constituído por enrolamentos separados, em cobre, e imersos em óleo mineral que, em funcionamento, estarão sujeitos a uma elevação de temperatura, bem acima da temperatura ambiente. Para assegurar o seu bom funcionamento e um tempo de vida útil o mais longo possível, não deverão as temperaturas exceder os valores limites fixados pelas normas.

O processo de arrefecimento dos enrolamentos e da parte exterior do transformador será caracterizado pelo fabricante, por uma nomenclatura de quatro letras maiúsculas através do qual se identifica o refrigerante e o respectivo processo de circulação. Numa subestação serão encontrados transformadores do tipo ONAN e ONAF, que se distinguem pela ventilação de ar natural e forçada, respectivamente.

Acrescida aos já referenciados elevados custos de um transformador de potência, a sua substituição não é nem fácil nem rápida. Neste sentido, o sistema de protecção dimensionado para o efeito apresenta um papel fundamental, funcionando com carácter preventivo, detectando anomalias que susceptíveis de virem a provocar danos no transformador e emitindo sinais de alarme ou, em casos mais severos, retirando-o de serviço. De todo o conjunto

de protecções, pela sua especificidade, destacam-se as Válvulas de Descompressão, Imagem Térmica e o Relé de Buchholz.

As válvulas de descompressão, instaladas na tampa ou numa parede lateral do transformador, asseguram a libertação e eliminação rápidas da sobrepressão interna resultantes de descargas eléctricas originadas, por exemplo, por um curto-circuito. A imagem térmica é um indicador indirecto da temperatura da parte mais quente do enrolamento, obtida através de um termómetro que adiciona de maneira adequada à temperatura do óleo a temperatura fornecida por um aquecedor eléctrico, dependente da carga do transformador.

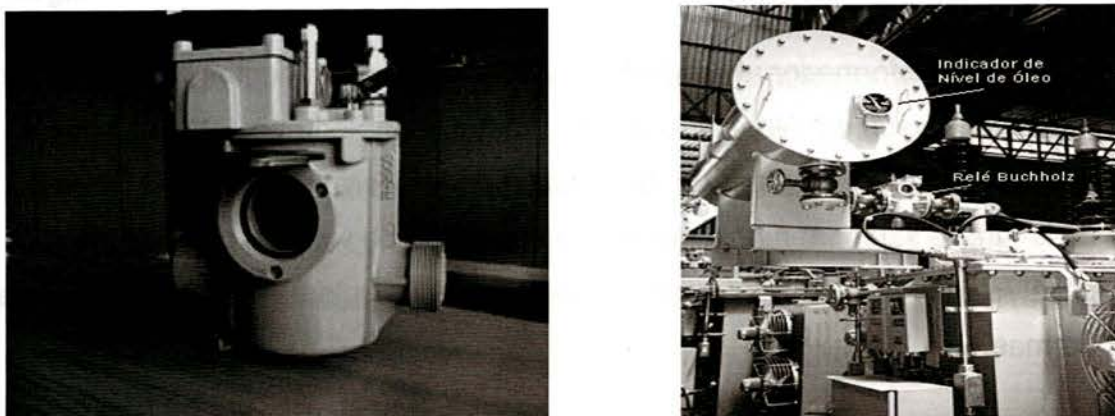


Figura 12 – Ilustração do Relé de Buchholz e um exemplo da sua aplicação

O Relé de Buchholz é uma protecção que actua mediante a libertação de gases, resultantes da decomposição dos isolantes, por acção do calor e dos arcos eléctricos que se estabelecem. O relé é instalado em local próprio, para que receba todos os gases libertados na cuba do transformador. O seu princípio de funcionamento consiste na emissão de um sinal de alerta, no caso de ser uma avaria moderada ou, em caso de persistência, na colocação do transformador fora de serviço.

3.1.5.2 Transformadores de Medida

Os transformadores de medida destinam-se a efectuar a redução das grandezas eléctricas, tensão ou corrente, para efeitos da sua detecção e medição por aparelhos de protecção, medida ou contagem, de elevada precisão.

Existem dois tipos de transformadores de medida, o de tensão e o de corrente normalmente designados, respectivamente, por TT e TI. A sua utilização permite que sejam atingidos três objectivos essenciais do processo de medição de grandezas eléctricas de elevado valor absoluto.

Objectivos atingidos:

- Assegurar o isolamento galvânico entre a rede de alta tensão ou corrente e o circuito de medida, de forma a que os operadores estejam protegidos e seja possível colocar os aparelhos de medida em locais comuns;
- Evitar que sejam sentidas as interferências electromagnéticas devidas às elevadas correntes presentes;
- Possibilidade de recorrer a aparelhos de medição comum, já que as medições serão em escalas reduzidas.

Será apresentada uma breve descrição de cada um destes transformadores, de forma a ser conhecida a sua função assim como principais características de cada.

3.1.5.2.1 Transformadores de Tensão (TT)

A escolha da potência dos transformadores de tensão, baseia-se na soma das potências de todos os componentes alimentados pelo seu secundário, contabilizando eventuais quedas de tensão que possam ser verificadas se a aparelhagem estiver a uma distância significativa. Mediante

esta estimativa deve ser escolhido o valor normalizado imediatamente superior. Para além da caracterização da potência, a classe de precisão é importante na definição dos erros máximos de tensão permitidos, de acordo com o tipo de aparelhos alimentados pelos seus secundários.

Os transformadores mais utilizados em subestações serão os do tipo magnético, ligados entre fase e terra, com tensão de isolamento de valor normalizado imediatamente acima da tensão de serviço.

Para estes transformadores será definido um factor de tensão, dependente da ligação do neutro à terra, devido a eventuais sobretensões a que o transformador possa estar sujeito perante eventuais perturbações.

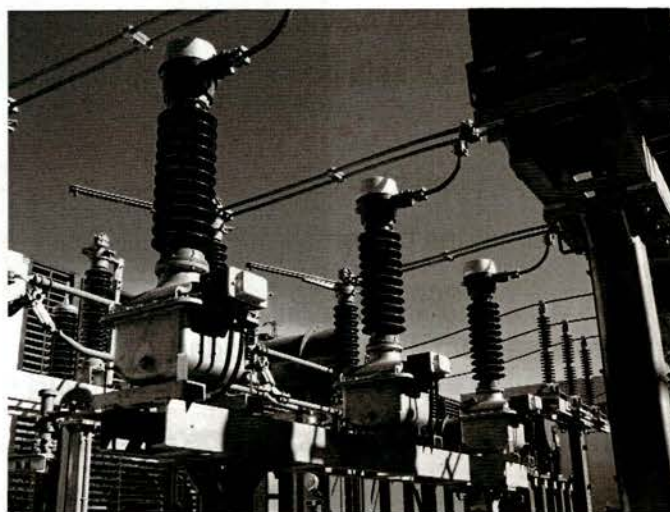


Figura 13 – Transformador de Tensão

Este tipo de transformador tem como objectivo reduzir altas tensões presentes nas linhas e desta forma permitir que sejam feitas leituras em voltímetros comuns, assim como a condução para os locais frequentados pelos operadores.

Refere-se, para finalizar, o problema inerente à instalação de TT's em sistemas de neutro isolado, ao qual se associa o fenómeno de ferro-ressonância que, devido a harmónicos de baixa frequência, origina a saturação do ferro do transformador, provocando um aumento de tensão suficientemente elevado para poder provocar a destruição dos isolamentos do TT e a sua consequente avaria. Uma forma de prevenir a saturação consiste em optar pelo funcionamento do TT no início da zona linear da sua curva de magnetização, em regime nominal ou, como alternativa, escolher um TT que tenha uma curva de magnetização com baixo declive, de forma a ser garantida a protecção necessária.

3.1.5.2.2 Transformadores de Corrente (TI)

Da mesma forma que os TT, a potência dos transformadores de corrente é função da potência absorvida pelo aparelhos de medida e de protecção por ele alimentados. Em algumas situações, não devem ser ignoradas as perdas entre o TI e os aparelhos que ele alimenta, sendo necessário inclui-las no cálculo da potência, garantindo assim o funcionamento normal do transformador à plena carga, diminuindo desta forma o risco de dano, em caso de sobreintensidade.

No caso dos TI's, a sua principal fonte de erro é a corrente de magnetização, que poderá resultar numa saturação do núcleo, resultando daí um erro de corrente elevado, consequente da não linearidade do material ferromagnético. Os materiais do núcleo devem ter curvas de magnetização adequadas ao tipo de transformador e conforme as funções a desempenhar.

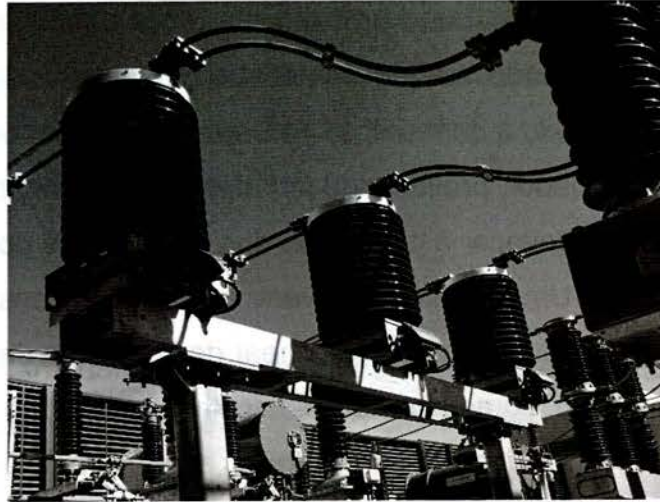


Figura 14 – Transformador de Corrente

Para garantir a protecção dos aparelhos de medida face a eventuais elevados valores de corrente, provocados por uma condição anormal de serviço, será obrigatória a saturação dos núcleos de medida para valores de corrente relativamente reduzidos.

Por outro lado, caso se tratem de núcleos de protecção, deverão suportar correntes bastantes superiores à nominal sem que para tal sejam introduzidos erros grosseiros, assegurando assim, em caso de curto-circuito, o seu bom funcionamento.

Ao contrário do que acontece com os TT, os TI devem ser ligados com o seu núcleo em série com os aparelhos de medida e protecção. Se não estiver nenhuma carga ligada aos enrolamentos secundários, estes deverão ser curto-circuitados antes do primário ser ligado à rede.

3.1.5.3 DST

Para proteger equipamentos e instalações de possíveis descargas atmosféricas e sobretensões de manobra, utilizam-se descarregadores de Sobretensões (DST). Como do DST depende a protecção de equipamentos dispendiosos e de demorada substituição, nomeadamente transformadores de potência, e de forma a otimizar o bom funcionamento do sistema de distribuição é necessário que o DST tenha um comportamento estável nas condições de operação a que possa vir a ser sujeito.

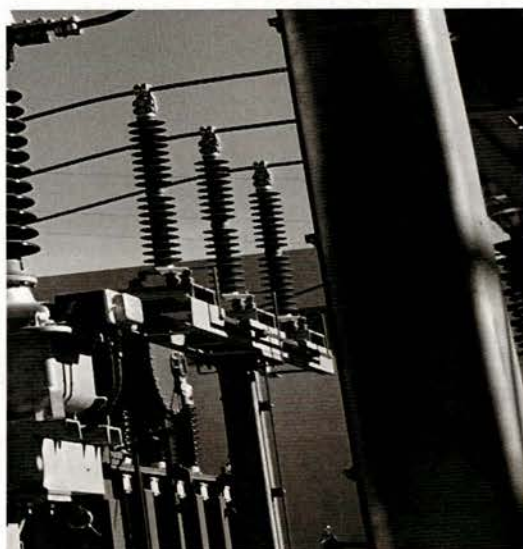


Figura 15 – Descarregador de Sobretensão

A instalação de DST nos transformadores de potência compreenderá, do lado de AT, 3 DST de fase e um de neutro e, do lado de MT, 3 DST de fase. Serão todos equipados com bases isolantes, de forma a permitir o uso de contadores de descargas e ligados à terra, através de barra de cobre.

3.1.5.4 Disjuntores

Os disjuntores são aparelhos de corte destinados a interromper circuitos eléctricos, e que possuem um poder de corte suficiente para suportar os esforços que ocorrem quando se ligam / desligam equipamentos, ou partes de instalações, que estejam sujeitas às condições provocadas por avaria (em particular condições de curto-circuito), ou quando é necessário realizar manobras, por exemplo, durante intervenções de manutenção.

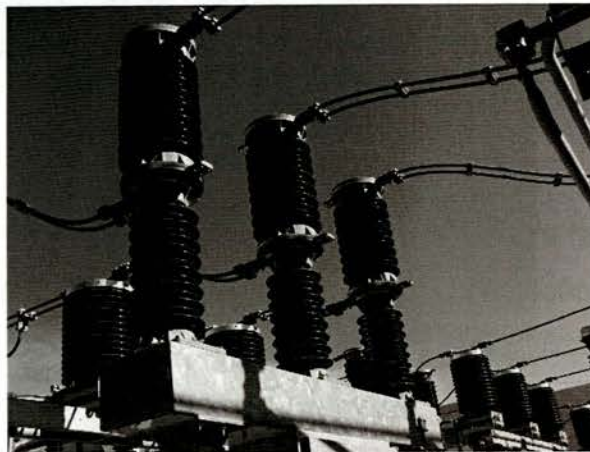


Figura 16 - Disjuntor

Serão dimensionados tendo em conta valores nominais e condições de serviço anormais que possam eventualmente ocorrer em carga. É indispensável o cálculo de correntes de curto-circuito no local previsto de instalação, para que se possa definir o seu poder de corte. Por outro lado, tomando em consideração possíveis ampliações da instalação e o consequente aumento da potência das cargas a alimentar, deve o dimensionamento contemplar uma certa margem de reserva.

3.1.5.5 Seccionadores

Ao contrário dos disjuntores e dos interruptores-seccionadores, os seccionadores são aparelhos que se destinam simplesmente a fazer um corte visível do circuito, uma vez que não possuem poder de corte.

Todos os seccionadores de fase e seccionadores de terra terão posições de encravamento mecânico entre si, com bloqueio por cadeado. A tensão de contacto e de passo serão suficientemente reduzidas de forma a minimizar o risco decorrente do efeito do escoamento à terra da corrente de curto-circuito.

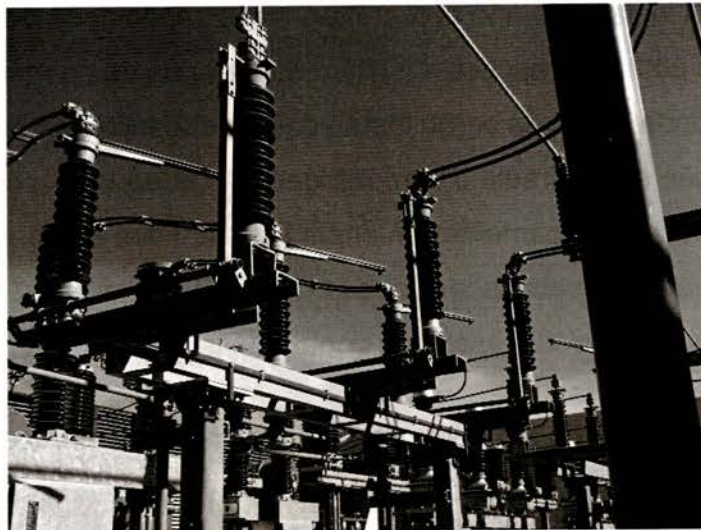


Figura 17 - Seccionador

3.1.5.6 Baterias de Condensadores

Apesar de apenas a potência activa produzir trabalho útil flui também, no sistema de distribuição, energia reactiva, é necessária para a criação dos campos magnéticos nos condutores, motores e transformadores. Esta circulação de energia reactiva, apesar necessária, apresenta também efeitos desfavoráveis sobre as instalações, pois representa uma carga adicional sobre os constituintes da rede, originado perdas e quedas de tensão adicionais e subutilização da capacidade instalada.

De acordo com a legislação aplicável aos produtores em regime especial, é obrigatório, nas horas fora de vazio, o fornecimento de uma potência reactiva à rede equivalente a 40% da potência activa produzida. Se este requisito mínimo for cumprido, o produtor não ocorre em penalizações, sendo ainda extra remunerado no caso de exceder esses 40. Se, pelo contrário, não for cumprido o requisito mínimo, então o produtor será penalizado. O produtor ocorrerá também em penalizações no caso de fornecer potência reactiva nas horas de vazio.

Como forma de fazer cumprir o disposto na legislação e caso os aerogeradores instalados não apresentem essa capacidade de auto-suficiência em termos de potência reactiva, instalam-se baterias de condensadores. As baterias de condensadores serão instaladas na subestação, num local que não tenha exposição solar directa e com refrigeração adequada, com a sua ligação feita ao lado de MT, tipicamente em dupla estrela. Para que seja possível um melhor ajuste às variáveis necessidades de potência reactiva preconizam-se, habitualmente, dois ou três escalões controláveis por relé varimétrico.

No entanto, tendo em conta que sobretensões e sobreaquecimentos diminuem o tempo de vida útil do condensador e que devem ser mantidos dentro de limites bem definidos, os condensadores devem também estar preparados para essas condições de funcionamento.

Quanto às sobreintensidades, estas podem ser devidas a aumentos de tensão, à frequência fundamental e/ou harmónicas. Em instantes de pouca carga, poderá ser necessário a colocação fora de serviço dos condensadores, de forma a evitar a saturação do ferro dos transformadores originada por aumento de tensão dos condensadores, causadora de harmónicos de ressonância entre os dois componentes.

3.1.5.7 Rede de Terra

Em redes e instalações eléctricas, utilizam-se ligações à terra para garantir a segurança de pessoas nas imediações do local de defeito, designadas por Terras de Protecção, e para influenciar o comportamento da rede em caso de ocorrência de um defeito à terra, designadas por Terras de Serviço.

Embora se faça esta distinção entre terra de protecção e de serviço, e se apresente uma breve caracterização de ambas, salienta-se que, devido ao objectivo com que se estabelecem as ligações à terra nas subestações, apenas uma terra única é considerada e instalada.

3.1.5.7.1 Terra de Protecção

O objectivo de instalar uma terra de protecção é assegurar que, em caso de defeito à terra, a tensão de passo e a tensão de contacto sejam limitadas a valores considerados não perigosos.

Esta instalação consiste numa rede de condutores de cobre nú, enterrados, aos quais se encontram ligadas todas as massas metálicas e ferragens da instalação, de forma permanente. À terra de protecção serão ligados:

- os painéis metálicos dos quadros, as canalizações metálicas, a estrutura metálica do edifício, as bainhas metálicas dos cabos de AT e MT, Suportes metálicos dos aparelhos, as grades, as redes e outros dispositivos metálicos de resguardo;
- as partes da instalação que estejam desligadas para a execução de trabalhos, de forma a que garanta a protecção de pessoal operador contra qualquer retorno intempestivo de tensão, tensões induzidas ou residuais, ou descargas atmosféricas – Terra de segurança para Trabalhos.

A rede deve ser instalada a uma profundidade entre 0.5 – 1.3m, com um espaçamento entre condutores paralelos de 3 – 7m, e num local o mais húmido possível. Esta rede irá cobrir toda a área da subestação e por vezes podendo, em alguns casos, passar os seus limites.

3.1.5.7.2 Terra de Segurança Para Trabalhos

Para a execução de trabalhos, por meio de dispositivos colocados a montante e a jusante da zona onde são realizados, é feita uma ligação temporária e directa dos equipamentos de AT e MT à terra de protecção. Esses dispositivos que constituem a terra de segurança para trabalhos são os seguintes:

- seccionadores ou facas de ligação à terra, de montagem fixa, dotados de capacidade de escoamento da corrente de defeito;
- dispositivos móveis, com capacidade de escoamento da corrente de defeito (correntes máximas de curto-circuito previstas para a instalação, com uma duração de escoamento de um segundo).

Para a colocação destes dispositivos em serviço é necessário que, para além da verificação da ausência de tensão, seja antes verificado o isolamento da zona de trabalhos e o bloqueio dos aparelhos de corte.

3.1.6. Sistema de Monitorização do Parque

Na figura 18 é apresentado um esquema que caracteriza o sistema de monitorização de um parque eólico. Os controladores de cada aerogerador, tipicamente localizados na base da respectiva torre e a operar de forma independente, são interligados por uma rede de comunicação (fibra óptica) ao sistema de controlo e aquisição de dados (SCADA).

O computador central do SCADA, usualmente instalado no edifício de comando, fará a recolha de todos os dados do parque eólico; dados das turbinas, dados meteorológicos, dados da subestação e da rede. É também recorrendo a este sistema SCADA que se torna possível realizar a monitorização e controlo de cada turbina, de forma individual, e do parque, como um todo.

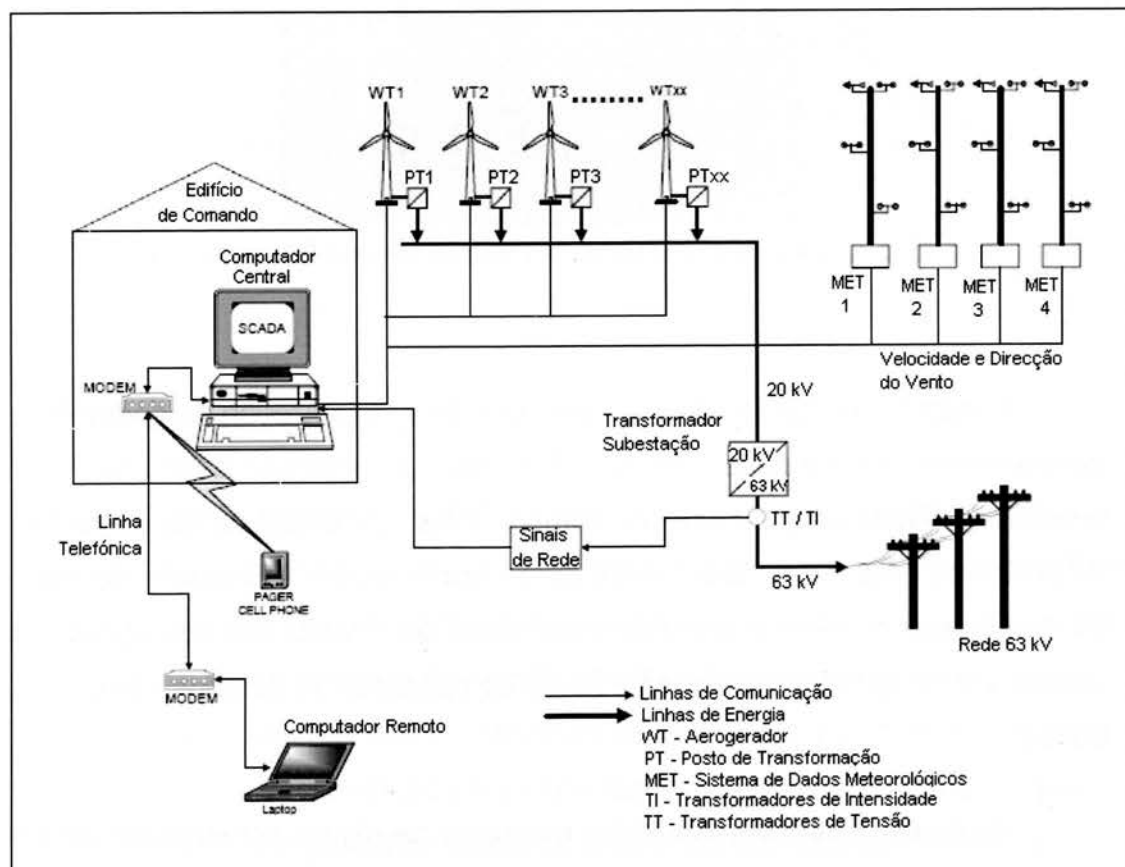


Figura 18 – Caracterização do Sistema de Controlo e Monitorização de um Parque

Muitos dos actuais fabricantes de aerogeradores disponibilizam hoje em dia, como serviço de valor acrescentado, a gestão on-line do parque eólico. Mediante o simples acesso, através de uma *password*, é permitida a supervisão do parque, receber alarmes, fazer um controlo remoto do parque e ter uma representação gráfica dos diversos dados associados à sua operação. A interface do programa procura ser flexível e de fácil visualização, para que

utilizadores comuns consigam aceder, produzir relatórios e facilmente interpretar os dados.

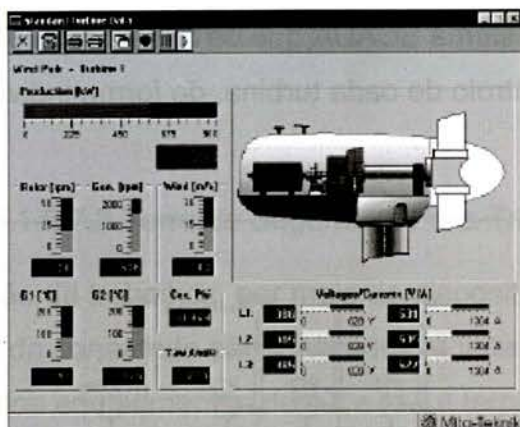


Figura 19 – exemplo de uma janela do SCADA

O sistema de gestão do cliente possibilita a visualização de dados dos aerogeradores e do parque, a nível global, como por exemplo dados da produção e vento, temperaturas de componentes, correntes, tensões e factor de potência. Inclui ainda dados estatísticos, como sejam: a produção durante os dias, meses ou anos anteriores; estatísticas detalhadas das operações nas últimas 24h; lista das ocorrências e horas de operação do gerador, entre outros.

Na figura 20 são apresentados exemplos de alguns *screenshots* de um software de gestão de parques eólicos.

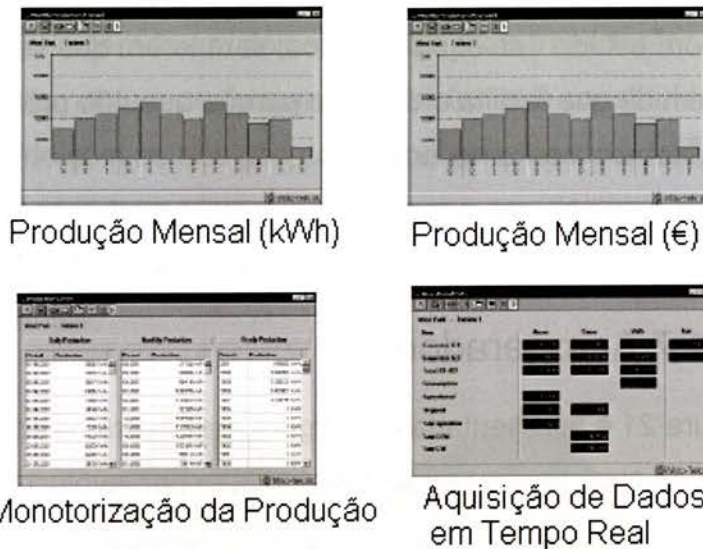


Figura 20 – Exemplo de algumas das possíveis janelas de gestão do SCADA

Dos diferentes menus de utilização, destacam-se:

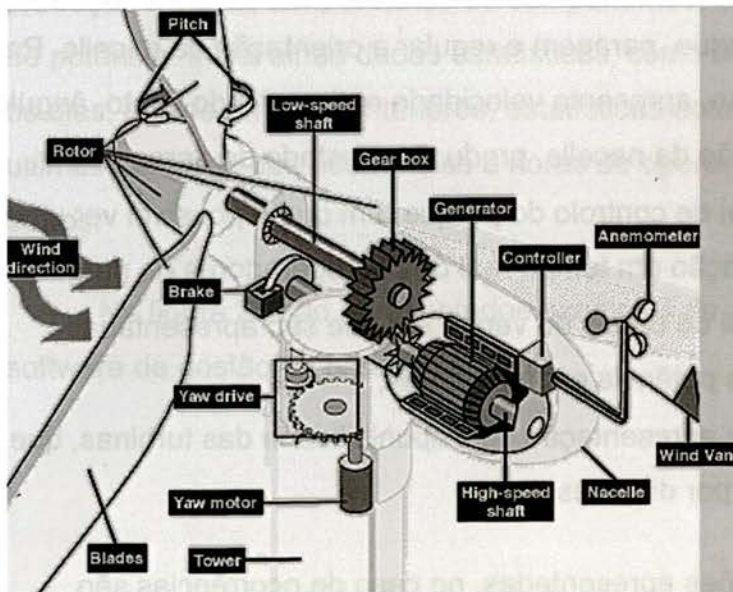
- um painel de controlo dos aerogeradores, que permite fazer o seu arranque, paragem e regular a orientação da nacelle. Para além disso, apresenta velocidade e direcção do vento, ângulo de direcção da nacelle, produção e estado do aerogerador.
- Um painel de controlo do parque, em que é possível ver uma apresentação em tempo real dos aerogeradores do parque.
- Um painel de dados do vento, em que são apresentadas curvas de potência em tempo real;
- Janela de apresentação da disponibilidade das turbinas, que pode ser por dia, mês e ano.

Para além das funções apresentadas, no caso de ocorrências são recebidos no servidor central alarmes para dar conta da ocorrência e no caso de ser necessário fazer actuar equipas de manutenção, estes alarmes podem ainda ser recebidos via telemóvel (SMS) ou email por pessoas qualificadas para o efeito.

Desta forma, é possível fazer o controlo do parque em termos de produção e bom estado dos equipamentos, sem terem que se deslocar ao local, para além de que facilita o dono do parque que não precisa de colocar funcionários a tempo inteiro no local.

3.1.7 Aerogeradores

Na figura 21 é apresentada uma figura que ilustra os equipamentos que se encontram na Nacelle. A Nacelle é constituída por invólucro blindado que envolve todos os componentes que se irão descrever, tem como função acomodar e proteger todos os equipamentos, assim como fazer com que o sistema de transmissão e gerador fiquem perfeitamente alinhados.



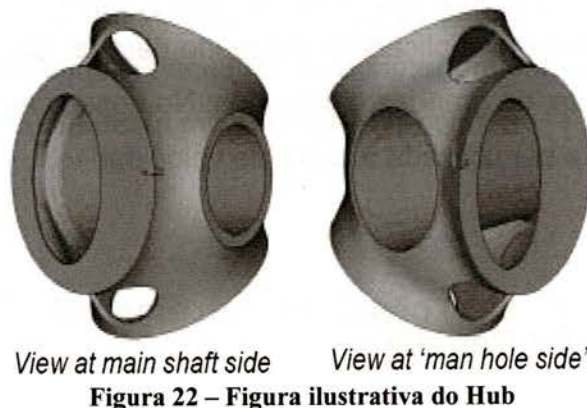
Legenda:

- Tower** – torre
- Yaw motor** – motor de direcção
- Yaw drive** – sistema de direcção azimutal
- Wind vane** – catavento
- Anemometer**: anemómetro
- Wind direction** – direcção do vento
- Controller** – sistema de controlo
- High-speed shaft**: veio de alta velocidade de rotação
- Generator**: gerador
- Gear Box** – caixa de velocidades
- Low-speed shaft**: veio de baixa velocidade de rotação
- Brake** – travão mecânico (emergência)
- Blades** - pás
- Pitch**: ajuste do ângulo de ataque das

Figura 21 – exemplo da constituição da Nacelle

3.1.7.1 Rotor

O rotor, considerado um dos elementos mais importantes já que dele depende profundamente a performance do sistema, é constituído pelo cubo (“hub”) juntamente com as três pás da turbina nele “encaixadas”. Sendo o cubo um componente de extrema importância, deve o seu design e constituição ser cuidadosamente estudado, uma vez que este será sujeito a tensões e esforços mecânicos exigentes.



Para conferir uma maior estabilidade ao conjunto são utilizadas três pás, já que com uma e duas pás, como já havia sido experimentado anteriormente, não era garantido o equilíbrio aquando da sua passagem em frente à torre.

3.1.7.2 Sistema de Transmissão

A função do sistema de transmissão é veicular a potência mecânica extraída do vento e variar o binário rotacional entregue ao gerador. É constituído, essencialmente, por partes girantes da turbina, veios, caixa de velocidades, acoplamento e travões mecânicos, entre outros.

O sistema de travagem mecânica de discos funcionará apenas em caso de emergência, ou seja, só no caso de não se conseguir deter o movimento do

rotor por simples acção do movimento das pás que é, de facto, o primeiro sistema de travagem a entrar em acção.

A caixa de velocidades tem como função aumentar a velocidade de rotação do eixo que está ligado ao rotor, que anda na ordem das dezenas de rpm, para valores da ordem das centenas ou milhares de rpm, capazes de accionar um gerador eléctrico.

Existem alguns fabricantes que desenvolveram aerogeradores sem necessidade de caixa multiplicadora utilizando para tal geradores multi-pólos, de baixa velocidade, de grandes dimensões. No nosso caso, assim como na maioria, continua a ser utilizada a caixa de velocidades.

3.1.7.3 Gerador

O gerador é o constituinte da turbina responsável pela conversão de energia mecânica em energia eléctrica. Embora as máquinas assíncronas sejam normalmente utilizadas como motor podem também, quando providas de controlo de estabilização da frequência e tensão, funcionar como gerador, impondo ao eixo uma rotação variável. Para a optimização da potência de geração, a turbina usada para a captação do recurso, que gira o eixo do gerador eléctrico a ela acoplado, deve funcionar com rotação variável dependente da velocidade e direcção do vento. Estas são mais utilizadas pois apresentam uma construção mais simples, elevada robustez, baixo custo e elevada disponibilidade.

O gerador de indução apresenta como principal desvantagem a inevitável troca de energia reactiva com a rede onde está ligado, necessária à sua excitação, obrigando em muitos dos casos à utilização de equipamento de correcção do factor de potência. No entanto, a utilização de conversores electrónicos de potência com IGBT permite mitigar essa necessidade controlando, simultaneamente, os trânsitos de energia activa e reactiva.

A máquina utilizada neste tipo de aplicação é a máquina assíncrona de indução com rotor bobinado duplamente alimentada, visto que pela utilização de electrónica convencional e de potência, permite ultrapassar os indesejáveis efeitos das máquinas de corrente contínua que é o produzir tensão de geração proporcional à rotação da máquina.

A máquina de indução de rotor bobinado, tem o conversor no rotor, o que permite restringir a gama de velocidades de rotação do eixo entre 30 a 40% acima e abaixo da sua velocidade síncrona, enquanto que a máquina de indução de gaiola de esquilo necessita de adaptar um conversor ao estator o que faz com que o custo desta máquina não compense.

3.1.7.4 Sistema de Orientação (Yaw System)

Para que o rotor da turbina eólica possa acompanhar a direcção do vento incidente torna-se necessário e essencial o sistema de orientação da *nacelle*. Os componentes principais deste sistema são:

- o rolamento de direcção, de grande dimensão, que faz a ligação entre a torre e a nacelle;
- um subsistema de direcção que é constituído por engrenagens que se deslocam ao longo do rolamento de direcção;
- motores de direcção que comandam as referidas engrenagens.

A orientação é realizada por quatro moto redutores que são alimentados pela rede, sendo a paragem da nacelle, defronte à direcção do vento, assegurada por pinças hidráulicas do travão.

Os sensores electrónicos de direcção do vento, com o devido software, permitem controlar o sentido de rotação dos motores e os respectivos tempos de actuação. Em caso dum elevado número de rotações da nacelle e de forma

a evitar uma excessiva torção dos cabos de alimentação, é utilizado um sistema automatizado de desenrolamento.

3.1.7.5 Sistema de Travagem

Cada uma das três pás é constituída por unidades de ajuste totalmente independentes umas das outras, sendo a travagem realizada pelo ajuste das pás do rotor em sentido da bandeira, isto é, ficando viradas de perfil na direcção do vento (como as bandeiras ao vento).

Basta uma pá do rotor rodar para que a central fique na gama de velocidades considerada de rotação segura, logo tem-se um sistema de segurança triplamente redundante, a travagem por rotação das pás é o sistema de travagem primário. Para além deste sistema de rotação das pás, é activado um travão de discos mecânicos, e a combinação destes dois sistemas permitem a paragem do rotor.

Em caso de avaria ou falha de um dos componentes do sistema de travagem a central passa de imediato para um estado seguro.

3.1.7.6 Torre

Sendo responsável por suportar a nacelle e o rotor, deve a torre ser suficientemente robusta para garantir a estabilidade de todo o conjunto. Apresenta, tipicamente, uma estrutura tubular em aço, de forma cónica, sendo constituída por diferentes segmentos, conforme a altura de montagem do *hub*.

Cada segmento da torre está equipado com plataformas e iluminação de emergência. Os armários de distribuição do conversor encontram-se instalados na sua base, numa plataforma separada. São utilizados cabos de fibra óptica

para a transmissão dos sinais de controlo ao processador operacional e um barramento de cobre para a ligação do gerador à base da torre.

A altura da torre é geralmente na ordem de 1 a até 1.5 vezes o diâmetro do rotor, dependendo das diferenças do potencial eólico a essas alturas.

3.1.7.7 Sistema de Controlo

Todas as funções da central eólica são monitorizadas, uma vez que é fundamental fazer não só o controlo da operação do aerogerador, como também controlar a própria produção de energia.

O ajuste das condições de operação do aerogerador às condições do recurso eólico, em função das condições da rede eléctrica à qual está ligado, é realizado pelo sistema de controlo. Para que este ajuste seja possível, é necessário que o sistema esteja ligado a diversos componentes, como sensores (de velocidade, temperatura, posição, corrente, tensão), controladores (circuitos eléctricos, mecanismos mecânicos, computadores), amplificadores de potência (interruptores, comutadores, bombas hidráulicas, válvulas amplificadores eléctricos) e actuadores (imanes, motores, entre outros).

A transmissão de dados é feita por condutores de fibra óptica, o que permite uma velocidade de transmissão máxima e que garanta, simultaneamente, a protecção contra campos parasitas electromagnéticos. Este sistema permite receber informações diversas, como por exemplo o ângulo de ataque de cada pá do rotor (pitch), ângulo do rotor face ao vento, direcção do vento, temperatura dos enrolamentos do gerador, entre outros.

3.1.7.8 Curva de Potência

É o parâmetro que, no fundo, demonstra a performance de um aerogerador. Corresponde à indicação da potência disponível para cada velocidade de vento. O conhecimento desta curva permite antever o comportamento da máquina num determinado local, sendo fundamental o seu conhecimento para a estimativa do recurso eólico e da produção anual de energia realizada previamente à decisão de instalar o parque eólico.

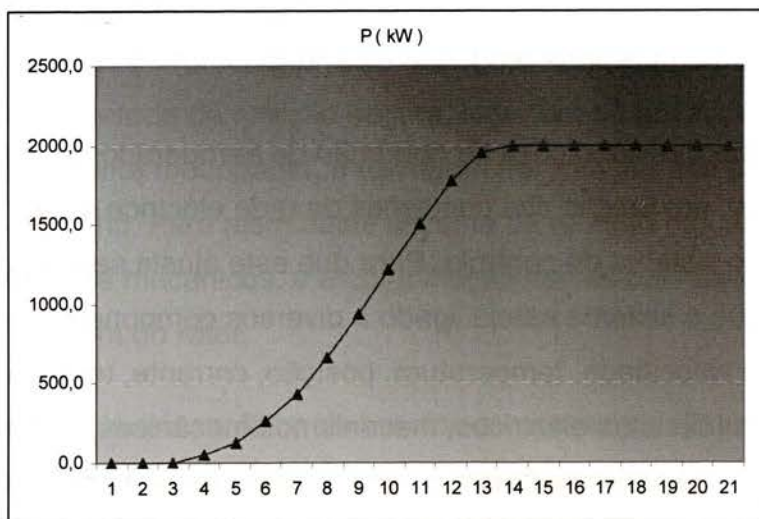


Figura 23 – Exemplo da curva de potência de um aerogerador

3.2 Dimensionamento

3.2.1 Rede de Cabos MT

No dimensionamento da rede de cabos do parque eólico, será necessário ter em consideração vários critérios, nomeadamente no que se refere a condições de aquecimento da alma condutora em regime permanente e em caso de curto-circuito, e a critérios de queda de tensão.

Com a rede configurada é conhecido o número de ramais que o parque tem, o número de aerogeradores por ramal, a potência por ramal e a distância entre aerogeradores. Assim, estão reunidos todos os dados necessários para o dimensionamento dos cabos de ligação dos aerogeradores.

Em primeiro lugar é calculada a corrente de serviço de cada troço, através da equação:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} (A) \quad (2)$$

Esta corrente de serviço será corrigida de acordo com as condições de instalação, ou seja, modo de colocação, características térmicas do local e proximidade com outros cabos ou fontes de calor. Mediante a definição destas condições serão considerados determinados coeficientes de correcção, e a corrente de serviço corrigida, será dada por:

$$I_{\text{corrigida}} = \frac{I_s}{k1 \times k2 \times k3 \times k4} (A) \quad (3)$$

O condutor a utilizar para cabos de ligação entre aerogeradores é alumínio, e para que se saiba qual a secção mínima que o cabo deverá ter para satisfazer o critério de aquecimento em caso de curto-circuito aplica-se a fórmula:

$$S \geq \frac{I_{cc}}{K} \times \sqrt{\frac{t}{\theta_f - \theta_d}} (mm^2) \quad (4)$$

Em que: S – secção mínima (mm²)

I_{cc} – intensidade de curto-circuito (A)

K – factor que depende do condutor:

Se Alumínio: $K = 7$

Se Cobre: $K=11$

θ_f – temperatura da alma condutora no fim do curto-circuito (°C)

θ_d – temperatura da alma condutora no início do curto-circuito (°C)

t – tempo de duração do curto-circuito (s)

Os valores de temperatura da alma condutora para o início e fim do curto-circuito, são valores tabelados que dependem do material isolante, na tabela 1 são apresentados os valores de acordo com o Guia Técnico da Solidal.

Material Isolante	Temperatura (°C)		Cobre	Alumínio
	Permanente	Curto-Circuito		
PVC	70	160	115	74
PE	70	150		
PEX	90	250	135	87

Tabela 1 – Temperaturas dos Materiais Isolantes da Alma Condutora dos Cabos

O passo seguinte passa por consultar uma tabela de cabos para o nível de tensão considerado da rede, e para o material condutor escolhido deve ser seleccionado um cabo cuja corrente máxima admissível satisfaça a corrente de serviço corrigida e a secção satisfaça a secção mínima calculada.

Com o cabo escolhido é necessário verificar se este satisfaz o critério da queda de tensão, em que a queda de tensão calculada no troço tem de ser inferior a 5%. Para o cálculo da queda de tensão recorre-se a seguinte fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_s \times (R \times \cos \varphi + \omega \times L \times \sin \varphi) < 5\% \quad (5)$$

Em que: ΔU – queda de tensão (V)

ω – velocidade angular (rad/s) $\Rightarrow \omega = 2 \times \pi \times f$ (rad/s)

R – resistência linear (Ω)

L – indutância (H)

I_s – intensidade de serviço (A)

Φ – Ângulo entre a corrente e a tensão

Se todas as condições forem satisfeitas, poderá estar encontrado o cabo que se irá utilizar.

Outro critério que poderá influenciar a escolha do cabo, diz respeito às perdas activas que este tem por efeito de Joule. As perdas são calculadas pela expressão:

$$P_J = R \times I_s^2 (W) \quad (6)$$

Em que: P_J – perdas activas por efeito de Joule (W)

R – resistência linear (Ω)

I_s – intensidade de serviço (A)

Quanto às perdas reactivas dos cabos, estas serão calculadas tendo em conta o efeito indutivo e capacitivo sobre os cabos, utilizando as expressões respectivas:

$$Q_{ind} = 3 \times X_L \times I_s^2 (VAR) \quad (7)$$

Em que: Q_{ind} – potência de perdas reactivas indutivas (VAr)

X_L – reactância indutiva do cabo (Ω)

I_s – intensidade de serviço (A)

$$Q_{cap} = \frac{U^2}{X_C} (VAr) \quad (8)$$

Em que: Q_{cap} – potência de perdas reactivas capacitivas (VAr)

U – tensão nominal da rede de MT (V)

X_C – reactância capacitiva do cabo (Ω)

Esta metodologia de cálculo das perdas não é a mais exacta, para se obterem valores fiáveis, até para outros dimensionamentos, deve ser feito um estudo de trânsito de potências completo. Como será demonstrado no caso de estudo mais adiante neste relatório.

Na escolha dos cabos para o projecto poderá ser considerada a hipótese de se aumentar a secção dos cabos como forma de se diminuïrem as perdas existentes. Isto poderá acarretar mais custos ao promotor do parque eólico, no entanto o que lhe custa mais no imediato será compensatório a longo prazo.

3.2.2 Celas de Protecção

Para o dimensionamento das celas será preciso em primeiro lugar passar todos os elementos para sistema por unidade, para que os cálculos sejam simplificados.

Para proceder a esta primeira parte de cálculo vão ser transformados em sistema por unidade: o equivalente da rede a montante do parque; as reactâncias de todos os transformadores; a impedância dos cabos de cada

troço e a impedância do gerador. Para tal será considerada para as reactâncias dos transformadores, a expressão:

$$X_f = x_f \times \frac{S_b^{nova}}{S_b^{antiga}} \times \left(\frac{U_b^{antiga}}{U_b^{nova}} \right)^2 \quad (p.u.) \quad (9)$$

Em que: X_f – reactância de fugas do transformador em sistema por unidade (p.u.)

x_f – reactância de fugas do transformador em sistema SI (%)

S_b^{nova} – base de potencia aparente considerada(MVA)

S_b^{antiga} – base de potencia aparente em que o transformador está (MVA)

U_b^{nova} – base de tensão considerada (kV)

U_b^{antiga} – base de tensão em que o transformador funciona (kV)

No caso do equivalente da rede, será considerada a expressão:

$$X_{rede} = \frac{c \times U}{I_{cc_rede}} \quad (p.u.) \quad (10)$$

Neste caso, tem se que:

X_{rede} – reactância da rede que se encontra a montante do parque (p.u.)

c – factor de utilização, que no caso de MT será 1,1

U – tensão da rede (p.u.)

I_{cc} – corrente de curto-circuito da rede (p.u.)

A impedância do gerador será calculada, considerando o esquema equivalente do mesmo que se apresenta de seguida, e transformado para sistema por unidade:

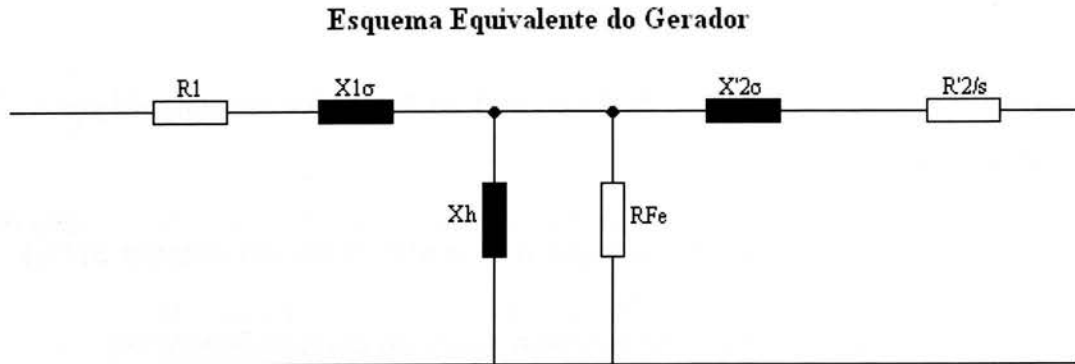


Figura 24 – Esquema equivalente do Gerador

As impedâncias dos cabos são valores que vêm tabelados em função do seu comprimento, desta forma é apenas necessário passar para sistemas por unidade:

$$Z_g = \frac{Z_g(\Omega)}{Z_b} (p.u.) \quad (11)$$

Em que:

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} (\Omega) \text{ – impedância de base da zona considerada}$$

Para calcular a corrente máxima de curto-circuito no edifício de comando será necessário calcular a impedância equivalente a montante e jusante do edifício, e calculada essa impedância a corrente vem:

$$I_{cc}^{''max} = \frac{c \times U}{|Z_{final}|} (p.u.) \Rightarrow I_{cc}^{''max} = I_{cc}^{''max} \times I_b (A) \quad (12)$$

Em que:
$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \times U_b} (A)$$

I_b – corrente de base da zona considerada (A)

A corrente nominal dos aparelhos de protecção das celas é determinada a partir do cálculo da corrente de serviço de cada cela. Para o cálculo da corrente de serviço considera-se a equação 2.

O poder de corte dos aparelhos, aos quais este se aplica, é possível determinar consultando tabelas adequadas de forma a que satisfaça a corrente máxima de curto-circuito.

3.2.3 Bateria de Condensadores

O cálculo da bateria de condensadores vai ser apresentado por etapas, de forma a abranger todos os equipamentos passíveis de contribuir para a potência reactiva do parque eólico, nomeadamente transformadores, geradores e cabos.

3.2.3.1 Transformador do Aerogerador

Considera-se o transformador do aerogerador, os transformadores que irão fazer a elevação de BT para MT, uma vez que o aerogerador funciona a um nível de tensão de 690V.

O cálculo da potência reactiva do transformador começa pelo cálculo da corrente de serviço através da fórmula:

$$I_{s(AG)} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \times U_{rede_MT}} (A) \quad (13)$$

Em que: $I_{s(AG)}$ – intensidade de serviço do aerogerador

S_{AG} – potência aparente do aerogerador

U_{rede_MT} – tensão nominal da rede de média tensão

Calculada a corrente de serviço do aerogerador, é possível calcular a potência reactiva de cada transformador:

$$Q_{Transf/AG} = u_{cc} \times I_{s(AG)}^2 (VAr) \quad (14)$$

Com: $Q_{transf/AG}$ – potência reactiva do transformador do aerogerador (VAr)

$I_{s(AG)}$ – intensidade de serviço do aerogerador (A)

u_{cc} – tensão de curto-circuito (V)

Desta forma é possível calcular a contribuição da potência reactiva de todos os transformadores, que é dado pela equação 15.

$$Q_{Total_Transf/AG} = n \times Q_{Transf/AG} (VAr) \quad (15)$$

Com: $Q_{Total_Transf/AG}$ – potência reactiva dos transformadores de todos os aerogeradores (VAr)

n – número de aerogeradores no parque eólico

$Q_{transf/AG}$ – potência reactiva do transformador do aerogerador (VAr)

3.2.3.2 Transformador de Potência

O transformador de potência é o transformador instalado na subestação, e que faz a elevação do nível de tensão de MT para AT. O cálculo da potência reactiva é realizado da mesma forma, ou seja:

$$Q_{TP} = u_{cc} \times I_{s(TP)}^2 (VAr) \quad (16)$$

$$I_{s(TP)} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \times U_{secundário(AT)}} (A) \quad (17)$$

Com: Q_{TP} – potência reactiva do transformador de potência (VAr)

S_{TP} – potência aparente do transformador de potência (VA)

$U_{secundário(AT)}$ – tensão nominal do transformador, lado AT (V)

3.2.3.3 Contribuição da Rede de MT

Para o cálculo da contribuição da rede de cabos de MT são contabilizados todos os troços, o processo de cálculo da potência de perdas reactivas por efeito indutivo e capacitivo já foi referido atrás.

Partindo das equações 7 e 8, a contribuição de toda a rede para a potência de perdas reactiva por efeito indutivo e capacitivo, é dado respectivamente por:

$$Q_{Total / ind} = \sum Q_{ind} (VAr) \quad (18)$$

$$Q_{Total / cap} = \sum Q_{cap} (VAr) \quad (19)$$

A contribuição sobre a rede irá ser dada por absorção e fornecimento de potência reactiva, respectivamente por efeito indutivo e capacitivo.

Salienta-se o facto de esta não ser uma forma correcta de calcular, o efeito capacitivo dos cabos uma vez que este varia com o quadrado da tensão, que não é constante ao longo de toda a linha. Para a obtenção de resultados de estudo de trânsito de potências correctos irá ser feita uma simulação da rede em estudo, no programa de simulações PowerWorld.

3.2.3.4 Contribuição do Aerogerador

A potência reactiva que cada aerogerador irá fornecer ou absorver ao parque eólico, vai depender de o $\cos \varphi$ ser capacitivo ou indutivo respectivamente.

Desta forma, se considerarmos um $\cos \varphi$ capacitivo a potência reactiva produzida pelo aerogerador é dado por:

$$Q_{AG}^f = P_{AG} \times \operatorname{tg} \varphi(VAr) \quad (20)$$

Em que: Q_{AG}^f – potência reactiva fornecida pelo aerogerador (VAr)

P_{AG} – potência activa produzida pelo aerogerador (W)

$\operatorname{tg} \varphi$ – é a relação entre potência reactiva e activa, e que é obtida sabendo o $\cos \varphi$.

Se pelo contrário se considerar o $\cos \varphi$ indutivo, então o aerogerador vai absorver potência reactiva (Q_{AG}^a), e neste caso será dado pela expressão:

$$Q_{AG}^a = P_{AG} \times \operatorname{tg} \varphi(VAr) \quad (21)$$

A contribuição total dos aerogeradores será dada pelas expressões:

$$Q_{Total / AG}^f = n \times Q_{AG}^f(VAr) \quad \text{se } \cos \varphi \text{ capacitivo} \quad (22)$$

$$Q_{Total / AG}^a = n \times Q_{AG}^a (VAr) \quad \text{se } \cos \varphi \text{ indutivo} \quad (23)$$

Sendo que n , é o número de aerogeradores do parque eólico.

No caso dos aerogeradores em estudo, estes têm um $\cos \varphi$ constante e que varia numa gama de valores entre 0.95 indutivo e 0.95 capacitivo, no entanto como o objectivo é o dimensionamento da bateria de condensadores para o pior caso é considerado que o $\cos \varphi$ é unitário, o que significa que este não contribui nem fornecendo nem absorvendo da rede qualquer potência reactiva.

3.2.3.5 Potência Reactiva no Parque Eólico

Após terem sido calculadas as contribuições de cada elemento do parque eólico, poderá ser calculada a potência reactiva global que este irá fornecer à rede (Q_{PE}^f) e absorver da rede (Q_{PE}^a), pelas fórmulas 24 e 25, respectivamente.

$$Q_{PE}^f = Q_{Total / cap} + Q_{Total / AG}^f (VAr) \quad (24)$$

$$Q_{PE}^a = Q_{Total / ind} + Q_{Total / Transf / AG} + Q_{Total / AG}^a (VAr) \quad (25)$$

Desta forma a potência reactiva à entrada da subestação (Q_{PE}^{Total}) será dada por:

$$Q_{PE}^{Total} = Q_{PE}^f + Q_{PE}^a (VAr) \quad (26)$$

3.2.3.6 Dimensionamento da Bateria de Condensadores

Sabe-se que a bateria de condensadores será ligada do lado da rede de MT, para o seu calculo é necessário para além da contribuição do parque eólico saber-se qual a potência reactiva que este tem de entregar à rede, isto é, 40% da potência activa entregue. Para que no pior caso, em que o parque não fornece potência reactiva à rede, o mínimo exigido pela legislação seja cumprido, a bateria de condensadores deve ser dimensionada de forma a ter capacidade de fornecer essa energia reactiva.

Sabe-se que no ponto de interligação a potência reactiva entra em consideração com a contribuição do parque eólico, do transformador de potência e da bateria de condensadores, traduzida pela equação 27.

$$Q = Q_{PE}^{Total} + Q_{BAT} - Q_{TP}(VAr) \quad (27)$$

A condição a satisfazer será:

$$Q \geq 40\%P_{\max}(VAr) \quad (28)$$

A partir das expressões apresentadas, vem que a potência reactiva a fornecer pela bateria de condensadores será:

$$Q_{BAT} = Q - (Q_{PE}^{Total} - Q_{TP})(VAr) \quad (29)$$

4. Caso de Estudo – Parque Eólico Joguinho II

Como caso de estudo é apresentado o dimensionamento de um parque eólico, que foi objecto de estudo durante o período de estágio. O parque tem o nome de “Parque Eólico Joguinho II” e será implantado na Serra de S. Julião no concelho de Torres Vedras.

4.1 Local

A instalação do parque neste local foi baseada em estudos de ventos pedidos pelo promotor do parque, assim como todos os locais de implantação dos aerogeradores.

Da análise da rosa de ventos foi determinada a direcção mais propícia à instalação das torres, com a finalidade de retirar maior rentabilidade do vento para produção de energia.

4.2 Ponto de Interligação

Foi atribuída uma autorização para a injeção na rede pública de 26,9 MVA, assim foi decidido instalar 13 aerogeradores com uma potência de 2MW.

A ligação à rede será feita a 60kV na subestação de Matacães, Torres Vedras, a qual tem as características que se apresentam na tabela 2. A rede de MT do parque será com um nível de tensão de 20 kV.

Potência de curto-circuito:	325 MVA
Tensão nominal:	63 kV (+/- 10%)
Tensão mais elevada:	72,5 kV
Número de fases:	3
Frequência:	50 Hz
Factor de defeito à terra:	1,4
Duração máxima de defeito à terra:	300 ms
Regime de neutro:	à terra
Ligação rede SEP:	ramal aéreo de aproximadamente 4km, com secção inferior a 325 mm ²

Tabela 2 – Características Técnicas do Ponto de Interligação à Rede

4.3 Características dos equipamentos

- Aerogerador e Transformador

As características da turbina assim como o transformador que será instalado para fazer a elevação da tensão de BT para MT encontram-se representadas na tabela 3 que se apresenta de seguida.

Geradores			
P (W) :	2000000		
S (VA) :	2105263,2		
cos φ :	0,95		
Transformador			
S (VA) :	2500000		
U _{primário} (V) :	690		
U _{secundário} (V) :	20000		
Ensaio em Vazio		Ensaio em Curto-Circuito	
I _o (A) :	6	u _{cc} =x _f (%) :	6
P _{fe} (W) :	3470	P _{cu} (W) :	17100

Tabela 3 – Características Técnicas do Gerador e seu Transformador

A corrente de serviço do aerogerador, é calculada de acordo com a fórmula 2 e vem que:

$$I_{s(AG)} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \times U_{rede_MT}} = \frac{\left(\frac{2 \times 10^6}{0,95}\right)}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3} = 60,77(A)$$

- Transformador de Subestação e Edifício de Comando

As tabelas seguintes apresentam as características dos transformadores a instalar na subestação e edifício de comando, nomeadamente transformador de potência e de serviços auxiliares.

Transformador de Potência			
S_{TP} (VA)	26600000		
$U_{primário}$ (V) :	20000		
$U_{secundário}$ (V) :	63000		
Ensaio em Vazio		Ensaio em Curto-Circuito	
I_o (A) :	1,10	$u_{cc=x_f}$ (%) :	10
P_{fe} (W) :	20000	P_{cu} (W) :	128000

Tabela 4 – Características Técnicas do transformador de Potência

A corrente de serviço do lado de AT é dada pela equação 2 que é:

$$I_{s(AT)} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \times U_{secundari}} = \frac{26,6 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 63 \times 10^3} = 243,77(A)$$

Transformador de Serviços Auxiliares	
S _{TSA} (VA):	25000
U _{primário} (V):	20000
U _{secundário} (V):	400
Ensaio em Curto-Circuito	
u _{cc} =x _f (%):	6
P _{cu} (W):	21000

Tabela 5 – Características Técnicas do Transformador de Serviços Auxiliares

4.4 Dimensionamento de Cabos MT

Os cabos a instalar são monoplares, com campo radial, pois permitem veicular uma maior intensidade de corrente e são mais fáceis de manipular, quanto à tensão nominal da instalação vai satisfazer a relação:

$$U = \sqrt{3} \times U_0 (V) \quad (30)$$

Sendo que $U = 20$ kV, vem que $U_0 = 11,5$ kV, logo os cabos serão 12/20kV.

A rede de MT será de cabos dispostos em trevo, enterrados em vala própria respeitando o Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (R.S.L.E.A.T.). Estes, de maneira a respeitarem as características regulamentares impostas, devem possuir um isolamento adequado às características da rede, blindagem e ainda uma bainha exterior que seja resistente a corrosão.

O cabo será constituído por uma cama isolante de polietileno reticulado (PEX) e o ecrã metálico em cobre, que suporta correntes de defeito monofásico (fase-terra) durante o tempo de actuação das protecções, de forma a assegurar o escoamento dessas correntes.

Será necessário considerar os seguintes coeficientes de correcção para o dimensionamento dos cabos:

- temperatura do solo;

O factor de correcção para temperaturas do solo diferentes de 20°C é dado por:

$$k = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_o}{\theta_p - 20}} \quad (31)$$

Neste caso a temperatura do solo é de 20°C, logo este coeficiente é unitário.

- profundidade de colocação;

A profundidade de colocação dos cabos influencia a resistência térmica exterior, que aumenta com a profundidade, e também a capacidade de transporte, que diminui com a profundidade.

Considera-se que para profundidades entre 70cm a 120cm, é desprezável o efeito que poderá exercer sobre o cabo, desta forma não será aplicado factor de correcção.

- resistividade térmica do solo;

Trata-se de um elemento importante, para a capacidade de transporte dos cabos enterrados, mas o seu valor é complicado de se determinar com precisão. Desta forma, para cada tipo de solo está definido um intervalo de valores embora de pequena variação, ficando ao critério do projectista definir o valor a utilizar.

Para o caso em questão trata-se de um terreno normal seco, e será considerado uma resistividade térmica de 1K.m/w , o que implica que para uma profundidade de colocação de 80cm e uma temperatura do solo de 20°C o factor de correcção será 1.

- proximidade térmica com outras canalizações.

Este fenómeno quando necessário é fundamental para que seja feita uma escolha apropriada da secção., e dependerá de factores inerentes às características das canalizações colocadas na proximidade, da disposição relativa das canalizações nos locais onde estão mais próximas e depende ainda das características térmicas do solo.

Para o estudo em questão, o afastamento entre dois sistemas será de 25cm , o que implica que o factor de correcção a considerar será de 0.86.

Definidos os factores de correcção a aplicar, será calculado para cada troço a corrente de serviço e corrente de serviço corrigida, conforme indicado pelas equações 2 e 3, tendo em conta a potência a alimentar por cada um dos troços. Será apresentada uma tabela com a indicação da configuração adoptada para a rede de cabos com os respectivos comprimentos, e também a potência que cada troço deverá suportar, na mesma tabela são ainda apresentados os resultados dos cálculos para corrente de serviço e respectiva correcção.

Ramais		Número de Máquinas no Ramal	S por Ramal (MVA)	Comprimento /fase (km)	I _s (A)	I _s corrigido (A)
Início	Final					
S.E.	AG 4	4	8,00	2,72	231,0	268,56
AG 4	AG 3	3	6,00	0,377	173,2	201,42
AG 3	AG 2	2	4,00	0,568	115,5	134,28
AG 2	AG 1	1	2,00	0,335	57,7	67,14
S.E.	AG 9	5	10,00	0,683	288,7	335,70
AG 9	AG 8	2	4,00	0,321	115,5	134,28
AG 8	AG 5	1	2,00	0,974	57,7	67,14
AG 9	AG 7	2	4,00	0,911	115,5	134,28
AG 7	AG 6	1	2,00	0,469	57,7	67,14
S.E.	AG 10	4	8,00	0,539	231,0	268,56
AG 10	AG 11	3	6,00	0,617	173,2	201,42
AG 11	AG 12	2	4,00	0,746	115,5	134,28
AG 12	AG 13	1	2,00	0,316	57,7	67,14
S.E.	TP		26,60	0,05	767,9	892,88
TSA	Cela 1		0,025	0,05	0,7	0,84
Bat	Cela 2		10,4	0,08	300,2	349,10

Tabela 6 – Configuração e Caracterização da Rede do Parque

Legenda:

S.E.	Subestação Eléctrica	T.S.A.	Transformador de Serviços Auxiliares
A.G.	Aerogerador	T.P.	Transformador de Potência

Mediante estes valores de corrente e sabendo que o material condutor de todos os cabos será alumínio, com excepção para o troço de ligação entre Subestação e Transformador de Potência em que se utiliza cabo de cobre, poderá ser calculado o valor da secção mínima de cada cabo. A intensidade de curto-circuito admitida para os cálculos será de 11kA e um tempo de duração de curto-circuito de 0.5seg. Sabe-se ainda que sendo o material isolante PEX as temperaturas de início e fim de curto-circuito serão, respectivamente, 90°C e 250°C.

Após consulta de tabelas com características eléctricas de cabos, Guia Técnico Solidal, foram seleccionados os cabos que satisfazem tanto a corrente de serviço como a secção mínima, todos estes dados estão representados na tabela 7.

Ramais		$I_{z, corrigido}$ (A)	Material Condutor	Secção mínima (mm ²)	I_z (A)	Secção Satisfatória (mm ²)	Tipo de cabo
Início	Final						
S.E.	AG 4	268,56	Alumínio	87,85	300	120	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 4	AG 3	201,42	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
AG 3	AG 2	134,28	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
AG 2	AG 1	67,14	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
S.E.	AG 9	335,70	Alumínio	87,85	440	185	LXHIV / LXHIOV 185/16
AG 9	AG 8	134,28	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
AG 8	AG 5	67,14	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
AG9	AG 7	134,28	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
AG7	AG 6	67,14	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
S.E.	AG 10	268,56	Alumínio	87,85	300	120	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 10	AG 11	201,42	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
AG 11	AG 12	134,28	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
AG 12	AG 13	67,14	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
S.E.	TP	892,88	Cobre	55,90	930	630	XHIV / XHIOV 630/16
TSA	Cela 1	0,84	Alumínio	87,85	300	95	LXHIV / LXHIOV 95/16
Bat	Cela 2	349,10	Alumínio	87,85	440	185	LXHIV / LXHIOV 185/16

Tabela 7 – Resultados obtidos para o estudo 1, tendo em conta a Condição de Aquecimento

O valor das quedas de tensão assim como os valores das perdas activas nos troços encontram-se representados na tabela que se apresenta de seguida.

Ramais		Tipo de cabo	U (V)	$\Delta U $ admissível (V)	$\Delta U $ det.		$\Delta U \leq 5\%$	Perdas (W)	Perdas (%)
Início	Final				troço (V)	troço(%)			
S.E.	AG 4	LXHIV / LXHIOV 120/16	20000	1000	320,10	1,601	Correcto	110124,5690	1,3766
AG 4	AG 3	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	42,09	0,210	Correcto	10859,4705	0,1810
AG 3	AG 2	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	42,27	0,211	Correcto	7271,6525	0,1818
AG 2	AG 1	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	12,47	0,062	Correcto	1072,1847	0,0536
S.E.	AG 9	LXHIV / LXHIOV 185/16	20000	1000	65,13	0,326	Correcto	28007,8244	0,2801
AG 9	AG 8	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	23,89	0,119	Correcto	4109,5079	0,1027
AG 8	AG 5	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	36,24	0,181	Correcto	3117,3370	0,1559
AG9	AG 7	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	67,80	0,339	Correcto	11662,8089	0,2916
AG7	AG 6	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	17,45	0,087	Correcto	1501,0586	0,0751
S.E.	AG 10	LXHIV / LXHIOV 120/16	20000	1000	63,43	0,317	Correcto	21822,4789	0,2728
AG 10	AG 11	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	68,88	0,344	Correcto	17772,6613	0,2962
AG 11	AG 12	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	55,52	0,278	Correcto	9550,4451	0,2388
AG 12	AG 13	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	11,76	0,059	Correcto	1011,3742	0,0506
Total Rede do Parque :								227883,3730	3,5566
S.E.	TP	XHIV / XHIOV 630/16	20000	1000	2,17	0,011	Correcto	2476,4600	0,0093
TSA	Cela 1	LXHIV / LXHIOV 95/16	20000	1000	0,02	0,000	Correcto	0,0250	1,0000E-04
Bat	Cela 2	LXHIV / LXHIOV 185/16	20000	1000	7,93	0,040	Correcto	3547,6480	0,0341
Total Rede dentro Subestação :								6024,1330	0,0435
Total:								233907,5060	3,6001

Tabela 8 – Resultados e Verificação da Condição de Queda de Tensão, Estudo 1

Da análise da tabela 7, verifica-se que o cabo utilizado para a ligação entre a subestação e transformador de potência tem uma secção muito elevada, que trará dificuldades à instalação visto que quanto maior a secção maior é a dificuldade de manobrimento. Os resultados apresentam-se nas tabelas seguintes apenas para o troço em que se verifica a mudança de cabo, e só para um dos dois cabos.

Ramal		S por Ramal (MVA)	I _s (A)	I _s corrigido (A)	Material Condutor	Secção Mínima (mm ²)	I ₂ (A)	Secção Satisfatória (mm ²)	Tipo de cabo
Início	Final								
S.E.	TP	13,30	383,94	446,44	Cobre	55,90	560	185	XHIV / XHIOV 185/16

Tabela 9 – Resultados obtidos para o novo cabo, Estudo 2

Ramal		Tipo de cabo	$\Delta U $ det.		$\Delta U \leq 5\%$	Perdas (W)	Perdas (%)
Início	Final		troço (V)	troço(%)			
S.E.	TP	XHIV / XHIOV 185/16	2,90	0,014	Correcto	2189,0138	0,0165

Total Rede do Parque :	227883,3730	3,5566
-------------------------------	-------------	--------

Total Rede dentro Subestação :	7925,7005	0,0671
---------------------------------------	-----------	--------

Total:	235809,073	3,6237
---------------	------------	--------

Tabela 10 – Resultados e Verificação da Condição de Queda de Tensão, Estudo 2

O valor de perdas activas apresentado na tabela 10 é referente a um dos cabos, no entanto o total das perdas já entra em consideração com os dois cabos por fase. Verifica-se que ao ser utilizado dois cabos de secção menor por fase, o valor das perdas activas será maior.

Desta forma fica ao critério do investidor, a opção de escolher entre um cabo de secção inferior mais barato mas que conduz a um aumento nas perdas, ou um cabo de secção superior que é mais caro mas que tem menores perdas e que poderá ser amortizado a médio/longo prazo.

Por outro lado, as secções obtidas para os cabos não são consideradas normalizadas pelos fabricantes de cabos, isto é, por não serem secções

largamente utilizadas poderão ter custos mais elevados, desta forma e também com o intuito de diminuir perdas foi feito um estudo de forma a estabelecer as secções em valores normalizados que são eles 120 e 240 mm². Sendo assim, as tabelas que se apresentam de seguida apresentam os valores obtidos tendo em conta as seguintes restrições: para secções inferiores a 120mm², estas serão fixadas em 120mm²; para secções entre 120 e 240mm², será fixado o valor de 240mm²; para secções superiores a 240mm², estas serão aceites.

Ramais		I _{s, corrigido} (A)	Material Condutor	Secção mínima (mm ²)	Secção Satisfatória (mm ²)	Secção Preferencial (mm ²)	I _r (A)	Tipo de cabo
Início	Final							
S.E.	AG 4	282,70	Alumínio	87,85	120	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 4	AG 3	212,02	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 3	AG 2	141,35	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 2	AG 1	70,67	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
S.E.	AG 9	353,37	Alumínio	87,85	185	240	440	LXHIV / LXHIOV 240/16
AG 9	AG 8	141,35	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 8	AG 5	70,67	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 9	AG 7	141,35	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 7	AG 6	70,67	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
S.E.	AG 10	282,70	Alumínio	87,85	120	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 10	AG 11	212,02	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 11	AG 12	141,35	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
AG 12	AG 13	70,67	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
S.E.	TP	892,88	Cobre	55,90	630	630	930	XHIV / XHIOV 630/16
TSA	Cela 1	0,84	Alumínio	87,85	95	120	300	LXHIV / LXHIOV 120/16
Bat	Cela 2	349,10	Alumínio	87,85	185	240	440	LXHIV / LXHIOV 240/16

Tabela 11 – Resultados obtidos para o Estudo 3, tendo em conta a Condição de Aquecimento

Ramais		U (V)	$\Delta U $ admissível (V)	$\Delta U $ det.		$\Delta U \leq 5\%$	Perdas (W)	Perdas (%)
Início	Final			troço (V)	troço(%)			
S.E.	AG 4	20000	1000	67,87	0,339	Correcto	110124,5690	1,3766
AG 4	AG 3	20000	1000	20,36	0,102	Correcto	8585,7689	0,1431
AG 3	AG 2	20000	1000	6,79	0,034	Correcto	5749,1503	0,1437
AG 2	AG 1	20000	1000	3,39	0,017	Correcto	847,6960	0,0424
S.E.	AG 9	20000	1000	9,29	0,046	Correcto	21347,4271	0,2135
AG 9	AG 8	20000	1000	10,18	0,051	Correcto	3249,0797	0,0812
AG 8	AG 5	20000	1000	3,39	0,017	Correcto	2464,6445	0,1232
AG9	AG 7	20000	1000	13,57	0,068	Correcto	9220,9083	0,2305
AG7	AG 6	20000	1000	5,09	0,025	Correcto	1186,7744	0,0593
S.E.	AG 10	20000	1000	101,81	0,509	Correcto	21822,4789	0,2728
AG 10	AG 11	20000	1000	10,18	0,051	Correcto	14051,5104	0,2342
AG 11	AG 12	20000	1000	6,79	0,034	Correcto	7550,8206	0,1888
AG 12	AG 13	20000	1000	3,39	0,017	Correcto	799,6177	0,0400
Total Rede do Parque :							207000,4459	3,1493

S.E.	TP	20000	1000	4,29	0,021	Correcto	2476,4600	0,00931
TSA	Cela 1	20000	1000	0,02	0,000	Correcto	0,0198	7,90625E-05
Bat	Cela 2	20000	1000	7,34	0,037	Correcto	2704,0000	0,026
Total Rede dentro Subestação :							5180,4798	0,0354

Total: 212180,9257 3,1847

Tabela 12 – Resultados e Verificação da Condição de Queda de Tensão, Estudo 3

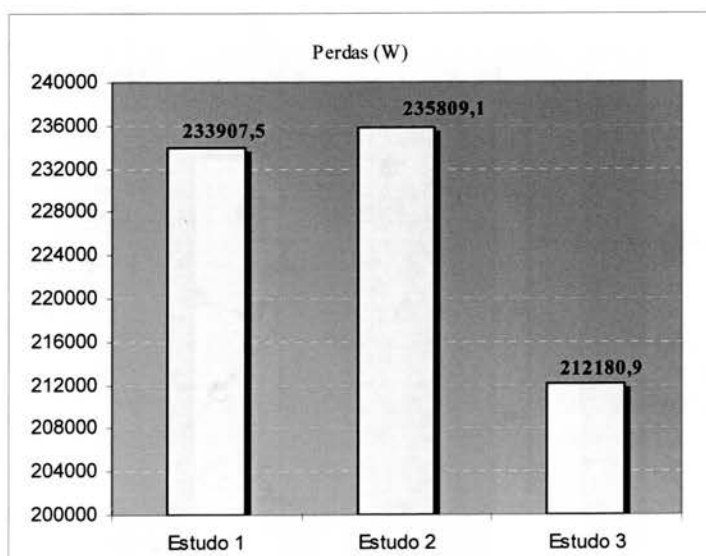


Gráfico 1 – Gráfico comparativo das Perdas nos 3 estudos efectuados

Analisando o gráfico 1, pode-se verificar que o estudo 1 tem menores perdas em relação ao estudo 2, em que se fez a mudança do cabo de 630mm²

para dois de 185mm^2 , no entanto o terceiro estudo efectuado é o que apresenta menores perdas de todos os estudos efectuados.

O cálculo das perdas dos cabos da rede do parque, foi realizado com a equação 6, no entanto esta não é a forma mais correcta de cálculo. Por este motivo foi efectuado um estudo de trânsito de potências por simulação da rede no PowerWorld, para que fosse encontrado o valor das perdas na rede de cabos. Salienta-se o facto de na rede simulada não entrarem os cabos da subestação, por esse motivo o estudo 1 e 2, são a mesma simulação, desta forma apenas se pode comparar com os valores calculados para a rede do parque. Os resultados obtidos serão apresentados na tabela seguinte, e a rede simulada é a que se apresenta na figura 25 e em anexo apresenta-se em pormenor a rede de MT e a parte da rede eléctrica.

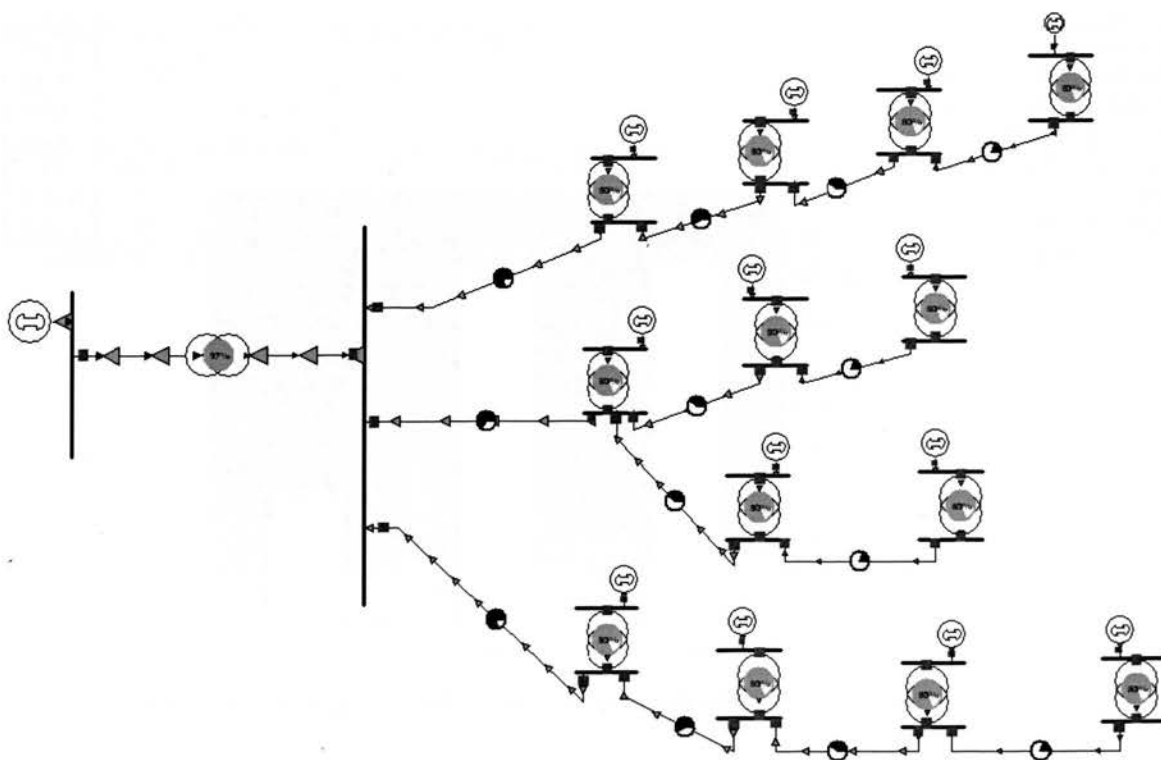


Figura 25 – Simulação do PowerWorld

Barramento		Perdas Rede do Parque	
		Estudo 1 e 2	Estudo 3
De	Para	(W)	(W)
S.E.	4	138000,00	138100,00
4	3	13600,00	10700,00
3	2	9100,00	7200,00
2	1	1300,00	1100,00
S.E.	7	5900,00	27600,00
7	8	1500,00	4200,00
8	9	1100,00	3200,00
7	6	200,00	11900,00
6	5	4200,00	1500,00
S.E.	10	28100,00	28100,00
10	11	22800,00	18000,00
11	12	12200,00	9700,00
12	13	1300,00	1000,00
TOTAL :		239300	262300

Tabela 13 – Perdas obtidas na rede do parque, pela simulação no PowerWorld

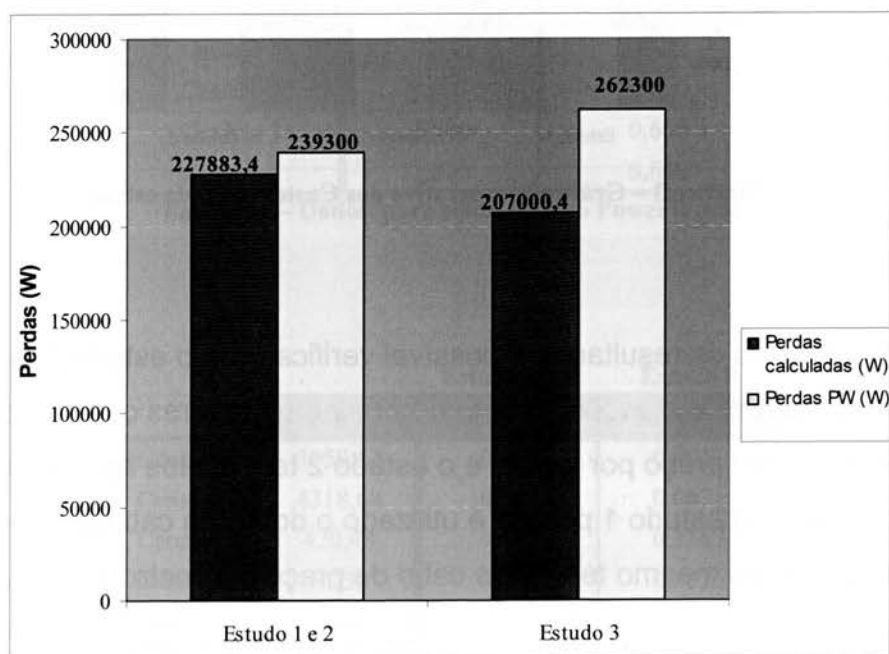


Gráfico 2 – Comparação das Perdas calculadas e as obtidas pelo PW para a rede de cabos do Parque

Analisando os resultados das perdas obtidas pelo PowerWorld, verifica-se que as perdas são maiores que as que foram calculadas anteriormente, pois o PowerWorld ao efectuar um estudo de transito de potencias entra em consideração com variações de tensão.

▪ Custos de Investimento

Para se poder efectuar uma análise de custos, gráfico 3, foram considerados preços de referência para cada metro de cabo de um fabricante.

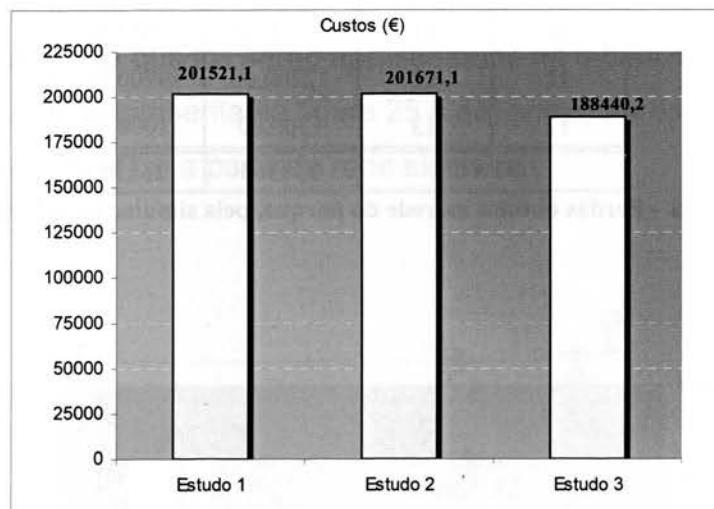


Gráfico 3 – Gráfico comparativo dos Custos em cada estudo

Analisando os resultados é possível verificar que o estudo 3, em que se pré-estabeleceram as secções, é o que apresenta menores custos pois tem cabos com menor preço por metro, e o estudo 2 tem custos ligeiramente superiores aos do estudo 1 porque é utilizado o dobro da cablagem num determinado troço mesmo tendo um cabo de preço por metro inferior.

Refere-se que a rede de cabos que será considerada para os restantes cálculos será a que se adapta aos valores standards de cabo, ou seja, o último caso de estudo apresentado (estudo 3).

▪ Custos de Exploração

O cálculo dos custos de exploração da rede é feito tendo em conta as perdas nos cabos. O cálculo das perdas é feito para um período de um ano após construção, durante o qual se pode ter diversos cenários de vento.

Foram considerados quatro cenários de vento possíveis, tendo em conta que as velocidades mais elevadas são de menor frequência de ocorrência que as velocidades mais baixas, vento fraco para velocidades médias entre 1 e 6 m/s, médio para velocidades entre 7 e 12 m/s, forte para velocidades entre 13 e 17 m/s e muito forte velocidade entre 18 e 21 m/s.

Para que fosse possível simular no PowerWorld a rede para cada cenário, definiram-se as potências activa e reactiva que o gerador deve produzir com base em estudos de vento para um determinado aerogerador, como se apresenta na tabela 14. As perdas em cada cenário de cada um dos estudos efectuados, encontram-se na tabela 15.

	$P_{\text{gerador}} \text{ (MW)}$	$Q_{\text{gerador}} \text{ (MVar)}$
Cenário 1:	0,074	0,122
Cenário 1:	1,089	0,660
Cenário 1:	1,700	0,660
Cenário 1:	2,000	0,660

Tabela 14 – Dados para simulação no PowerWorld

	N.º Horas (h)	Estudo 1 e 2	Estudo 3
		Perdas (MW)	Perdas (MW)
Cenário 1:	3959,52	0,002	0,0011
Cenário 2:	4318,68	0,091	0,0671
Cenário 3:	420,48	0,185	0,1367
Cenário 4:	61,32	0,246	0,1826
Total :	8760		

Tabela 15 – Resultados das Perdas Obtidas pela simulação do PowerWorld

Calculadas as perdas na rede de cabos durante um ano de operação do parque, calcula-se a remuneração dessas perdas para esse ano, tendo em consideração um valor da tarifa igual a 87,38 €/MWh.

As remunerações obtidas para cada cenário e estudo efectuado, estão representadas na tabela 16, e foram calculadas por:

$$RM_{\text{cenário}} = \text{Perdas} \times n.^{\circ} \text{ horas} \times \text{tarifa}(\text{€}) \quad (32)$$

	Estudo 1 e 2				Estudo 3		
	N.º Horas (h)	Perdas (MW)	P _{totais} (MWh)	Remuneração (€)	Perdas (MW)	P _{totais} (MWh)	Remuneração (€)
Cenário 1:	3959,52	0,002	6,335	553,57 €	0,0011	4,355	380,58 €
Cenário 2:	4318,68	0,091	392,136	34.264,86 €	0,0671	289,783	25.321,28 €
Cenário 3:	420,48	0,185	77,579	6.778,81 €	0,1367	57,480	5.022,57 €
Cenário 4:	61,32	0,246	15,079	1.317,57 €	0,1826	11,197	978,40 €
Total :	8760		Total :	42.914,81 €	Total :		31.702,82 €

Tarifa (€/MWh) :	87,38
--------------------	-------

Tabela 16 – Resultado Obtido para o cálculo da remuneração

Por fim, é necessário referenciar os custos de exploração ao ano de investimento (ano 0), para que se possa analisar em conjunto com os custos de investimento. Ou seja, será calculado quanto é que valem os custos de exploração no ano de investimento, considerando uma taxa de inflação de 3%.

	Custos de Investimento	Custo de Exploração (€)	Custo de Operação ano 0
Estudo 1	201.521,10 €	42.914,81 €	41.664,86 €
Estudo 2	201.671,10 €	42.914,81 €	41.664,86 €
Estudo 3	188.440,20 €	31.702,82 €	30.779,44 €

Tabela 17 – Resultado da Remuneração referida ao ano de investimento (ano 0)

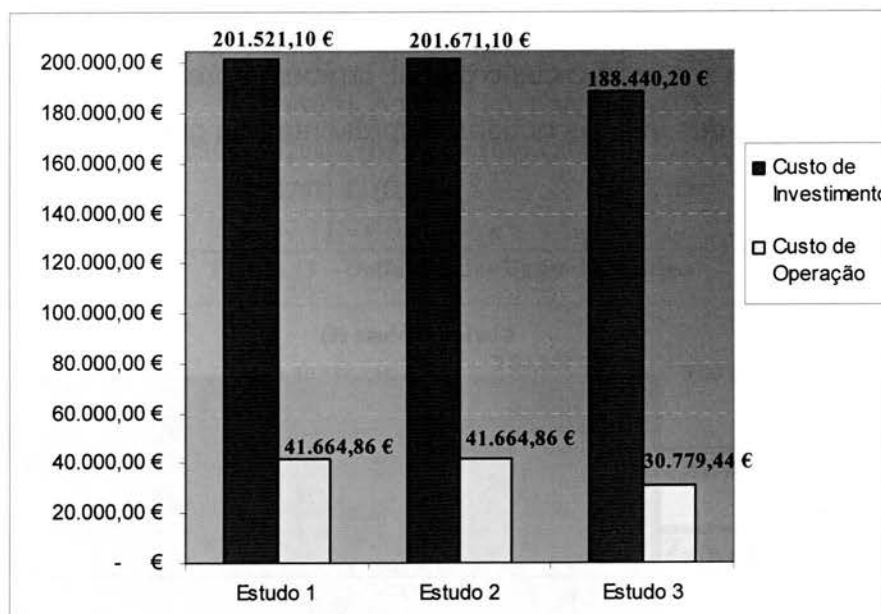


Gráfico 4 – Gráfico comparativo dos custos de investimento e de operação

O gráfico apresentado, permite verificar que os custos de exploração e de investimento do estudo 3 são menores que os restantes, e o estudo 1 relativamente ao estudo 2 apresenta menores custos de investimento. No entanto para ser uma análise mais correcta devem ser comparados os custos globais. O investimento menor no estudo 3 justifica-se pelo facto de o preço por metro dos cabos escolhidos ser menor, um custo de exploração menor deve-se a existirem cabos com uma secção superior aos dos outros estudos, havendo logicamente menores perdas por efeito de joule.

▪ Custos Globais

	Custos de Investimento	Custo de Exploração (€)	Custo Global (€)
Estudo 1	201.521,10 €	41.664,86 €	243.185,96 €
Estudo 2	201.671,10 €	41.664,86 €	243.335,96 €
Estudo 3	188.440,20 €	30.779,44 €	219.219,64 €

Tabela 18 – Resultado obtido para os Custos Globais da Rede de Cabos do Parque

Na tabela 18, estão apresentados os custos de investimento e de operação, e a sua soma dá o custo global, também apresentado. Para fazer uma comparação dos valores obtidos é apresentado o gráfico 5.

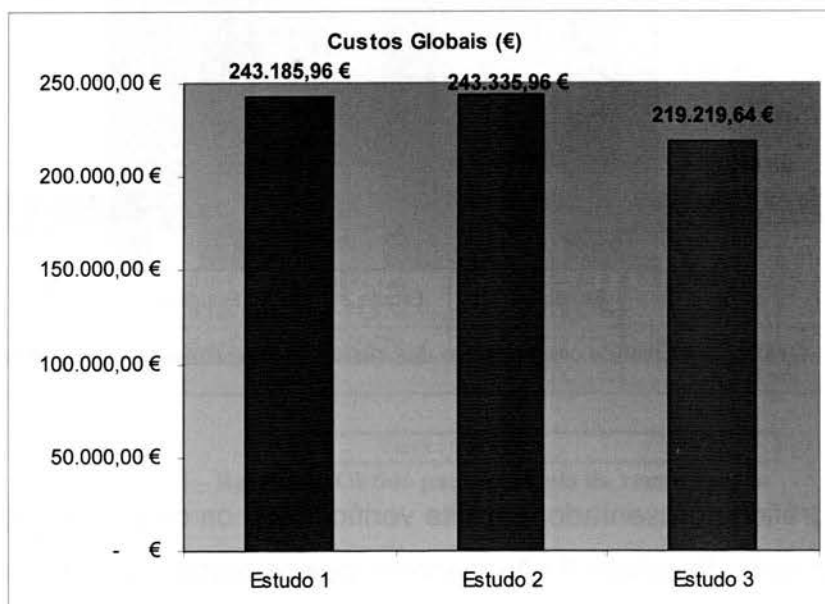


Gráfico 5 – Gráfico comparativo dos Custos Globais da Rede de Cabos do Parque

Verifica-se que o estudo 3 apresenta custos globais menores que os restantes estudos, com uma diferença na ordem dos 5.000,00€, esta seria uma opção economicamente melhor.

4.5 Celas de Protecção

Inicialmente vão ser calculadas todas as impedâncias necessárias em sistema por unidade, para isso considerou-se uma potência de base de 100MVA, isto é, $S_b=100$ MVA. E as bases consideradas para cada zona são apresentadas na tabela 19.

S_b (MVA) : 100

BT		MT		AT	
U_b (V) :	690	U_b (V) :	20000	U_b (V)	63000
I_b (A) :	83673,95206	I_b (A) :	2886,751346	I_b (A):	916,429
Z_b (Ω) :	0,004761	Z_b (Ω) :	4	Z_b (Ω):	39,69

Tabela 19 – Definição das Bases do Sistema

Transformador Aerogerador		Transformador Potência		Gerador	
x_r (%) :	6	x_r (%) :	10	Z_g (Ω) :	3,736E-003+5,1813E-002j
S (MVA) :	2,5	S (MVA) :	26,6		
X_{T_AG} (p.u.) :	2,4j	X_{TP} (p.u.) :	0,3759	Z_g (p.u.) :	0,7847+10,8829j

Tabela 20 – Cálculo das reactâncias em sistema por unidade

O equivalente da rede vem dado por:

$$S_{cc_rede} (p.u.) = \frac{S_{cc} (MVA)}{S_b (MVA)} = I_{cc_rede} \quad (33)$$

$$\frac{R}{X} \cong 0$$

Então vem que $S_{cc_rede} = I_{cc_rede} = 3,25$ p.u. e $X_{rede} = \frac{1,1 \times 1}{3,25} = 3,385$ p.u..

A impedância em cada torre é igual à soma da impedância do gerador com a impedância do transformador do aerogerador. Que será igual para todas as torres.

$$Z_{torre} = Z_{T_AG} + Z_g (p.u.) \quad (34)$$

$$Z_{torre} = j2,4 + 0,7847 + j10,8829 = 0,7847 + j13,2829 (p.u.) \quad (35)$$

Tendo em consideração a configuração dos ramais apresentados na tabela 6, calcula-se para cada um deles a impedância, tendo em conta as séries e paralelos respectivos, e obtém-se os seguintes resultados:

Ramal 1 : 4 AG			Ramal 2 : 5 AG			Ramal 3 : 4 AG		
Z1=	$Z_{torre1} + Z_{cabo1}$:	0,8059+13,2928j	Z1=	$Z_{torre5} + Z_{cabo1}$:	0,8143+13,2967j	Z1=	$Z_{torre13} + Z_{cabo1}$:	0,8047+13,2922j
Z2=	$Z1 // Z_{torre2}$:	0,3976+6,6439j	Z2=	$Z1 // Z_{torre6}$:	0,3997+6,6449j	Z2=	$Z1 // Z_{torre12}$:	0,3973+6,6438j
Z3=	$Z2 + Z_{cabo2}$:	0,4336+6,6607j	Z3=	$Z2 + Z_{cabo2}$:	0,4574+6,6718j	Z3=	$Z2 + Z_{cabo2}$:	0,4445+6,6658j
Z4=	$Z3 // Z_{torre3}$:	0,2798+4,4362j	Z4=	$Z_{torre9} + Z_{cabo1}$:	0,8463+13,3116j	Z4=	$Z3 // Z_{torre11}$:	0,2847+4,4385j
Z5=	$Z4 + Z_{cabo3}$:	0,3037+4,4473j	Z5=	$Z4 // Z_{torre8}$:	0,4077+6,6487j	Z5=	$Z4 + Z_{cabo3}$:	0,3237+4,4567j
Z6=	$Z5 // Z_{torre4}$:	0,2198+3,3318j	Z6=	$Z5 + Z_{cabo2}$:	0,4280+6,6581j	Z6=	$Z5 // Z_{torre10}$:	0,2310+3,3372j
Z7=	$Z6 + Z_{cabo4}$:	0,3919+3,4122j	Z7=	$Z6 // Z3 // Z_{torre7}$:	0,1730+2,6641j	Z7=	$Z6 + Z_{cabo4}$:	0,2651+3,3531j
			Z8=	$Z7 + Z_{cabo3}$:	0,1944+2,6822j			
Z_{ramal 1} (p.u.) : 0,3919+3,4122j			Z_{ramal 2} (p.u.) : 0,1944+2,6822j			Z_{ramal 3} (p.u.) : 0,2651+3,3531j		

Tabela 21 – Impedância dos Ramais

4.5.1 Celas Compactas com Disjuntores

A corrente de serviço dos ramais será dada pela equação 2 e os resultados obtidos são apresentados na tabela seguinte.

Ramal 1 : 4 AG		Ramal 2 : 5 AG		Ramal 3 : 4 AG	
S (MVA) :	8,00	S (MVA) :	10,00	S (MVA) :	8,00
U (V)	20000	U (V)	20000	U (V)	20000
I_{s_ramal1} (A) :	230,94	I_{s_ramal2} (A) :	288,68	I_{s_ramal3} (A) :	230,94

Tabela 22 – Corrente de Serviço dos Ramais

Calculada a corrente de serviço de cada ramal, consultando catálogos da Merlin Gerin, Equipamentos pré-fabricados da Gama SM6 24kV, verifica-se que se pode escolher um disjuntor com uma corrente nominal de 400A para as três celas.

A corrente máxima de curto-circuito vem dada por:

Ramal 1 : 4 AG			Ramal 2 : 5 AG			Ramal 3 : 4 AG		
Z1=	$Z_{ramal2} // Z_{ramal3} :$	0,1124+1,4902j	Z1=	$Z_{ramal1} // Z_{ramal3} :$	0,1636+1,6917j	Z1=	$Z_{ramal1} // Z_{ramal2} :$	0,1368+1,5024j
Z2=	$Z1 // (Z_{rede} + Z_{TP}) :$	0,0118+0,4835j	Z2=	$Z1 // (Z_{rede} + Z_{TP}) :$	0,0144+0,5033j	Z2=	$Z1 // (Z_{rede} + Z_{TP}) :$	0,0141+0,4850j
	Z_{equivalente 1} (p.u.):	0,0118+0,4835j		Z_{equivalente 2} (p.u.):	0,0144+0,5033j		Z_{equivalente 3} (p.u.):	0,0141+0,4850j
	 Z_{equivalente 1} :	0,4836		 Z_{equivalente 2} :	0,5035		 Z_{equivalente 3} :	0,4853
	 ^{max}_{cc 1} (p.u.) :	2,2744		 ^{max}_{cc 2} (p.u.) :	2,1848		 ^{max}_{cc 3} (p.u.) :	2,2669
	 ^{max}_{cc 1} (A) :	6565,6543		 ^{max}_{cc 2} (A) :	6307,0788		 ^{max}_{cc 3} (A) :	6543,8647

Tabela 23 – Corrente máxima de Curto-Circuito em cada Ramal

O poder de corte do dispositivo vai ser determinado em função da corrente máxima de curto-circuito, isto é, tem que ser superior. Desta forma as celas de chegada dos ramos teriam um disjuntor com uma corrente nominal de 400A e poder de corte de 12,5kA.

Da mesma forma se procedeu para a cela do transformador de potência, para o qual se apresentam agora os resultados.

Transformador de Potência

	I_{s_cela TP} (A) :	767,8759
Z1=	$Z_{ramal1} // Z_{ramal2} // Z_{ramal3} :$	0,0906+1,0376j
Z2=	$Z1 // (Z_{rede} + Z_{TP}) :$	0,0150+0,42394j
	Z_{equivalente 1} (p.u.):	0,0150+0,4239j
	 Z_{equivalente 1} :	0,4241
	 ^{max}_{cc 1} (p.u.) :	2,5935
	 ^{max}_{cc 1} (A) :	7486,9135

Tabela 24 – Cálculo da Corrente máxima de Curto-Circuito da Cella do Transformador

A cela de saída para o transformador de potência, terá um disjuntor com corrente nominal de 1250 A e um poder de corte de 12,5 kA.

4.5.2 Celas Compactas Combinado Interruptor-Fusível

Para a determinação do calibre do fusível a utilizar, calcula-se a corrente de serviço da cela, utilizando a mesma metodologia seguida até ao momento, e mediante esse valor conclui-se qual o fusível a instalar.

Transformador de Serviços Auxiliares

$I_{s_cela\ TSA\ (A)}$:	0,7217
---------------------------	--------

Tabela 25 – Corrente de Serviço na Cela do Transformador de Serviços Auxiliares

Por consulta do catálogo da Merlin Gerin, Equipamentos pré-fabricados da Gama SM6 24kV, conclui-se que o calibre do fusível a instalar é de 6,3A, que é fusível de menor calibre recomendado para protecção de transformadores. Quanto ao interruptor seccionador, vai ser de 200A de corrente nominal, e com um poder de corte de 12,5kA.

Todas as celas são ligadas por um barramento de $I_z=1250\ A$, a escolha do barramento foi efectuada para suportar a corrente de serviço $I_s=767,8759\ A$.

Como nota relevante refere-se que no dimensionamento das celas de protecção não é contemplada a regulação das protecções apenas é determinado o seu calibre e poder de corte, por este motivo não são calculadas correntes mínimas de curto-circuito fase-terra.

4.6 Bateria de Condensadores

O dimensionamento da bateria de condensadores segue a caracterização feita no ponto 3.2.3., desta forma serão apenas apresentados os resultados pela mesma sequência.

Para se saber qual a bateria que é necessária no pior caso, em que é obrigatório enviar para rede uma determinada quantidade de potência reactiva mas não há contribuição do aerogerador, será considerado o $\cos \varphi$ igual a 1 e ainda que o aerogerador está à potência máxima.

Transformadores do AG

Número de AG's:	13
$U_{\text{rede MT}} (V)$:	20000
$u_{\text{cc}}=x_f (\%)$:	6
$P_{\text{AG}} (W)$:	2000000
$\cos \varphi$:	1
$I_{s(\text{AG})} (A)$:	57,74
$Q_{\text{Transf/AG}} [\text{VAr}]$:	20003,45
$Q_{\text{Total/AG}} [\text{VAr}]$:	260044,79

Tabela 26 – Cálculo da Potência Reactiva do Transformador dos Aerogeradores

Transformador de Potência

$S_{\text{TP}} (VA)$:	26600000
$U_{\text{secundário}} (V)$:	63000
$u_{\text{cc}}=x_f (\%)$:	10
$I_{s(\text{TP})} (A)$:	243,77
$Q_{\text{TP}} [\text{VAr}]$:	594238,68

Tabela 27 - Cálculo da Potência Reactiva do Transformador Potência

Contribuição da Rede MT

Absorve:	Fornece:
$Q_{\text{ind/troço}} [\text{VAr}] : 3 * X_L * I_2$	$Q_{\text{cap/troço}} [\text{VAr}] : U^2 / X_C$
$Q_{\text{ind}} [\text{VAr}] : 104760,764$	$Q_{\text{cap}} [\text{VAr}] : 320493,9728$

Tabela 28 – Contribuição de Potência Reactiva da Rede de MT

No entanto como foi referido, este não é o método que permite obter valores mais correctos acerca da potência reactiva dos cabos, por esse motivo realizou-se uma simulação da configuração do parque no PowerWorld, de forma a efectuar o trânsito de potências e determinar as perdas nos cabos.

A figura 25 apresenta a rede simulada no PowerWorld e na tabela 29 são apresentados os valores das perdas retirados do PowerWorld.

Barramento		Perdas	
De	Para	(MW)	(MVar)
S.E.	AG 4	0,1381	-0,0557
AG 4	AG 3	0,0107	-0,0185
AG 3	AG 2	0,0072	-0,0156
AG 2	AG 1	0,0011	-0,0090
S.E.	AG 9	0,0276	-0,0093
AG 9	AG 8	0,0042	-0,0084
AG 8	AG 5	0,0032	-0,0286
AG9	AG 7	0,0119	-0,0234
AG7	AG 6	0,0015	-0,0134
S.E.	AG 10	0,0281	-0,0263
AG 10	AG 11	0,0180	-0,0127
AG 11	AG 12	0,0097	-0,0198
AG 12	AG 13	0,0010	-0,0096
TOTAL :		0,2623	-0,2503

Tabela 29 – Resultados das Perdas Obtidas no PowerWorld

Contribuição da Rede MT - PowerWorld

Fornece:	
$\Sigma(\text{PerdasReactivas})$ [VAr]:	250300
Q_{rede} [VAr] :	250300

Tabela 30 – Contribuição da Rede de MT, de acordo com PowerWorld

O valor obtido das perdas reactivas é um valor negativo, o que significa que a rede de MT está a produzir potência reactiva. Mesmo sabendo que as linhas absorvem reactiva para se magnetizarem, o que estas absorvem é um valor pouco significativo quando comparado com o que produzem.

Quanto à contribuição dada pelo aerogerador, como foi referido é considerado que este não tem contribuição de potência reactiva, isto é, o $\cos \phi$ do aerogerador será considerado igual a 1 logo o ângulo será de 0° e consequentemente a potência reactiva que depende da $\tan \phi$ será nula.

Potência Reactiva no Parque Eólico

Fornecida:		Absorvida:	
Q_{AG}^f [VAr] :	0	$Q_{Total/AG}$ [VAr] :	260044,79
Q_{cap} [VAr] :	250300	Q_{ind} [VAr] :	0
Q_{PE}^f [VAr] :	250300	Q_{PE}^a [VAr] :	260044,7928
Q_{PE}^{Total} [VAr] :		-9744,7928	

Tabela 31 –Potência Reactiva no Parque Eólico

Verifica-se que o parque consome mais do que o que produz, logo o valor de potência reactiva que a rede de MT necessita para satisfazer as suas necessidades será fornecida pela bateria de condensadores.

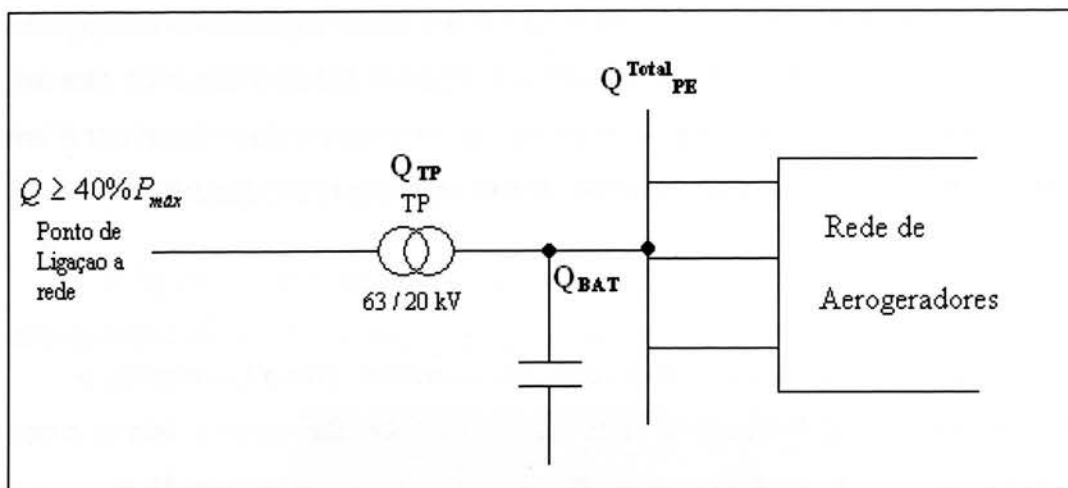


Figura 26 – Esquema representativo do problema

Calculada a contribuição de todos os elementos e como se pode verificar no esquema da figura 26, a potência reactiva a ser fornecida pela bateria de condensadores instalada no lado de MT vem dada pela equação 29.

Bateria de Condensadores

$Q \geq 40\%P_{m\acute{a}x}$	⇒	Q [VAr] :	10400000
		Q^{Total}_{PE} [VAr] :	-9744,7928
		Q_{TP} [VAr] :	594238,68
		Q_{BAT} [VAr] :	11003983

Tabela 32 – Cálculo da Bateria de Condensadores

Conclui-se que é necessário instalar uma bateria de condensadores com capacidade de fornecer 11,2MVar, para que sejam cumpridos os requisitos legislativos de fornecimento de 40% da potência activa máxima, assim como satisfazer as necessidades da rede de MT.

Com a determinação da potência reactiva da bateria fica feito o dimensionamento do parque. O que respeita a parte eléctrica de BT, incluindo cabos, protecções e equipamentos, é tudo definido pelo fabricante do aerogerador. Normalmente esta instalação já vem preparada de fábrica, quer seja a cablagem dentro da torre como também as plataformas com os seus respectivos equipamentos, desta forma não é feito qualquer dimensionamento.

5 Conclusões

O estágio realizado na REpower Portugal no contexto da Energia Eólica, Parques Eólicos - Caracterização e Dimensionamento, está completamente integrado na actual conjuntura que o país vive.

Para além de todos os conhecimentos adquiridos acerca do funcionamento dos parques, dos aerogeradores e de como é feita a sua gestão, permitiu ainda contactar com a área comercial e de montagem.

No que respeita a parte comercial verifica-se que cada vez mais, existem novos parques para serem construídos, no entanto têm início previsto para daqui a 1 ou 2 anos o que dificulta a elaboração de uma proposta concreta e realista. Por outro lado, o facto de estarem a ser construídos cada vez mais parques, não só em Portugal mas por toda a Europa, faz com que os fabricantes estejam com prazos longos de entrega das máquinas, o que também não permite a rápida execução dos projectos.

A área comercial engloba, toda a análise de dimensionamento e escolha dos equipamentos que serão instalados, isto é, o projecto da instalação bem como a elaboração da proposta para concurso. Foi esta análise que realizei durante este período, e neste campo, ajudou os conhecimentos adquiridos ao longo do curso que serviram como base para começar.

O projecto deve ser exacto e dimensionado tendo em conta os piores casos, visto que o dimensionamento poderá trazer eventuais consequências danosas aos equipamentos do parque, já que os problemas que poderão ocorrer depois de o parque estar montado são tipicamente de natureza eléctrica.

Salientam-se alguns dos danos que podem ocorrer: em cabos, provocados por valores de correntes que não satisfaçam as condições de aquecimento; em equipamentos da subestação, por falha de protecções que não estando dimensionadas correctamente podem actuar para valores superiores aos devidos; e também eventuais danos na Nacelle, provocados por sobre-aquecimento de componentes, que ocorrem essencialmente quando o transformador é montando na própria Nacelle.

O estudo efectuado sobre o dimensionamento de cabos permitiu chegar a algumas conclusões. Em teoria os cabos de maior secção teriam os maiores custos de investimento, tal não acontece pois os cabos em questão sendo fabricados em maior quantidades acabam por ter preços por metro inferiores. Esses cabos, resultam em custos de exploração menores devido às perdas e quedas de tensão serem menores em cabos de maior secção.

Ainda no seguimento do mesmo estudo foram analisados os custos globais dos estudos tomados em consideração, sobre o qual foi possível concluir que o estudo em que são utilizadas as maiores secções é o que apresenta menores custos globais.

Da análise realizada sobre a bateria de condensadores, salienta-se o facto de para satisfazer o requisito legislativo de 40% da potência activa entregue à rede, esta ter a obrigação de compensar a potência reactiva que os aerogeradores não produzem, ou no pior dos casos, em que os aerogeradores não contribuem.

Refere-se que o dimensionamento realizado está de acordo com o projecto de instalação do parque que foi estudado, e constata-se que o projecto se encontra correctamente dimensionado.

Embora não estivesse directamente no âmbito do projecto, o acompanhamento de obra demonstrou ser uma actividade aliciante, capaz de proporcionar desafios que impulsionam o desenvolvimento das capacidades de engenharia. Esta actividade exige um enorme sentido de responsabilidade, pois lidam-se com equipamentos de grande porte e de grande custo.

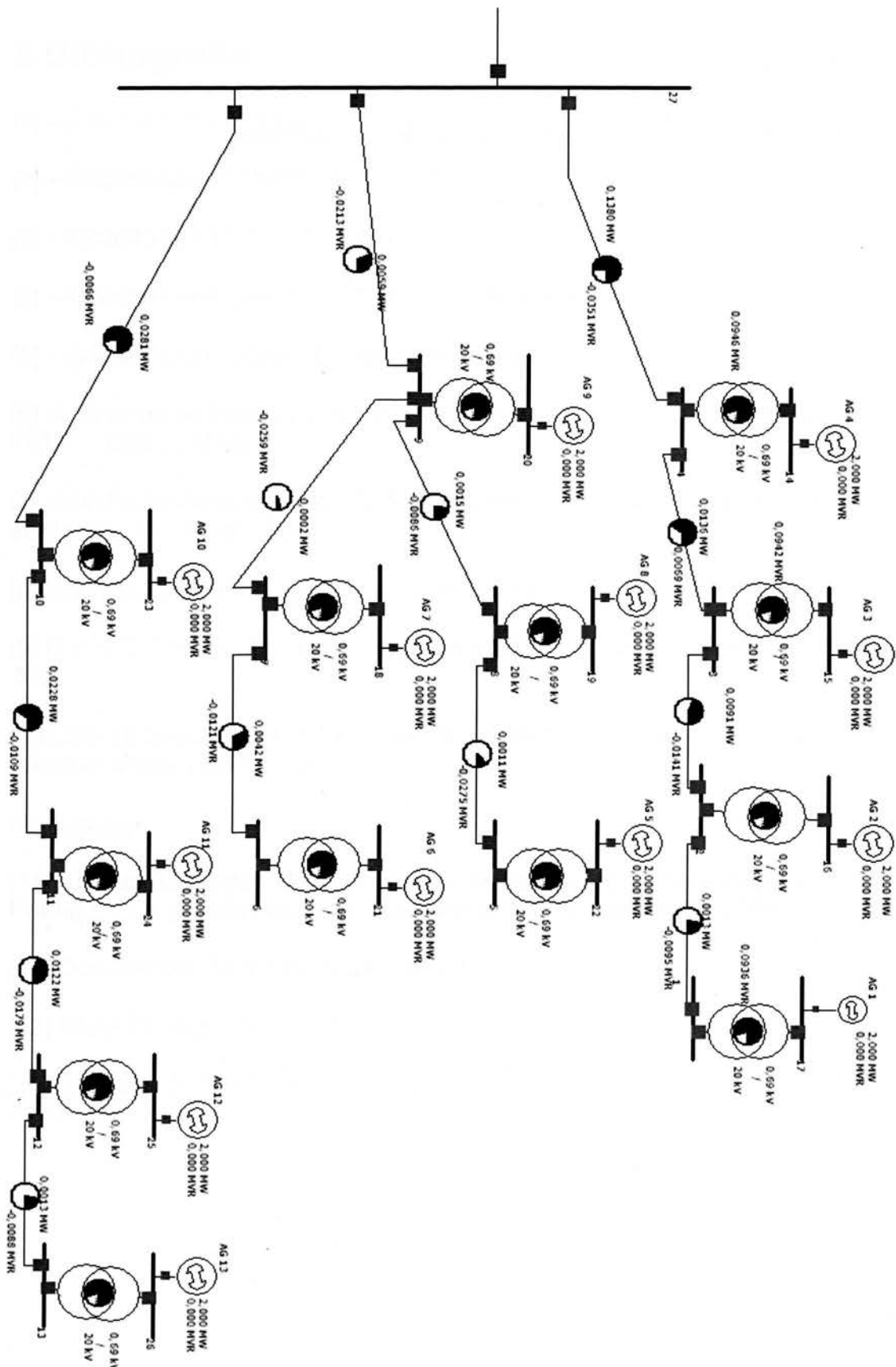
Por outro lado, o acompanhamento da obra permitiu aprender como é o relacionamento humano dentro de campo, isto é, como deve ser a atitude do responsável pela direcção de obra perante os sub-empregados e o promotor e explorador do parque.

6 Bibliografia

- [1] – Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio
- [2] – Decreto-Lei n.º 168/99 de 18 de Maio
- [3] – Decreto-Lei n.º 312/2001 de 10 de Dezembro
- [4] – Decreto-Lei n.º 339-C/2001 de 29 de Dezembro
- [5] – Decreto-Lei n.º 33A/2005 de 16 de Fevereiro
- [6] A. Almeida do Vale; António Machado e Moura, “Distribuição de Energia I”, FEUP – DEEC, 1986;
- [7] José Pedro Sucena Paiva, “Redes de Energia Eléctrica – uma análise sistémica”, IST Press, 2005
- [8] Rui M.G. Castro, “Introdução à Energia Eólica”, IST Press, 2005
- [9] Rui M.G. Castro, “Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos”, IST Press, 2005
- [10] Site da Direcção-Geral de Geologia e Energia, “Renováveis – Estatísticas Rápidas Março 2006”, 2006
- www.dge.pt
- [11] António Sá Costa, “O Desenvolvimento das Energias Renováveis em Portugal – Os grandes parques, Remuneração”, Apresentação, 2006
- [12] Documentos Técnicos, REpower, 2006
- [13] “Guia Técnico”, Solidal, 2004
- [14] “Distribuição Média Tensão – Equipamentos Pré-Fabricados, Gama SM6 24kV”, Merlin Gerin, 2004

ANEXOS

ANEXO A.1 – Rede Simulada no PW, em pormenor





FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

BIBLIOTECA



0000105175