



Escalonamento de Geradores Térmicos com Integração de Produção Eólica: Uma Abordagem Baseada em Programação Inteira Mista

ELVES EMANUEL RODRIGUES MIRANDA E SILVA
Novembro de 2012

Resumo

A alta e crescente participação da energia eólica na matriz da produção traz grandes desafios aos operadores do sistema na gestão da rede e planeamento da produção. A incerteza associada à produção eólica condiciona os processos de escalonamento e despacho económico dos geradores térmicos, uma vez que a produção eólica efetiva pode ser muito diferente da produção prevista.

O presente trabalho propõe duas metodologias de otimização do escalonamento de geradores térmicos baseadas em Programação Inteira Mista. Pretende-se encontrar soluções de escalonamento que minimizem as influências negativas da integração de energia eólica no sistema elétrico.

Inicialmente o problema de escalonamento de geradores é formulado sem considerar a integração da energia eólica. Posteriormente foi considerada a penetração da energia eólica no sistema elétrico. No primeiro modelo proposto, o problema é formulado como um problema de otimização estocástico. Nesta formulação todos os cenários de produção eólica são levados em consideração no processo de otimização. No segundo modelo, o problema é formulado como um problema de otimização determinística. Nesta formulação, o escalonamento é feito para cada cenário de produção eólica e no fim determina-se a melhor solução por meio de indicadores de avaliação.

Foram feitas simulações para diferentes níveis de reserva girante e os resultados obtidos mostraram que a alta participação da energia eólica na matriz da produção põe em causa a segurança e garantia de produção devido às características volátil e intermitente da produção eólica e para manter os mesmos níveis de segurança é preciso dispor no sistema de capacidade reserva girante suficiente capaz de compensar os erros de previsão.

Palavras-chave

Operação de Sistemas de Energia, Escalonamento de geradores térmicos, Energia Eólica, Previsão de Energia Eólica, Reserva girante, Programação Inteira Mista.

Abstract

The high and increasing share of wind energy in the matrix production brings great challenges to power system operators in grid management and production scheduling. The uncertainty associated with Wind generation affects the thermal Unit Commitment and economic dispatching, since the real-time wind power output may be very different from what is forecasted.

This paper proposes two methods for optimizing the scheduling of thermal generators, based on Mixed Integer Linear Programming. The aim is to find solutions that minimize the negative influences of the integration of wind power into the power system.

Initially the Unit Commitment problem is formulated without considering the integration of wind power. Then we considered the penetration of wind power in the electricity system. In the first model, the problem is formulated as a stochastic optimization problem. In this formulation all scenarios of wind generation are taken into account in the optimization process. In the second model, the problem is formulated as a deterministic optimization problem. In this formulation, the analysis is done for each production scenario and wind in order to determine the best solution by means of evaluation indicators.

Various simulations were made for different levels of spinning reserve and the results showed that the high share of wind energy in the matrix of production undermines the safety and security of production due to the volatile and intermittent characteristics of the wind generation. To maintain the same levels of security the system must have sufficient spinning reserve capacity to compensate for forecasting errors.

Keywords

Power Systems Operation, Unit Commitment, wind energy, wind forecast, spinning reserve, Mixed Integer Programming.

Agradecimentos

Á Professora Doutora Ana Maria Marques Moura Gomes Viana, por toda a sua disponibilidade, apoio e conselhos concedidos para a realização do trabalho.

Agradeço a todos os meus amigos pelo apoio que direta ou indiretamente me deram no decorrer deste trabalho

Aos meus Pais, a quem devo tudo o que sou hoje e aos meus irmãos.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para este trabalho.

Índice

RESUMO	III
ABSTRACT	V
AGRADECIMENTOS.....	VII
ÍNDICE.....	IX
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE TABELAS.....	XII
ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	XIII
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Enquadramento.....	2
1.2 Objetivos	5
1.3 Estrutura da dissertação.....	6
CAPÍTULO 2 ESCALONAMENTO DE GERADORES TÉRMICOS.....	7
2.1 Abordagem ao problema.....	7
2.2 Definição do Problema	11
2.2.1 Função Objetivo	11
2.2.2 Restrições do Problema	13
2.3 Formulação Matemática do Problema.....	14
2.3.1 Notação utilizada	14
2.3.2 Função Objectivo	16
2.3.3 Restrições do Problema	17
2.4 Solução do Problema.....	21
CAPÍTULO 3 ESCALONAMENTO DE GERADORES TÉRMICOS INCLUINDO A PRODUÇÃO EÓLICA.....	23
3.1 Previsão e Incerteza da Produção Eólica	24
3.1.1 Modelos de Previsão da Energia Eólica.....	25
3.1.2 Estimação da Incerteza da Previsão da Energia Eólica	28

3.2	Estado de Arte	31
CAPÍTULO 4 METODOLOGIAS PROPOSTAS		33
4.1	Modelo Estocástico do Problema	33
4.1.1	Notação Utilizada.....	33
4.1.2	Formulação do Problema.....	34
4.2	Modelo Determinístico do Problema	38
4.2.1	Descrição do Modelo	38
4.2.2	Estratégia de seleção de uma solução	40
4.2.3	Caso Exemplo.....	42
4.3	Implementação do Problema	47
CAPÍTULO 5 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS		49
5.1	Caso de Estudo 1	49
5.1.1	Sistema de Teste	50
5.1.2	Resultados.....	52
5.2	Caso de Estudo 2	55
5.2.1	Pressupostos	55
5.2.2	Carga e Cenários de Previsão da Produção Eólica.....	55
5.2.3	Casos de Simulação.....	57
5.2.4	Resultado das Simulações D1 D2 e D3	57
5.2.5	Resultados obtidos nas simulações E1 E2 e E3	62
5.2.6	Comparação entre o modelo determinístico e estocástico	67
CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES		69
6.1	Conclusões Gerais	69
6.2	Trabalhos Futuros.....	70
REFERÊNCIAS.....		71

Lista de Figuras

Fig. 1.1 - Diagrama de carga da Rede Nacional de Transporte [1].....	2
Fig. 1.2 - Diagrama de carga da RNT preenchida [1].....	3
Fig. 2.1 - Curvas de custo de produção de geradores térmicos [12].....	11
Fig. 2.2 - Custos de arranque de geradores térmicos [12].....	13
Fig. 3.1- Energia Eólica total instalada 1997-2010 e perspetiva de crescimento até 2020 [13].....	23
Fig. 3.2 - Diagrama Geral dos modelos físicos [14].....	26
Fig. 3.3- Diagrama Geral dos modelos estatísticos [14].....	27
Fig. 3.4 - Diferentes modelos de previsão da energia eólica [15].....	28
Fig. 3.5 - Erro de previsão de energia eólica para diferentes horizontes temporais [16].....	28
Fig. 3.6 - Representação probabilística por conjunto de intervalos ou quantis [18].....	29
Fig. 3.7 - Representação de cenários de produção eólica [18].....	31
Fig. 4.1 - Fluxograma da primeira metodologia proposta.....	35
Fig. 4.2 - Fluxograma da segunda metodologia proposta.....	39
Fig. 4.3 - Fluxograma de descrição do cálculo da melhor solução.....	42
Fig. 5.1 - Digrama de carga do sistema de teste.....	51
Fig. 5.2 - Apresentação gráfica da carga e cenários de produção eólica em cada período.....	56
Fig. 5.3 - Custo de produção de cada cenário considerando diferentes níveis de reserva girante.....	58
Fig. 5.4 - Preenchimento do diagrama de carga pelas fontes de produção existentes no sistema de teste.....	61
Fig. 5.5 - Número de geradores ligados a cada período de escalonamento.....	61
Fig. 5.6 - Despacho económicos dos geradores escalonados.....	62
Fig. 5.7 - Número de geradores ligados em cada período para diferentes níveis de reserva girante.....	64
Fig. 5.8 - Despacho económico dos geradores térmicos escalonados para as simulações E1, E2 e E3.....	65
Fig. 5.9 - Custo de produção para diferentes níveis de reserva girante.....	66
Fig. 5.10 - Linearidade entre o aumento do nível de reserva girante e o custo total de produção.....	66
Fig. 5.11 - Número de geradores ligados em cada período de escalonamento.....	67
Fig. 5.12 - Reserva girante disponível para os dois modelos do problema.....	68
Fig. 5.13 - Custo de Produção para as duas metodologias de escalonamento.....	68

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Matriz da Solução de um Problema de Escalonamento de Geradores Térmicos	21
Tabela 2.2- Solução do Problema de despacho Económico.....	21
Tabela 4.1 – Caraterísticas dos geradores usados no caso de estudo	43
Tabela 4.2 - Cargas e cenários de produção eólica a cada período	43
Tabela 4.3 - Valores para o escalonamento e despacho económico em cada período e o custo associado	44
Tabela 4.4 - Corte de carga (MW).....	45
Tabela 4.5 - Representação do custo de produção para cada cenário	45
Tabela 4.6- Representação do resultado da função de avaliação de uma solução	46
Tabela 5.1 - Características dos dez geradores utilizados no sistema de teste	50
Tabela 5.2- Cargas utilizadas no caso de estudo.....	51
Tabela 5.3 - Solução de escalonamento e despacho económico de dez geradores usados no sistema teste ..	52
Tabela 5.4 - Solução de escalonamento e despacho económico de dez geradores usados no sistema teste considerando restrições de rampa.....	53
Tabela 5.5 - Resultado das várias metodologias de escalonamento de geradores térmicos propostos na literatura	54
Tabela 5.6 - Máquinas utilizadas na resolução do problema de escalonamento.....	54
Tabela 5.7 - Caraterísticas dos vinte geradores usados no segundo caso de estudo	55
Tabela 5.8 - Carga e produção eólica para seis cenários, nos vinte e quatro períodos de escalonamento	56
Tabela 5.9 - Níveis de reserva girante considerada nas simulações feitas	57
Tabela 5.10- Corte de carga	59
Tabela 5.11 - Indicadores de avaliação das soluções de escalonamento	60
Tabela 5.12 - Solução de escalonamento para diferentes níveis de reserva girante.....	63

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

SEE	Sistema Elétrico de Energia
REN	Rede Energética Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
DE	Despacho Económico
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
NWP	Numerical Weather Prediction
MOS	Model Output Statistics
EENP	Energia Esperada não Produzida

Lista de Símbolos

W	Watt
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
GHz	Gigahertz
MHz	Megahertz
Gb	Gigabit
\$	Custo em dólar
\$/h	Custo por hora

Capítulo 1

Introdução

Após a primeira crise de petróleo nos anos de 1970, a busca por fontes alternativas de energia cresceu muito nos países onde a produção de eletricidade era fortemente dependente da importação de combustíveis fósseis, uma garantia mínima para a segurança de abastecimento, particularmente quando os produtores de petróleo se localizam numa zona politicamente instável.

A procura por fontes alternativas, neste caso as energias renováveis, mostra ser uma aposta estrutural, estratégica, essencial ao desenvolvimento sustentável nas suas vertentes económica e ambiental. Em particular, a energia eólica revelou ser uma alternativa viável e económica para a produção de eletricidade por ser abundante, renovável, limpa e disponível em muitos sítios.

Hoje em dia assiste-se a uma crescente participação da energia eólica na matriz da produção e este fato está a trazer grandes desafios aos operadores do sistema na gestão da rede e planeamento da produção. A produção eólica é diretamente influenciada pelas condições do vento no local onde situam os geradores e sendo o vento um recurso intermitente que admite grande variabilidade ao longo do tempo, torna-se extremamente difícil prever com precisão a potência eólica total disponível em determinado momento. A incerteza associada à produção eólica condiciona os processos de escalonamento e despacho económico dos geradores térmicos, uma vez que a produção eólica efetuada pode ser muito diferente da produção prevista. A segurança da produção pode ficar condicionada no caso da produção eólica efetuada ser muito inferior à produção prevista. Neste sentido, é essencial que o sistema disponha de capacidade de produção suficiente para satisfazer as cargas com certa reserva girante, ao mesmo tempo compensar os erros de previsão da produção eólica.

O presente trabalho propõe duas metodologias de otimização do escalonamento de geradores térmicos baseados na Programação Inteira Mista. Pretende-se encontrar soluções de escalonamento que minimizem as influências negativas da integração de energia eólica no sistema elétrico.

Esta tese é desenvolvida no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, lecionado no Instituto Superior de Engenharia do Porto.

1.1 Enquadramento

Na operação do sistema elétrico de energia, podemos destacar três pontos principais: a produção, o transporte e o consumo de energia elétrica. Estes pontos devem ser previstos e planeados minuciosamente de forma a minimizar todos os custos operacionais, respeitando as diversas restrições existentes.

As características do consumo impõem a modulação da energia consumida no tempo através duma função - o diagrama de cargas - que traduz a variação desse consumo ao longo das horas do dia e dos dias do ano. Não basta fornecer por dia (ou por mês, ou por ano) uma certa quantidade de energia, mas há necessidade de fornecê-la com determinadas características de variabilidade no tempo. Há então necessidade de prever os diagramas de carga.

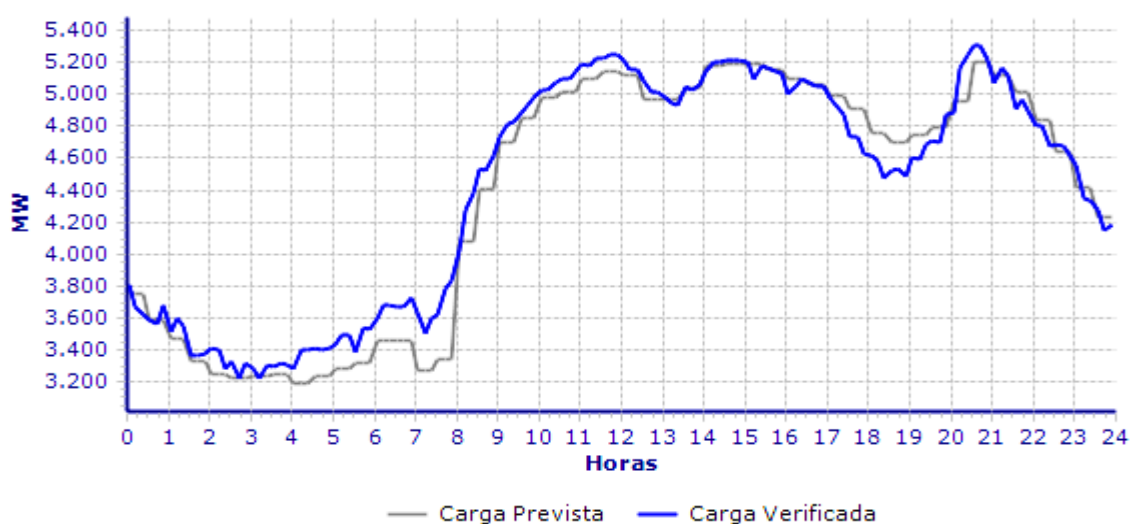


Fig. 1.1 – Diagrama de carga da Rede Nacional de Transporte [1]

A partir desse diagrama de carga vê-se facilmente que a carga varia bastante no período de 24 horas. Os diagramas de carga também são muito variáveis com o dia da semana e com a semana do ano. Basicamente um diagrama de cargas é influenciado pela época do ano (verão ou inverno), dia da semana (dia útil, feriado, fim de semana), hora do dia, condições atmosféricas (temperatura, humidade, luminosidade) e por acontecimentos especiais (férias, feriados, programas de televisão).

A forma da curva, isto é, a distribuição das cargas nas 24 horas do dia, pode ser facilmente afetada pela política dos preços (por exemplo as tarifas bi-horárias) porque é do maior interesse que o diagrama de cargas seja o mais constante possível.

Tendo o conhecimento da carga a ser alimentada passa-se para a avaliação dos recursos disponíveis para a sua satisfação. O diagrama de carga é preenchido primeiramente pelos grupos de

Produção em Regime Especial¹ (fotovoltaica, hidráulica, ondas, eólica), a seguir é preenchido pela produção térmica das mais variadas fontes (carvão, gás natural, fuel). Os picos de carga do diagrama são preenchidos pela energia proveniente dos recursos hídricos, cuja resposta é praticamente instantânea no contexto do problema. Caso a disponibilidade dos recursos hídricos não seja suficiente para satisfazer a procura, procede-se à importação de energia de sistemas vizinho. No caso de Portugal faz-se a importação da Espanha. A figura 1.2 ilustra o preenchimento do diagrama de carga da Rede Nacional de Transporte (RNT) para o dia da ponta do ano 2011.

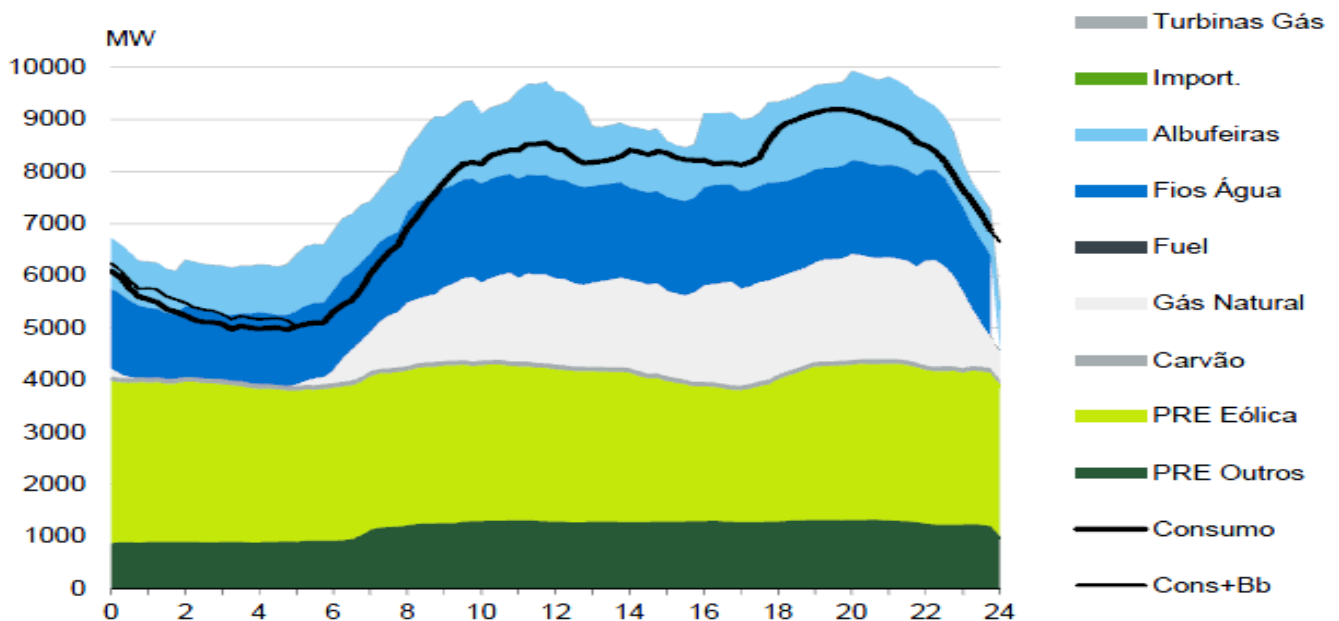


Fig. 1.2 - Diagrama de carga da RNT preenchida [1]

Pela análise do gráfico podemos reparar que a produção proveniente de fontes renováveis teve uma participação superior a 50% na satisfação da carga, destacando a produção eólica com uma penetração superior a 25%. Neste contexto, a integração de fontes renováveis na produção de energia com os grupos convencionais já existentes, principalmente com as centrais térmicas cuja influência se pretende diminuir, deve ser feita de forma ponderada, respeitando todos os limites operacionais tanto dos próprios geradores, como de todos os elementos constituintes do sistema elétrico em questão.

Quando se afirma na exploração de um Sistema Elétrico de Energia (SEE) que o serviço deve ter o máximo de continuidade e um custo de exploração mínima, facilmente se vê que estes dois objetivos são antagónicos. O máximo de continuidade implica ter uma capacidade de produção disponível superior à necessária, enquanto o custo mínimo de exploração implica ter o mínimo de capacidade de produção disponível.

¹ Considera-se PRE a atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade [29].

É assim, de todo o interesse, ter uma previsão do consumo e o planeamento da produção tão exatas quanto possível. Porém, como a previsão do consumo tem sempre erros, há necessidade de dispor de unidades de reserva que possam ser rapidamente ligadas à rede.

A reserva do sistema produtor pode ser conseguida por intermédio de grupos a funcionar com uma carga relativamente baixa, que no caso da saída de um grupo podem "instantaneamente" aumentar a sua produção ou por meio de grupos de arranque rápido cujo tempo necessário para fazer o paralelo com a rede seja extremamente baixo (alguns tipos de centrais hidroelétricas e centrais com turbinas a gás). Os grupos de bombagem também podem ser considerados como constituindo uma reserva do sistema produtor, na medida em que constituem cargas de potência relativamente elevada que podem ser desligadas quando surgem dificuldades no sistema de produção, diminuindo-se assim, rapidamente, a carga a alimentar pelo sistema. A potência não utilizada, disponível nos grupos que se encontram em paralelo com a rede, constitui a reserva girante. A potência dos grupos que podem ser postos em paralelo sobre a rede num curto espaço de tempo constitui a reserva estática ou parada [2].

A alta e crescente penetração das energias renováveis, principalmente a eólica vem criando grandes desafios aos operadores do sistema de energia na gestão da rede e no planeamento da produção. A quantidade de energia produzida por uma central eólica depende principalmente das condições dos ventos, as quais são influenciadas por condições climáticas. Embora as condições de vento possam ser previstas com antecedência, são comuns erros de previsão na faixa de 20% a 50%, o que faz com que a produção eólica prevista nunca seja igual à produção real. Outro ponto é que a energia eólica não pode ser armazenada na sua forma primária, como acontece com a energia hidráulica. Esses aspetos elevam a complexidade operacional do sistema e aumentam significativamente o nível de incertezas e, conseqüentemente, contribuem para a deterioração da fiabilidade na operação do sistema elétrico [3].

Até há pouco tempo o nível e penetração da energia eólica era insignificante em relação à capacidade da produção do sistema, de tal modo que os impactos causados por essa tecnologia podiam ser desprezados. Entretanto, num futuro próximo, a participação da energia eólica atingirá níveis comparáveis aos das tecnologias convencionais. Como consequência, identificar os impactos causados pela produção eólica na operação dos sistemas tornou-se um importante objeto de discussão no sector elétrico.

Na operação do sistema de energia deve-se manter um equilíbrio dinâmico e contínuo entre a produção e o consumo, uma vez que não é possível armazenar a energia elétrica na sua forma acabada. Para manter este equilíbrio, faz-se uma planificação diária da produção, ou seja, faz-se o escalonamento dos geradores e o despacho da produção.

O escalonamento dos geradores é um problema de otimização, onde se determina que geradores irão ficar ligados ou desligados de forma a assegurar capacidade suficiente para alimentar a carga no intervalo considerado com certa margem de reserva, respeitando as diversas restrições operacionais e proporcionando o menor custo de operação possível.

Num sistema elétrico clássico, ou seja, num sistema em que a produção é feita apenas por fontes convencionais, no planeamento da produção a única variável fonte de incerteza é a carga prevista a ser abastecida, mas atualmente qualquer operador do sistema já consegue fazer previsão da carga com precisão superior a 90%. Para estes sistemas, os modelos de otimização de escalonamento e despacho económico dos geradores se encontram numa fase madura que já não gera qualquer discussão e grandes investigações no sentido de melhorá-los.

No panorama atual se assiste a uma acentuada descentralização e diversificação da produção, portanto os modelos de otimização de escalonamento dos geradores que antes conseguiam encontrar soluções satisfatórias, agora não são válidos. Isto porque, neste panorama o problema de escalonamento de geradores possui mais variáveis fontes de incerteza. Uma das variáveis com maior incerteza associada é a produção eólica prevista. Neste contexto, torna-se essencial a procura de novas metodologias de otimização para que se possa tirar o máximo proveito da integração da energia eólica no SEE.

1.2 Objetivos

O objetivo principal proposto neste trabalho de dissertação consiste no desenvolvimento de uma metodologia de otimização exata para encontrar soluções de escalonamento de um dado sistema elétrico com alto nível de penetração de produção eólica.

As soluções encontradas têm de verificar certas restrições maximizando um objetivo como por exemplo, o de minimização de custos de produção. Outros critérios a ter em conta são a segurança e confiabilidade na operação do sistema, que são influenciados pela penetração da produção eólica.

Foram considerados vários pressupostos. O primeiro é que há uma gestão centralizada da produção, considera-se ainda que o custo de produção da energia eólica é nulo e que toda a energia produzida é injetada num barramento único.

1.3 Estrutura da dissertação

O trabalho foi desenvolvido de modo a atingir os objetivos traçados estando a tese dividida em seis capítulos.

No primeiro capítulo é apresentada a introdução onde é feito o enquadramento da tese e são apresentados os objetivos desta tese.

No segundo capítulo é definido o problema de escalonamento de geradores térmicos onde são apresentadas a função objetivo e as restrições do problema. Também neste capítulo é feita a formulação matemática do problema.

No terceiro capítulo é feita a abordagem ao problema de escalonamento de geradores térmicos tendo em conta a produção eólica. Neste capítulo é contextualizada a produção eólica dentro do problema de escalonamento e despacho económico de geradores térmicos. É apresentado de que forma a produção eólica afeta os processos de escalonamento de geradores térmicos e os inconvenientes associados a este tipo de produção.

No quarto capítulo são descritas em detalhe as duas metodologias propostas. No quinto capítulo é apresentado o sistema de teste para o qual se pretende encontrar soluções de escalonamento de geradores térmicos. São apresentadas as soluções de escalonamento para ambas as metodologias propostas no capítulo 4.

No sexto e último capítulo, são apresentadas as conclusões tiradas do trabalho realizado.

Capítulo 2

Escalonamento de Geradores Térmicos

As características dos consumos impõem a modulação da energia consumida no tempo através de uma função que traduz a variação desse consumo ao longo das horas do dia e dias do ano. Uma vez que a energia elétrica não pode ser armazenada, a produção tem que ser no mínimo igual ao consumo com um a certa reserva. Para satisfazer o consumo ao mínimo custo, a produção precisa ser planeada. Ligar todos os geradores disponíveis pode não ser muito eficiente, portanto há a necessidade de encontrar uma combinação ótima dos geradores a serem ligados para satisfazer a carga.

O problema de escalonamento dos geradores térmicos (muitas vezes, usa-se a designação inglesa de *Unit Commitment-UC*) é um problema de otimização onde se pretende determinar que geradores devem estar ligados/desligados durante o horizonte de planeamento (com duração de 1 dia a 2 semanas, normalmente divididos em períodos de 1 hora) e os níveis de produção em que devem estar a funcionar de modo que o custo total de produção seja minimizado. Essencialmente este problema procura satisfazer as cargas previstas em cada período, com certa reserva, a custo mínimo, respeitando todas as restrições técnicas dos geradores e do sistema [4].

Os estados ligado/desligado dos geradores são modelados por variáveis inteiras, o que faz com que o problema de escalonamento seja formulado como um problema de otimização inteira mista, cuja solução em geral exige algoritmos de maior complexidade do que aqueles utilizados para a solução de modelos de Despacho Económico.

2.1 Abordagem ao problema

Devido à grande dimensão e à natureza combinatoria, o problema de escalonamento carece de um método matemático robusto para a sua resolução em sistemas numa escala real. Apesar disso, são propostos na literatura vários métodos para a sua resolução.

Inicialmente as abordagens do problema de escalonamento foram realizadas com base em heurística de **ordem de mérito**. Com esta metodologia pretendia-se definir a ordem de entrada em serviço dos grupos escalonados, obtida pela determinação de um indicador de relação do custo médio à potência máxima. As restrições operacionais são incluídas heurísticamente e a eficácia do método depende da afinação desse indicador. A grande vantagem manifesta-se na simplicidade de resolução.

Contudo, é um modelo que não relaciona directamente a formulação matemática do problema com todas as restrições conjugadas directamente, pelo que se considera uma metodologia pouco precisa na obtenção de uma solução ótima global.

Outra técnica de otimização aplicada ao problema de escalonamento de produção é a programação dinâmica (ver [5]). Esta técnica decompõe o problema principal numa série de problemas de menor dimensão, resolve-os e calcula uma solução ótima para o problema original passo a passo. A melhor solução é calculada recursivamente a partir do subproblema.

O algoritmo usado para a resolução do problema de escalonamento de geradores térmicos examina todos os estados possíveis em todos os períodos de escalonamento. Alguns dos estados são rejeitados instantaneamente porque apresentam á partida uma solução inviável. A programação dinâmica caracteriza-se por uma metodologia de otimização em problemas que requerem decisões sequenciais e interligadas, ou seja, qualquer que seja o estado e as decisões iniciais, as decisões seguintes têm de constituir uma estratégia ótima resultante da primeira decisão.

A principal vantagem deste tipo de programação é a redução do espaço de pesquisa. Desta forma evitam-se cálculos desnecessários provenientes da enumeração total de soluções reduzindo assim o espaço de pesquisa e facilitando a análise das soluções. No entanto, a programação dinâmica não se adequa a sistemas de grande dimensão devido à conhecida “maldição da dimensionalidade”, sendo o número total de combinações existentes para cada período dadas por:

$$C(n) = 2^n - 1 \quad (2.1)$$

Considerando o número de períodos existentes, as combinações existentes são dadas por:

$$C(n, i) = (2^n - 1)^i \quad (2.2)$$

onde n representa o número de máquinas e i representa o número de períodos.

A desvantagem desta metodologia está ligada á dimensão do problema. Em problemas reais, o número de estados possíveis em cada período e o número de combinações possíveis entre períodos é significativamente grande, o que torna quase impossível resolver o problema em tempo útil.

De forma a reduzir certos problemas causados pela dimensionalidade, algumas das técnicas propostas estabelecem um limite para o número de subtrajetórias entre estados, seleccionando um determinado número que apresente menor custo. Contudo, não se tem a garantia de que a solução encontrada é ótima [6].

Outra abordagem usada na resolução do problema de escalonamento de produção é a **Relaxação**

Lagrangeana. A utilização deste método na resolução do problema de escalonamento é muito mais recente do que o método de Programação Dinâmica. Este método é muito mais flexível do que a Programação Dinâmica, permitindo facilmente adicionar restrições ao problema. A Relaxação Lagrangeana separa as restrições do problema em: (a) restrições locais, envolvendo cada unidade produtora e seus limites de operação, tempos mínimos de paragem e funcionamento, taxas de tomada e deslastre da carga; (b) restrições do sistema, envolvendo todas as unidades produtoras, assim como as restrições de balanço de potência e reserva girante, onde ambas as restrições são relaxadas. Este método faz o uso de otimização dual, que de forma gradual insere restrições aos subproblemas referentes às unidades produtoras, com base no grau de satisfação das restrições relaxadas até ser encontrada uma solução final que satisfaça todas as restrições. Entretanto, devido a não convexidade do problema, não há garantia de que a solução ótima dual encontrada conduza a uma solução primal viável, dificuldade que tende a aumentar com o aumento do número de geradores e com a existência de geradores idênticos [7].

A dualização das restrições difíceis, isto é, o acréscimo destas à função objetivo através de um vetor de multiplicadores, chamados de multiplicadores de Lagrange, e eliminadas em seguida do conjunto de restrições deve produzir um problema Lagrangeano que é fácil de resolver e cujo valor da solução ótima é um limite inferior (para problemas de minimização) para o valor ótimo do problema original. O Problema Lagrangeano pode, portanto, ser usado no lugar de um problema de Relaxação Linear para produzir limites num algoritmo de busca do tipo Branch and Bound. Além disso, com base nesse limite inferior, é possível estimar quão próxima está a solução viável disponível da solução ótima [8].

Encontrada uma solução dual em problemas não-convexos os valores da função objetivo do problema original e da função dual podem não ser iguais. Nesse caso, o valor da função dual é sempre menor ou igual ao valor ótimo do Problema Primal e a diferença entre tais valores é chamada de “*gap*” de dualidade. Todavia, para que essas soluções sejam de boa qualidade, é crucial que o *gap* de dualidade seja suficientemente pequeno.

Para garantir que o “*gap*” seja o menor possível, normalmente usam-se técnicas de decomposição conhecidas como *splitting methods* [9] os quais têm sido utilizados em programação estocástica e em determinados problemas de natureza combinatória. A ideia consiste em duplicar de forma artificial as variáveis primais de interesse para, posteriormente, encontrar uma decomposição adequada por meio da dualização das restrições artificialmente impostas e resultantes dessa duplicação. Essa estratégia tem sido utilizada com sucesso no problema de escalonamento de geradores térmicos.

Mais recentemente, têm sido desenvolvidas abordagens baseadas em metaheurísticas e algoritmos genéticos.

Programação Inteira Mista – Um problema de Programação Inteira (PI) é um caso particular de problema de otimização no qual as variáveis só podem assumir valores inteiros ou discretos. Um problema de Programação Inteira Mista (PMI) é outro caso particular no qual apenas uma parte das variáveis está restringida a valores inteiros. Um subconjunto desta classe de problemas ocorre quando as variáveis do problema estão restritas a apenas dois valores (zero e um por exemplo), constituindo a programação binária.

A estratégia de *Branch and Bound* é uma das principais técnicas para a resolução de problemas de programação inteira mista. Esta técnica consiste em resolver inicialmente um problema relaxado, onde se permitem quaisquer valores para as variáveis inteiras e valores no intervalo $\{0,1\}$ para as variáveis binárias. Com isto obtém-se um limite inferior para o problema. Verifica-se que variáveis violaram a condição de integralidade na solução encontrada e, em seguida, inicia-se a criação de uma árvore de subproblemas onde, em cada um, fixam-se valores inteiros adequados para um subconjunto destas variáveis. Cada novo subproblema criado é denominado nó da árvore.

Como vantagens do algoritmo de *Branch and Bound* pode-se mencionar: (i) obtenção do ponto ótimo global; (ii) medida da solução ótima do melhor ponto encontrado; (iii) facilidade em adicionar restrições e variáveis. Uma das desvantagens da aplicação deste método é o elevado tempo computacional requerido e alto consumo de memória para problemas de grande dimensão.

Em [10] *Cohen* abordou o problema de Escalonamento de Produção baseado no algoritmo *Branch-and-Bound*. Nesta abordagem o autor formulou o problema na forma de programação linear inteira mista. A variável inteira utilizada foi para determinar o estado ligado/deligado dos geradores. O algoritmo foi capaz de encontrar uma solução que garante estar a 0,7% da solução ótima num tempo de 67 segundos para um problema com 19 geradores e um horizonte de planeamento de 24 horas

O método de *Branch and Bound* ganhou muito interesse recentemente devido a avanços tecnológicos relevantes nas últimas décadas, possibilitando desenvolver *Solvers* capazes de resolver problemas de grande dimensão, num tempo muito reduzido, aplicando esse método. O problema de escalonamento de geradores térmicos é muito adequado para ser formulado como um problema de PIM. Por estes motivos foi usado nesta tese um modelo de PLI para resolver o problema em estudo. O modelo foi proposto em [11] e é descrito na seção seguinte.

2.2 Definição do Problema

O problema de escalonamento de geradores térmicos proposto neste capítulo considera sistemas em que a produção é feita apenas por geradores térmicos, assumindo que o sistema elétrico é isolado e que existe apenas uma entidade responsável pela gestão económica. Este modelo pretende minimizar o custo total de operação, dado como a soma dos custos de funcionamento, custos de arranque e de paragem dos geradores térmicos, em todos os períodos durante o horizonte de planeamento, sujeitos às restrições técnicas dos geradores e do sistema. Este problema envolve um número elevado de variáveis contínuas e discretas associadas a estados discretos e níveis de produção dos geradores.

2.2.1 Função Objetivo

Como descrito anteriormente, a função objetivo consiste em minimizar o custo total de operação dado como a soma dos custos funcionamento, de arranque e de paragem dos geradores térmicos, em todos os períodos durante o horizonte de planeamento.

Custo Total de Funcionamento

Os custos associados aos grupos térmicos dependem, obviamente, do tipo de máquina primária (turbina a vapor, turbina a gás, grupo diesel) e de outros aspetos, como o processo de geração do vapor (fuel-oil, carvão, nuclear) ou a idade da máquina, o que implica uma análise caso a caso em problemas reais. Os custos associados são os que se apresentam a seguir:

- **Custo de funcionamento** - custo associado ao consumo de combustível para produção de energia, tipicamente não linear. A função custo inclui o ponto (0,0), correspondente a estado de paragem, o que a torna descontínua, como é patente na figura 2.1. Este custo é o mesmo que se utiliza no despacho (embora nesse caso não se considere, como se sabe, a hipótese do grupo estar parado). A função custo é muitas vezes aproximada a uma função polinomial de 2º ou 3º grau.

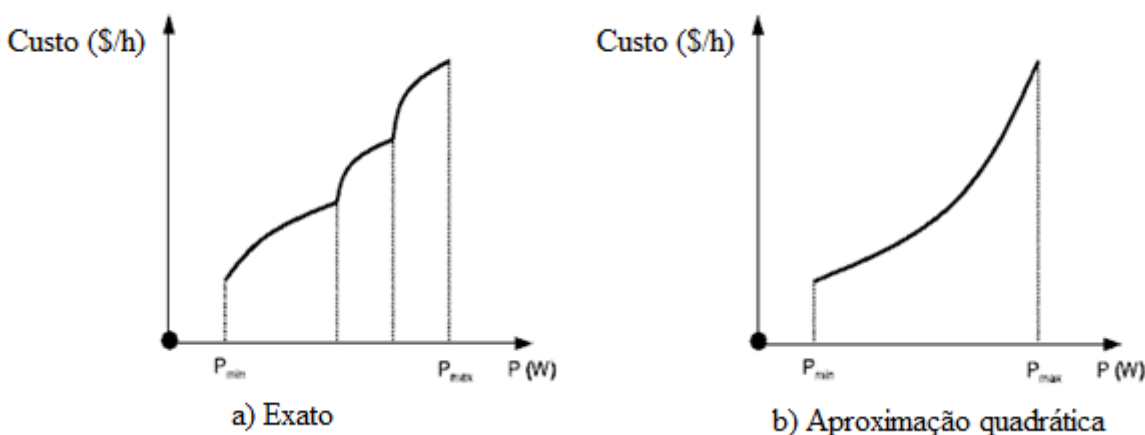


Fig. 2.1 - Curvas de custo de produção de geradores térmicos [12]

• **Custo de arranque** – Custo ocorrido no arranque da máquina térmica. É independente da potência que os grupos vierem a produzir. Depende, no caso das centrais com turbina a vapor, do tempo de paragem anterior e do facto de se manterem ou não as caldeiras quentes durante o período de paragem.

Se o arranque da máquina térmica for efetuado à temperatura ambiente, o arranque diz-se a frio (muitas vezes usa-se designação inglesa *Cold Start*). O tempo correspondente que leva a máquina a arrefecer para este nível de temperatura é conhecido como o tempo de arranque a frio e a função custo de arranque pode ser representada por:

$$C(t) = C_A + C_F \cdot (1 - e^{-t/\alpha}) \quad (2.3)$$

onde C_A (\$) é o custo fixo de arranque, independente do tempo que a máquina esteve parada, e a segunda parcela é o custo de arranque a frio, dependendo do tempo de paragem da máquina e respetivo corte de combustível [4].

Por outro lado, se a máquina arrancar com as caldeiras ainda quentes, o arranque diz-se a quente (muitas vezes usa-se designação inglesa *Hot Start*), e a função custo é dado por:

$$C(t) = C_A + C_t \cdot t \quad (2.4)$$

onde C_t (\$/h) é o custo horário associado ao consumo de combustível para manter a caldeira quente.

Em alternativa, vários autores consideram a função de custo de arranque como sendo uma função em degrau, dada por:

$$C_{it}^{arranq} = \begin{cases} C_i^{ONN-h} & \text{se } T_{it}^{OFF} \leq t_{cold}, \\ C_i^{ONN-c} & \text{se } T_{it}^{OFF} > t_{cold} \end{cases} \quad (2.5)$$

onde C_i^{ONN-h} é o custo de arranque a quente do gerador i , C_i^{ONN-c} representa o custo de arranque a frio do gerador i , T_{it}^{OFF} representa o tempo que o gerador i esteve parado e t_{cold} representa o número de horas que a caldeira de gerador i precisa para arrefecer.

A figura 2.2 representa o custo associado aos dois tipos de arranque em função do tempo que as máquinas estiveram paradas até o próximo arranque.

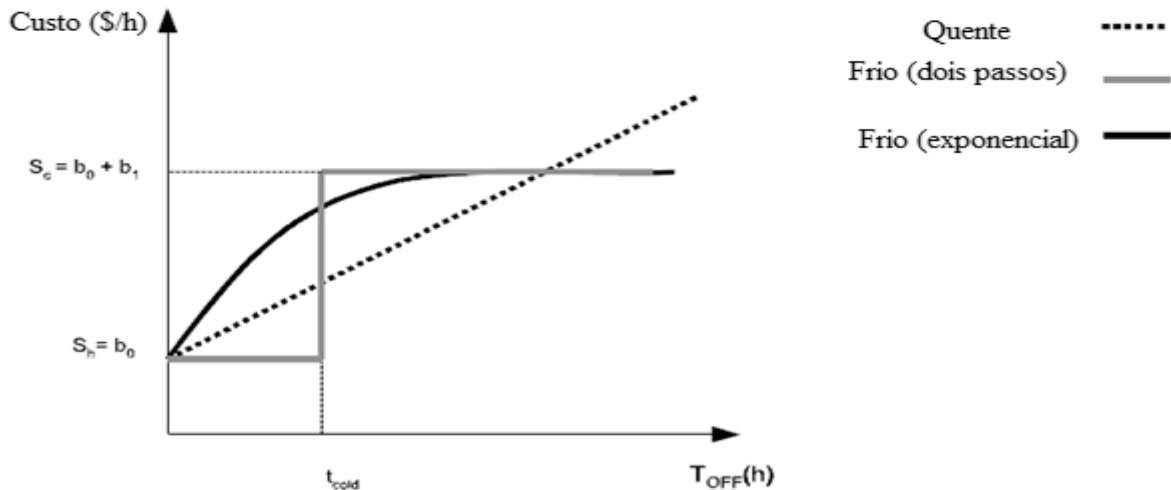


Fig. 2.2 - Custos de arranque de geradores térmicos [12]

- **Custo de paragem** - quando se modeliza o custo de arranque de forma simplificada (em alternativa às formulações atrás indicadas), os custos associados a manter condições para um arranque a quente (banking) são modelizados como custos de paragem. Custos de paragem que também podem ter que ser considerados em certos grupos diéséis.

2.2.2 Restrições do Problema

A restrição fundamental a considerar é, como habitualmente nos sistemas elétricos de energia, a satisfação da carga. Ou seja, a potência total disponível (soma das potências máximas de todos os grupos escalonados) tem que ser superior à carga total prevista, em todos os intervalos. A diferença tem que ser superior à reserva girante definida para cada intervalo, de acordo com um dos princípios seguintes:

- Valor igual a uma percentagem da carga prevista para o intervalo;
- Valor igual à potência máxima da maior unidade em funcionamento;
- Reserva que garanta um risco de perda de carga inferior a certo valor, tendo em conta as probabilidades de avaria dos grupos.

Os grupos térmicos, sobretudo aqueles em que a máquina primária é a turbina a vapor, não podem ser ligados de forma a produzirem imediatamente a potência que se pretende, nem podem deslastrar imediatamente a carga que lhes está atribuída. Há também motivos técnicos que excluem o funcionamento ou paragem durante períodos curtos. De forma abreviada, no problema tradicional de escalonamento de geradores térmicos as restrições associadas são as que se apresentam a seguir:

- **Tempo de arranque:** para cada tipo de grupo, define-se um tempo mínimo de arranque que depende do tempo de paragem anterior e está relacionado com a necessidade de aquecer caldeiras, obter pressões de vapor e outros condicionalismos técnicos. Em consequência, a decisão de utilizar o grupo pode ter de ser tomada muito antes da hora a que a potência respetiva vai ser necessária [4].
- **Tempos mínimos de paragem e de funcionamento:** por razões fundamentalmente de ordem técnica, os períodos de paragem e funcionamento não devem ser muito reduzidos. Valores mínimos típicos para grupos com turbinas a vapor são 2 a 12 horas para o tempo de paragem e 1 a 8 horas para o tempo de funcionamento. Os restantes tipos de máquinas apresentam tempos mínimos menores [4].
- **Limites de produção:** valor máximo e mínimo da potência produzida pelo grupo, fixados por razões técnicas e económicas. Por exemplo, nos grupos Dieséis, a produção a potências baixas é economicamente inviável, embora fosse possível tecnicamente (usando óleo diesel em vez de fuel-oil). Valores típicos da potência mínima para grupos com turbina a vapor são 40 a 70% da potência máxima. Estes limites também se utilizam no despacho.
- **Taxas máximas de tomada e deslastre de carga:** não sendo possíveis variações muito rápidas da potência produzida pelos grupos, definem-se taxas máximas de tomada e deslastre de carga (MW/h) que condicionam as alterações de produção em intervalos de tempo sucessivos. No despacho horário associado ao escalonamento, designado normalmente por pré-despacho, estes limites têm sobretudo influência nos períodos iniciais e finais de funcionamento. Estas restrições também são utilizadas no despacho multi-período, normalmente sob a forma de janelas de operação (máxima variação entre períodos seguintes) [4].

2.3 Formulação Matemática do Problema

Nesta tese o problema de Escalonamento de Produção é formulado como sendo um problema de Programação Inteira Mista (PIM).

2.3.1 Notação utilizada

Índices

t – índice dos intervalos de tempo ($t = 1$ a T)

i – índice das unidades de produção térmicas ($i = 1$ a I)

T – Período de escalonamento

I – Número de geradores térmicos

Variáveis de decisão

u_{it} – 1 se a unidade i estiver ligada, 0 se a unidade i estiver desligada

P_{it} – Nível de produção do gerador i no período t (MW)

Variáveis auxiliares

y_{it-1} se a unidade i for ligada no período t

yc_{it-1} se o arranque no período t for a frio

yh_{it-1} se o arranque no período t for a quente

T_{it}^{OFF} – Número de períodos consecutivos que a unidade i esteve desligada antes do período t

T_{it}^{ON} – Número de períodos consecutivos que a unidade i esteve ligada antes do período t

Parâmetros do problema

P_i^{min} , P_i^{max} – Nível de produção mínima e máxima das unidades i (MW)

T_i^{on} , T_i^{off} – Tempo mínimo de funcionamento e de paragem da unidade i (h)

r_i^{up} – Taxa máxima de tomada da carga da unidade i (MW/h);

r_i^{down} – Taxa máxima de deslastre da carga da unidade i (MW/h);

P_t^d – Carga total do sistema no período t (MW);

R_t – Reserva girante do sistema no período t (MW);

a_i , b_i , c_i – Parâmetros do custo de combustível da unidade i (\$/MW2h, \$/MWh e \$/h)

C_i^h , C_i^c – Custo de arranque a quente ou arranque a frio, da unidade i ;

t_i^{cold} – Número de horas que a caldeira de i unidade precisa para arrefecer (h)

Estado inicial dos geradores

ui_0 – 1 se a unidade i está ligada para $t < 1$, 0 noutro caso

T_{i0}^{OFF} – Número de períodos consecutivos que a unidade i esteve desligada antes do período $t = 1$

T_{i0}^{ON} – Número de períodos consecutivos que a unidade i esteve ligada antes do período $t = 1$

2.3.2 Função Objectivo

A função objetivo deste problema consiste em minimizar o custo total de produção em todos os períodos, dado pela soma do custo de combustível, custo de arranque e de paragem.

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (C_{it}^{comb} + C_{it}^{arranq} + C_i^{paragem}) \quad (2.6)$$

1) **Custo de combustível** – Tradicionalmente o custo de combustível é formulado como uma função quadrática, dado por:

$$C_{it}^{comb} = \begin{cases} a_i P_{it}^2 + b_i P_{it} + c_i & \text{se } u_{it} = 1, \\ 0 & \text{se } u_{it} = 0 \end{cases}, \quad i \in I, t \in T \quad (2.7)$$

2) **Custo de Arranque** – A figura 2.2 faz uma representação gráfica do custo de arranque de geradores térmicos. Como se pode reparar, o custo de arranque depende do tempo que o gerador permanece desligado até o próximo arranque. Num período qualquer, se o gerador i arrancar, este arranque pode ser a frio ou a quente. Para t_{off} superior a t_{cold} , o arranque é considerado a frio, caso contrário o arranque é considerado a quente. Uma vez que o horizonte de planeamento está dividido em períodos horários, a função de custo de arranque também pode ser representada como uma função discreta representada matematicamente por:

$$C_{it}^{arranq} = \begin{cases} C_i^{ONN-h} & \text{se } T_{it}^{OFF} \leq t_{cold}, \\ C_i^{ONN-c} & \text{se } T_{it}^{OFF} > t_{cold} \end{cases} \quad (2.8)$$

Para formular a equação do custo de arranque na forma linear, usaram aqui variáveis binárias auxiliares $y_{h_{it}}$ que toma o valor de 1 caso o arranque ocorrer a quente, e $y_{c_{it}}$ que tomam valor de 1 caso o arranque ocorrer a frio. Assim a equação (2.8) fica:

$$C_{it}^{arranq} = C_i^{ONN-h} \cdot y_{h_{it}} + C_i^{ONN-c} \cdot y_{c_{it}}, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T \quad (2.9)$$

$$y_{h_{it}} + y_{c_{it}} = y_{it}, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T \quad (2.10)$$

$$u_{it} - \sum_{j=t-\text{cold}-1}^{t-1} u_{jt} \leq yc_{it}, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T \quad (2.11)$$

A restrição representada na equação (2.10) impede que as variáveis auxiliares yh_{it} e yc_{it} tenham valor de 1 simultaneamente.

3) **Custo de paragem** – Em alguns geradores térmicos considera-se que há um custo associado à paragem da máquina. Uma forma de formular este custo está no uso de uma variável binária s_{it} , que toma o valor de 1 caso o gerador seja desligado no período t . Assim sendo, o custo de paragem fica formulado como:

$$C_{it}^{\text{paragem}} = C_i^{\text{OFF}} \cdot w_{it}, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T \quad (2.12)$$

2.3.3 Restrições do Problema

As restrições aqui consideradas podem ser divididas em restrições do sistema e restrições técnicas das unidades produtoras.

Restrições do Sistema

Restrição do Balanço de Potência Activa do Sistema

A restrição do balanço de potência ativa do sistema é considerada como uma das restrições básicas do problema de escalonamento de produção. Um dos requisitos principais do escalonamento da produção é que a potência produzida em cada período seja igual à carga requerida neste período. Esta restrição nunca pode ser violada, porque se houver situações em que a carga requerida num determinado período é superior à produção, pode haver corte de carga. Por outro lado, se a potência produzida num determinado período for muito superior à carga, esta situação põe em causa a segurança do sistema. A restrição de balanço de potência é dada pela equação (2.13).

$$\sum_{i \in I} P_{it} = D_t, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T \quad (2.13)$$

Restrição de Reserva Girante do Sistema

Outra restrição do sistema considerado aqui é o requisito da reserva girante. É necessário dispor da reserva girante para suprir aumentos inesperados da carga ou para manter o serviço em caso da perda de uma unidade produtora. Como dito anteriormente, na formulação do problema de escalonamento dos geradores térmicos a reserva girante definida para cada período é definida de acordo com o princípio do valor igual a uma percentagem da carga prevista para o intervalo, valor igual à potência máxima da maior unidade em funcionamento ou reserva que garanta um risco de perda de carga inferior a certo valor, tendo em conta as probabilidades de avaria dos grupos.

Nesta tese a reserva girante de cada intervalo é definida para um valor igual a uma percentagem da carga prevista. A formulação da restrição da reserva girante do sistema é dada pela equação (2.14).

$$\sum_{i \in I} P_{it}^{\max} = D_t + R_t, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.14)$$

com:

$$P_{it}^{\max} \leq u_{it} \cdot P_{u_t}^{\max}, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in 2 \dots T \quad (2.15)$$

$$P_{it}^{\max} \leq P_{i,t-1} + u_{i,t-1} \cdot R_i^{up} + P_u^{\max} (1 - u_{i,t-1}), \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in 2 \dots T \quad (2.16)$$

Restrições técnicas dos geradores

As restrições técnicas são usadas para representar as limitações técnicas dos geradores. Também são usadas por questões de segurança dos próprios geradores. As restrições técnicas aqui consideradas são o limite de produção, a taxa de tomada e deslastre da carga e o tempo mínimo de funcionamento e paragem, e as restrições de rampa.

Restrição dos Limites de Produção das Unidades Produtoras

Por razões técnicas e/ou económicas são estabelecidos o valor máximo e mínimo de potência produzido por cada unidade. Por exemplo, nas unidades a diesel não é economicamente viável produzir a baixa potência, embora isto seja possível tecnicamente. Esta restrição é dada pela equação (2.17). Com esta formulação, quando a variável binária u_{it} for igual a 0, automaticamente p_{it} toma valor de 0.

$$P_i^{\min} \cdot u_{it} \leq P_{it} \leq P_i^{\max} \cdot u_{it}, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T \quad (2.17)$$

Taxa de tomada e deslastre da carga ou Restrições de Rampa

Por questões técnicas as unidades geradoras não podem variar bruscamente o nível de produção entre períodos consecutivos. As restrições de tomada e deslastre da carga têm por objectivo restringir a variação de potência produzida por cada unidade produtora em períodos consecutivos.

Na formulação matemática proposta foi considerado que no arranque ou na paragem os geradores podem ser ligados ou desligados a qualquer nível de potência, mas durante o funcionamento as taxas de toma e deslastre da carga são iguais à potência mínima de cada unidade geradora. A formulação matemática desta restrição é descrita pelas equações (2.18) e (2.19).

Tomada da carga

$$P_{it} - P_{i,t-1} \leq R_i^{up} \cdot u_{it}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.18)$$

Deslastre da carga

$$P_{i,t-1} - P_{it} \leq R_i^{Down} \cdot u_{it} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.19)$$

Tempos mínimos de funcionamento e de paragem

Como descrito anteriormente, por questões técnicas são estabelecidos os tempos mínimos de funcionamento e de paragem das unidades térmicas. Se uma unidade for desligada ou ligada no período t , esta deve permanecer neste estado até completar o tempo mínimo de paragem ou de funcionamento. É necessário levar em consideração a condição inicial das unidades, ou seja, o número de horas que as unidades permaneceram ligadas ou desligadas antes do período do início do escalonamento. A formulação matemáticas das restrições do tempo mínimo de funcionamento e de paragem é apresentada pelas equações (2.20) a (2.23).

Período inicial

$$u_{it} = 1, \quad \forall i \in I : u_i^{inicial} = 1, \forall t = 0, \dots, \theta_u^{ON} \quad (2.20)$$

$$u_{it} = 0, \quad \forall i \in I : u_i^{inicial} = 0, \forall t = 0, \dots, \theta_u^{OFF} \quad (2.21)$$

Sendo $\theta_u^{ON} = \max(0, T_i^{ON} - t_i^{inicial})$ e $\theta_u^{OFF} = \max(0, T_i^{OFF} - t_i^{inicial})$

Restantes períodos*Tempo mínimo de funcionamento*

$$\sum_{j=\max(t-T_i^{ON}+1, 1)}^t y_{it} \leq u_{it}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.22)$$

Tempo mínimo de paragem

$$\sum_{j=\max(t-T_i^{OFF}+1, 1)}^t s_{it} \leq 1 - u_{it}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.23)$$

Restrições das variáveis binárias

$$u_{it} - u_{i,t-1} \leq y_{it}, \quad \forall t \in T, \quad \forall i \in I \quad (2.24)$$

$$w_{it} = y_{it} + u_{i,t-1}, \quad \forall t \in T, \quad \forall i \in I \quad (2.25)$$

Linearização da função do custo de combustível

Tipicamente, a função que representa o custo de combustível de geradores térmicos é uma função quadrática representada pela equação (2.7).

Na formulação do problema como um problema de programação linear inteira mista todas as equações das restrições e a função objetivo devem estar na forma linear. Nas formulações matemáticas das equações apresentadas neste capítulo, a única equação que não se encontra na sua forma linear é a equação do custo de combustível. Por isso é necessário linearizar esta equação para que o problema seja formulado como um problema de programação linear inteira mista. A aproximação linear da equação do custo de combustível é apresentada pela equação (2.26)

$$C_{it}^{comb} = \begin{cases} (2a_i P_{it}^{\max} + b_i)P_i + (c_i - a_i (P_{it}^{\max})^2)u_{it} & \text{se } u_{it} = 1, \\ 0 & \text{se } u_{it} = 0 \end{cases}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.26)$$

Na formulação apresentada nesta tese é assumido que todas as unidades geradoras encontram ligadas num barramento comum, por isso não foi considerada a restrição da rede de transporte.

2.4 Solução do Problema

A resolução do problema do escalonamento de geradores está na procura da combinação ótima de geradores a serem ligados em cada período, tendo como principal restrição a satisfação das cargas e outras restrições a mínimo custo. A solução deste problema pode ser representada por uma matriz binária, de dimensão $nG \times nT$, sendo nG o número de geradores disponíveis e nT o número de intervalos de escalonamento. O valor zero ou um da matriz indica o estado ligado ou desligado das unidades geradoras (ver tabela 2.1).

Tabela 2.1 - Matriz da Solução de um Problema de Escalonamento de Geradores Térmicos

Período	Unidades Produtoras							
	1	2	3	4	5	.	.	N
1	1	1	1	0	1	.	.	1
2	0	0	1	0	0	.	.	1
3	0	0	0	1	0	.	.	0
4	1	1	0	1	0	.	.	1
5	1	0	0	0	0	.	.	1
.
.
.
T	0	0	0	0	1	.	.	0

O despacho dos geradores só é feito após a resolução do problema de escalonamento. No despacho é determinado o nível de produção dos geradores ligados, para satisfação da carga a mínimo custo (ver tabela 2.2).

Tabela 2.2- Solução do Problema de despacho Económico

Período	Carga (Mw)	Nível de Produção das Unidades Produtoras							
		1	2	3	4	5	.	.	N
1	100	30	20	20	0	10	.	.	20
2	60	0	0	30	0	0	.	.	30
3	40	0	0	0	40	0	.	.	0
4	80	30	20	0	20	0	.	.	10
5	60	40	0	0	0	0	.	.	20
.
.
.
T	20	0	0	0	0	20	.	.	0

Através da solução do escalonamento e do despacho económico, calcula-se o valor do custo total de produção, dado pela equação da função objetivo.

Capítulo 3

Escalonamento de Geradores Térmicos Incluindo a Produção Eólica

Com vista a reduzir a emissão dos gases causadores do efeito de estufa aos níveis estabelecidos no protocolo de Quioto, o sector elétrico vem passando por transformações significativas nas últimas décadas. A cada ano verifica-se um aumento da parcela de fontes renováveis na matriz energética dos sistemas de potência em todo o mundo. Em busca da diminuição da dependência dos combustíveis fósseis e da redução das emissões de gases causadores do efeito de estufa, a produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis, em especial a eólica, tem recebido fortes incentivos governamentais. Um exemplo clássico desse interesse pelas fontes renováveis é a Associação Europeia de Energia Eólica, a qual tem como meta elevar a capacidade instalada de centrais eólicas na Europa para 150 GW até 2020 [13].

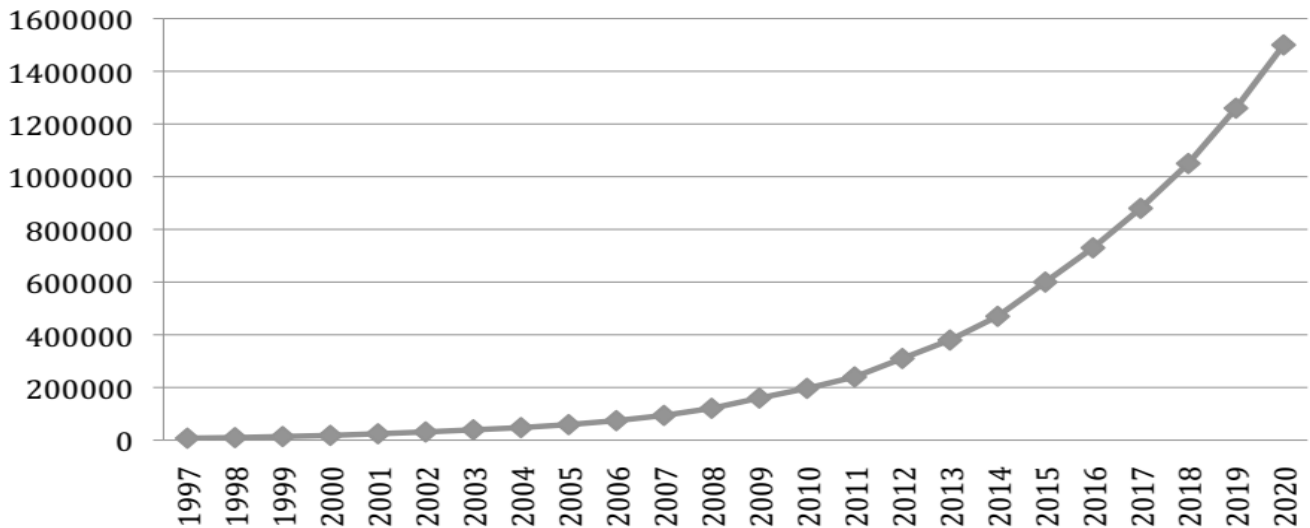


Fig. 3.1- Energia Eólica total instalada 1997-2010 e perspectiva de crescimento até 2020 [13]

A energia eólica é hoje em dia vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, caracterizada por uma tecnologia madura baseada principalmente na Europa e nos EUA. As turbinas eólicas, isoladas ou em pequenos grupos e cada vez mais em parques eólicos com quarenta e cinquenta unidades, são já um elemento habitual da paisagem de muitos países europeus, nomeadamente a Alemanha, Dinamarca, Holanda e, mais recentemente, o Reino Unido a Espanha e

Portugal. Em Portugal tem-se assistido nos últimos anos a um acentuado crescimento da produção eólica, motivado pela aprovação da Diretiva das Energias Renováveis.

3.1 Previsão e Incerteza da Produção Eólica

Há uma década a penetração da energia eólica no sistema elétrico era muito baixa, insignificante em comparação com a capacidade total do sistema, de modo que a energia eólica produzida era vista como uma carga negativa no processo de planificação da produção. Actualmente em alguns países da Europa, o nível de penetração da eólica no sistema elétrico já alcança níveis de 15% a 20% da produção total, de modo que seria errado estar a ver esta penetração como carga negativa no processo do planeamento da produção porque a energia eólica já preenche uma parcela significativa do diagrama de carga.

Um dos problemas da integração de energia eólica no sistema elétrico é a incerteza da produção. Esta questão é atualmente um tema de grande interesse para a indústria eólica. Apesar do crescimento da produção eólica, a possibilidade de controlar este recurso é extremamente difícil devido à sua natureza intermitente e volátil. A capacidade de gerir a integração da produção eólica na rede elétrica depende essencialmente da sua previsão, sendo assim necessária a existência de ferramentas computacionais apropriadas.

A previsão da energia eólica é essencial para os operadores do sistema elétrico pelas seguintes razões:

- **Ajuda na gestão do congestionamento** - Identificação de possíveis instabilidades na rede como desconexões de equipamentos de protecção devido a ecos de tensão ou perturbações na frequência;
- **Estimação da reserva girante**. Devido à natureza volátil do vento, a produção eólica não oferece garantia de potência, o que obriga dispor de reserva adicional de outras fontes de produção para fazer frente a uma possível ausência da produção eólica;
- **Plano de intercâmbios internacionais** com sistemas elétricos vizinhos tendo em conta a disponibilidade ou excesso de produção eólica que não pode ser consumida.

Os sistemas de previsão da energia eólica permitem estimar a produção horária de um parque ou conjunto de parques eólicos para um horizonte de vários dias. Esta previsão faz diminuir os desvios nos programas de produção e minimiza o impacto na operação do sistema, fazendo com que esta seja mais fiável e segura. Dispor de bons sistemas de previsão permite aumentar o nível de penetração da energia eólica no sistema elétrico, sem por em causa a segurança e fiabilidade na operação do sistema.

3.1.1 Modelos de Previsão da Energia Eólica

Os modelos de previsão são caracterizados pelo seu horizonte temporal, ou seja, pelo período de tempo para o qual o sistema fornece valores de previsão, como por exemplo, horizontes de 24 horas, 48 ou 72 horas. Estes modelos podem ser subdivididos em muito curto prazo, curto prazo, médio prazo e longo prazo.

- **Previsões de muito curto prazo** - estes sistemas operam para horizontes temporais de muito curto prazo, desde alguns segundos até 6 horas, e estão associados a situações de participação no mercado intradiário, de controlo dos aerogeradores, de definição da garantia de segurança de abastecimento por parte do operador da rede elétrica e de gestão de unidades convencionais rápidas que participam nos serviços de sistema (muito usual em sistemas isolados, como por exemplo, ilhas) [14];
- **Previsões de curto prazo** - este tipo de previsões está normalmente definido para intervalo de previsão de 30 minutos a 72 horas. Esta previsão é relevante para a participação no mercado diário, embora o horizonte de previsão necessário seja definido pela exigência do operador de mercado sobre a antecedência das previsões [14];
- **Previsões de médio e longo prazo** - o intervalo de previsão pode variar entre vários dias ou até pode chegar a meses ou anos. As previsões de médio prazo estão normalmente associadas ao apoio na gestão das centrais elétricas convencionais e para programar os planos de manutenção dos aerogeradores para os dias em que a previsão da produção eólica é baixa ou nula. Previsões de longo prazo são úteis na seleção de locais para a localização de parques eólicos.

Os modelos de previsão da energia eólica a curto prazo utilizam diferentes informações de entrada, tais como informações da previsão numérica do tempo, estado do tempo no local dos parques, informações do estado de funcionamento em tempo real dos parques eólicos fornecidos pelo sistema SCADA e informações adicionais sobre características dos parques eólicas e a orografia² dos terrenos perto dos parques. Estes modelos de previsão da energia eólica podem ser classificados em modelos **físicos** ou **estatísticos**.

Modelos Físicos de Previsão da Energia Eólica

Os modelos físicos baseiam-se nas leis físicas para alcançar as previsões com base na modelação do escoamento do ar, considerando a presença de obstáculos, a rugosidade e a orografia do terreno. Os

² Descrição do relevo de uma região

modelos *Numerical Weather Prediction* (NWP) são modelos computacionais de simulação do comportamento da atmosfera baseados em leis físicas e com um âmbito de previsão à escala continental e de 3 a 72 horas.

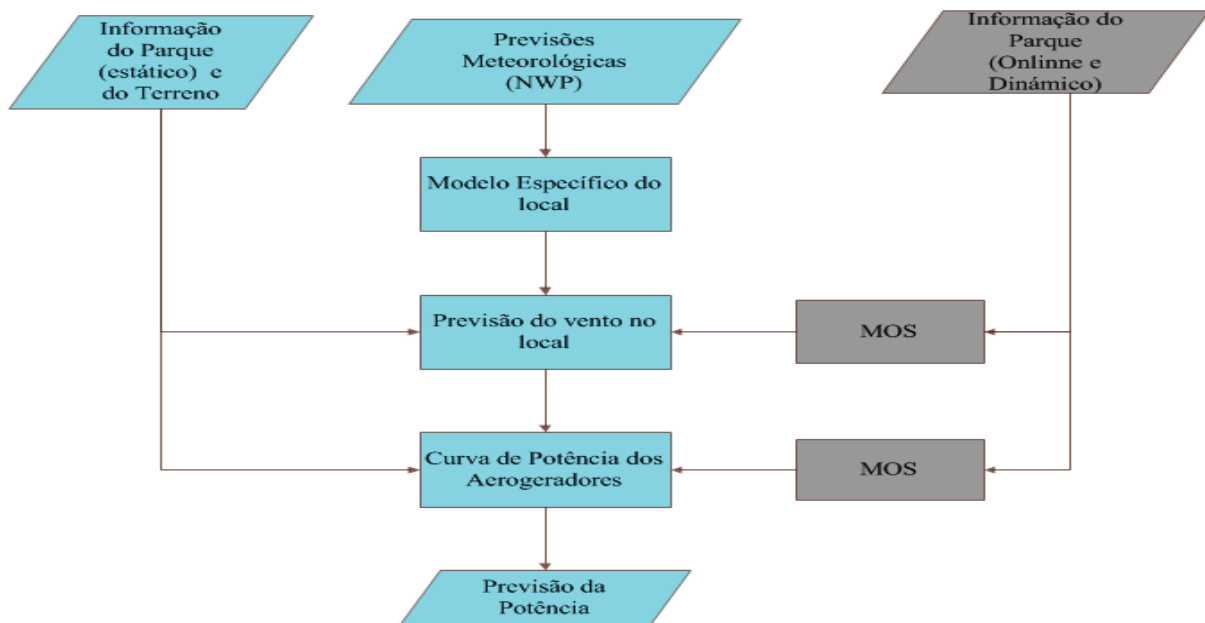


Fig. 3.2 - Diagrama Geral dos modelos físicos [14]

Por vezes, os modelos físicos recorrem à introdução de modelos estatísticos com a finalidade de melhorarem o seu desempenho. Na figura 3.2 a cinzento estão representadas as possibilidades de integração dos modelos estatísticos, *Model Output Statistics* (MOS), que operam com base na informação adquirida no parque em tempo real. O MOS faz um ajuste estatístico do output dos modelos físicos para as medidas obtidas em tempo real. Os modelos NWP incorporam internamente um modelo MOS.

Os modelos físicos recorrem às considerações físicas atmosféricas para alcançarem as melhores previsões possíveis da velocidade de vento no local. De forma a reduzir o erro sistemático, é introduzido um modelo MOS. Para converter as previsões da velocidade do vento em potência são aplicados modelos de curva de potência que têm como princípio de funcionamento a transposição de valores de velocidade de vento em valores de potência elétrica, recorrendo à curva de potência característica de cada aerogerador. A curva de potência pode ser fornecida pelo fabricante ou pode ser identificado por processamento de históricos de séries temporais com potência produzida pela máquina em função das características do vento (velocidade, direção, etc.). Quando a curva de potência é disponibilizada pelo fabricante, normalmente surge um erro na previsão da potência do parque. Este erro surge uma vez que a curva de potência não é dependente apenas das características da máquina, mas também da orografia do terreno e do próprio desempenho da máquina, consequência da

parametrização dos coeficientes de controlo de cada turbina.

Modelos Estatísticos de Previsão da Energia Eólica

Os modelos estatísticos não usam tanta informação específica dos parques eólicos (orografia do terreno, características dos aerogeradores) como os modelos físicos. Simplesmente relacionam os dados históricos de potência registada com variáveis como a velocidade e direção do vento, evitando desta forma elevadas tempos de processamento em comparação com os modelos físicos.

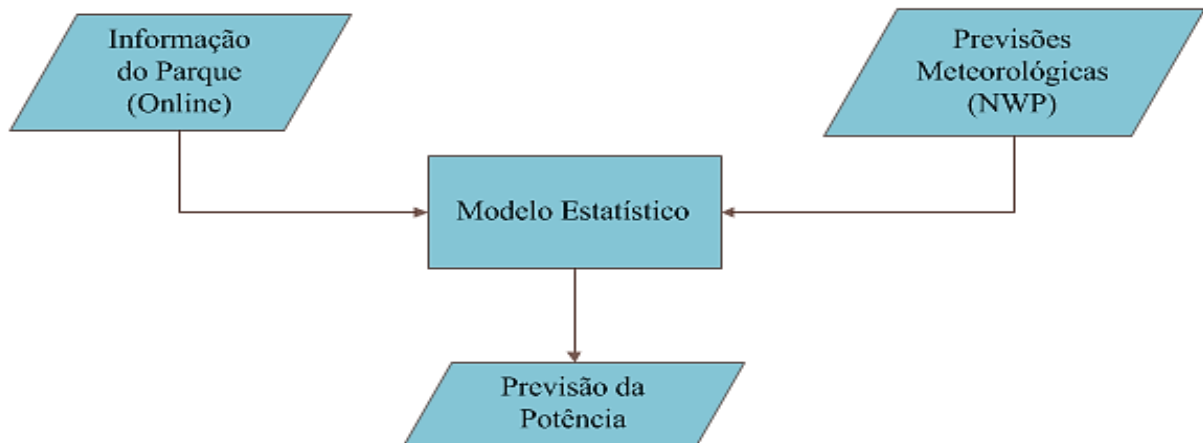


Fig. 3.3- Diagrama Geral dos modelos estatísticos [14]

Existem modelos que tentam combinar as vantagens dos modelos físicos e estatísticos num só modelo. Estes modelos são denominados modelos híbridos representado pela 3.4..

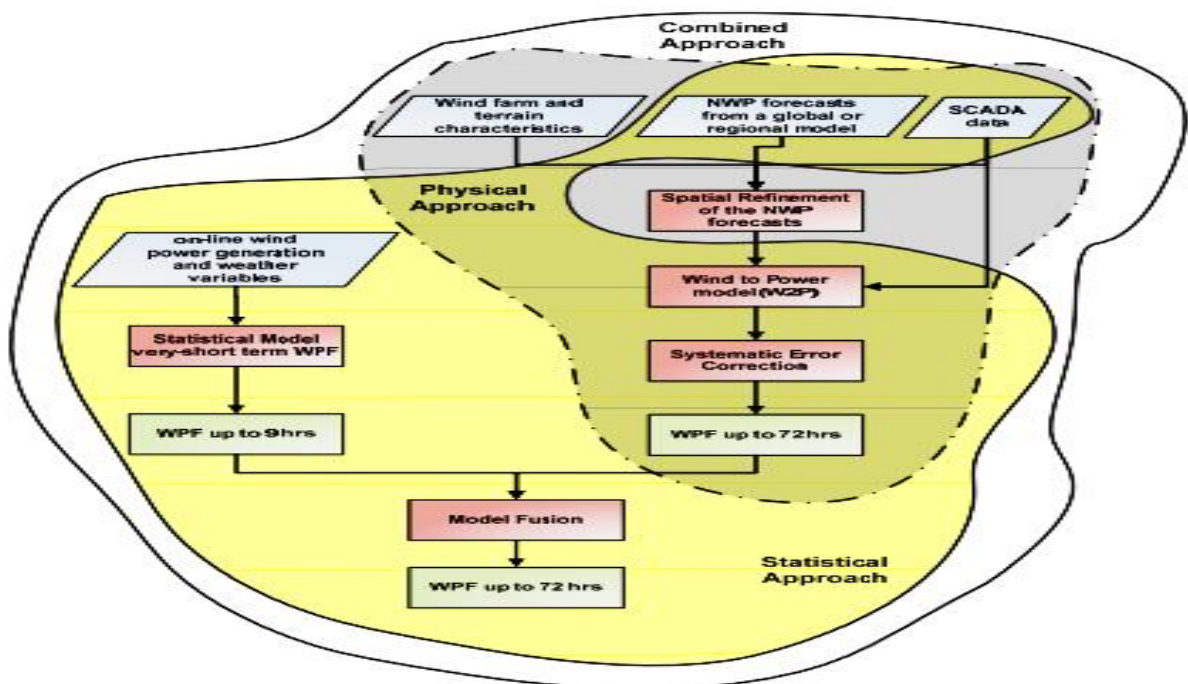


Fig. 3.4 - Diferentes modelos de previsão da energia eólica [15]

Qualquer modelo de previsão da energia eólica só poderá obter resultados satisfatórios se, à partida, obtiver melhores resultados, ou seja, menores erros na previsão, que os métodos considerados como sendo métodos de referência. O erro que relaciona os resultados previstos com a sua incerteza aumenta quando o prazo de previsão é alargado. A figura 3.5 faz a representação deste tipo de erro.

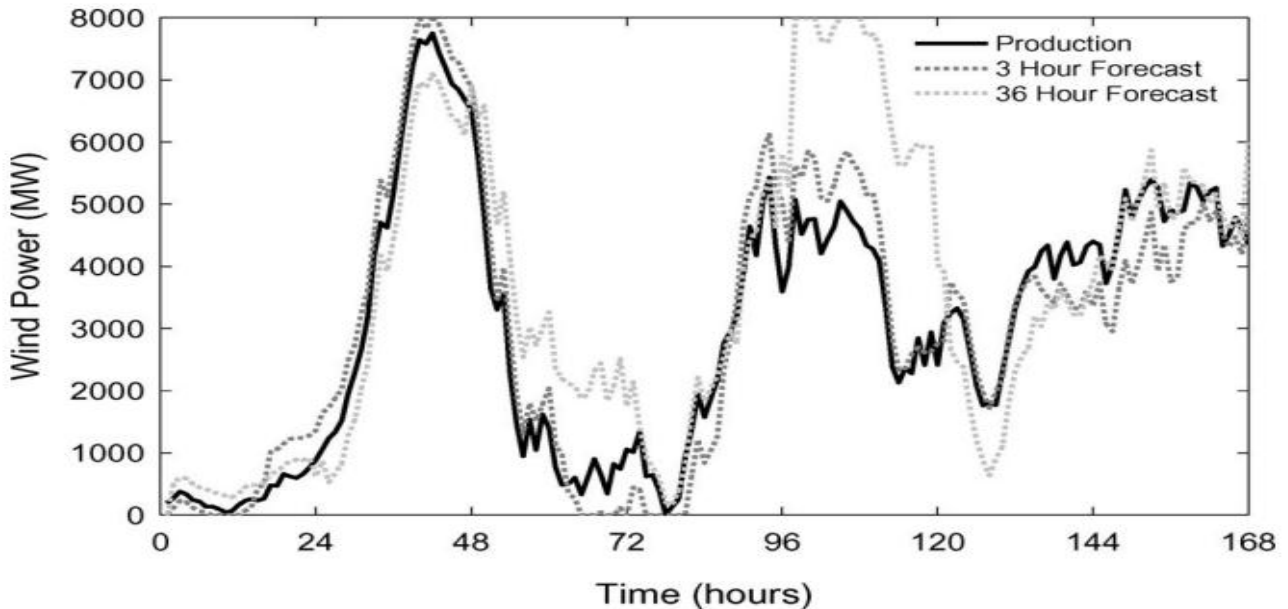


Fig. 3.5 - Erro de previsão de energia eólica para diferentes horizontes temporais [16]

A precisão dos resultados da previsão depende em maior parte da qualidade dos dados das previsões meteorológicas, da complexidade do terreno onde se encontram os aerogeradores e também dependo muito das características dos aerogeradores, como por exemplo, a curva de potência. Por isso, pode haver grandes diferenças de erros de previsão entre parques eólicos situados em locais diferentes. Para a finalidade do planeamento da produção diária, os resultados das previsões eólicas são disponibilizados ao Operador do Sistema com uma antecedência de 2 a 3 dias.

3.1.2 Estimação da Incerteza da Previsão da Energia Eólica

A previsão meteorológica está afetada em maior ou menor medida pela incerteza, que se vai acumulando desde os processos de observação à escala global até à estimação da produção de um aerogerador em função das condições atmosféricas à escala local. Estas incertezas estão associadas em grande medida a fatores não controláveis, dado que ainda não é possível conhecer com exatidão atempadamente, o estado presente do tempo.

Os primeiros modelos de previsão forneciam apenas um ponto de previsão, ou seja, apenas a previsão da potência eólica, mas actualmente encontram-se no mercado modelos que fornecem vários

tipos de informações tais como a previsão da produção e a incerteza associada. As incertezas poderão ser representadas na forma de previsão probabilística, índices de risco ou cenários associados às previsões de curto prazo.

Previsões Probabilísticas

As previsões probabilísticas estimam a incerteza da produção através de medidas de probabilidade. Nos últimos anos houve vários estudos para a estimação das incertezas da produção eólica. Estes estudos concentram-se em identificar as principais fontes de incerteza na previsão da produção. Chegaram á conclusão que as principais fontes de incerteza são os resultados da previsão do tempo e também identificaram como outra fonte de incerteza a não linearidade entre a velocidade do vento e a potência produzida pelas turbinas. Em [17] os autores fizeram uma comparação dos diferentes modelos de estimação probabilística da produção eólica.

Para efetuar a previsão da produção dos parques eólicos são utilizadas variáveis aleatórias que podem ser expressas em formas de:

- funções de densidade de probabilidade (pdf);
- Funções densidade de probabilidade acumulada (cdf);
- Funções massa de probabilidade (pmf);
- Momentos de distribuição (média variância);
- Quantis e intervalos de previsão;

Actualmente as previsões probabilísticas são apresentadas de forma mais comum em quantis. Os quantis são também utilizados para criação de intervalos que fornecem uma gama de valores em que o valor esperado poderá ocorrer. Estes intervalos são denominados de intervalos de previsão [14].

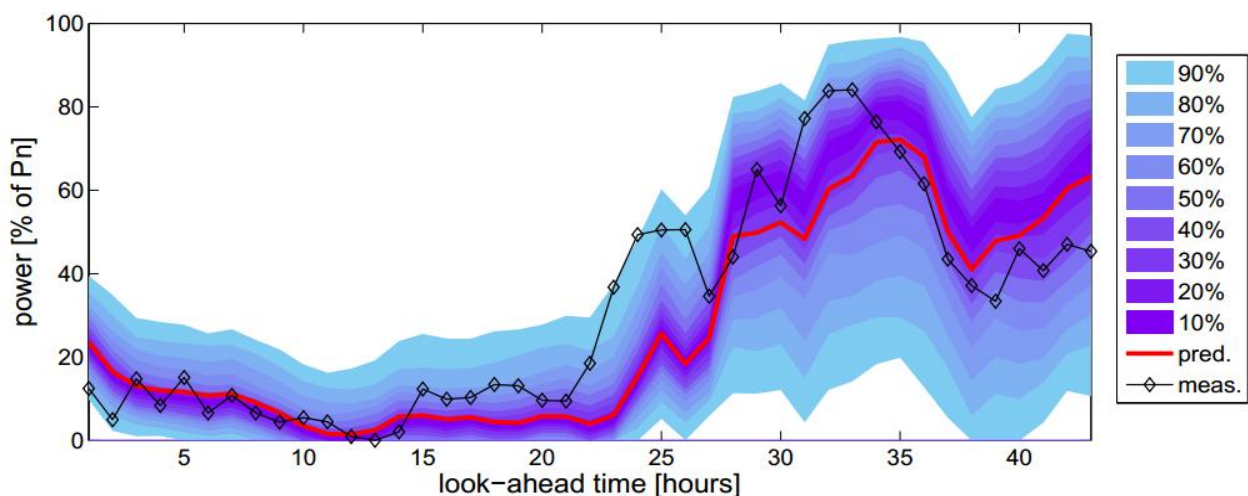


Fig. 3.6 - Representação probabilística por conjunto de intervalos ou quantis [18]

Índice de Risco

Uma das fontes que introduz erro na previsão de potência eólica é a previsão das variáveis meteorológicas devido à sua grande instabilidade. No caso de existirem condições atmosféricas muito instáveis, as variáveis de NWP previstas vão apresentar valores elevados de erro e como consequência obter-se-á más previsões de potência eólica. Assim, pode-se concluir que por vezes os erros que um modelo de previsão da energia eólica produz não dependem dele próprio, mas sim das variáveis de entrada desse modelo. Para além da previsão da incerteza e de pontos de previsão surgem os índices de risco, que recorrendo à sua utilização é possível fornecer o nível de precisão esperado para determinada previsão.

A previsão dos índices de risco consiste apenas num único valor, que tem como objectivo fornecer informações sobre a magnitude do erro esperado.

Uma das vantagens dos índices de risco é a sua fácil compreensão por parte dos seus utilizadores, o que por vezes não acontece com as previsões probabilísticas. No entanto, quando surgem problemas e existe a necessidade de tomar uma decisão, aos índices de risco será sempre necessário associar a incerteza na previsão eólica. Estes índices podem apoiar na questão da largura dos intervalos.

Cenários de Produção Eólica

A constituição de previsões sobe a forma de cenários, parte das distribuições de incerteza da energia eólica, constituindo uma representação estocástica de valores de potência. Cada cenário tem uma probabilidade de ocorrência. A energia eólica prevista a cada período, representada pela linha vermelha na figura 3.7 é determinada pela soma ponderada dos cenários. Em [19] os autores apresentam uma metodologia para a criação dos cenários de produção eólica. Na figura 3.7 é apresentado um exemplo de conjunto de cenários de produção eólica.

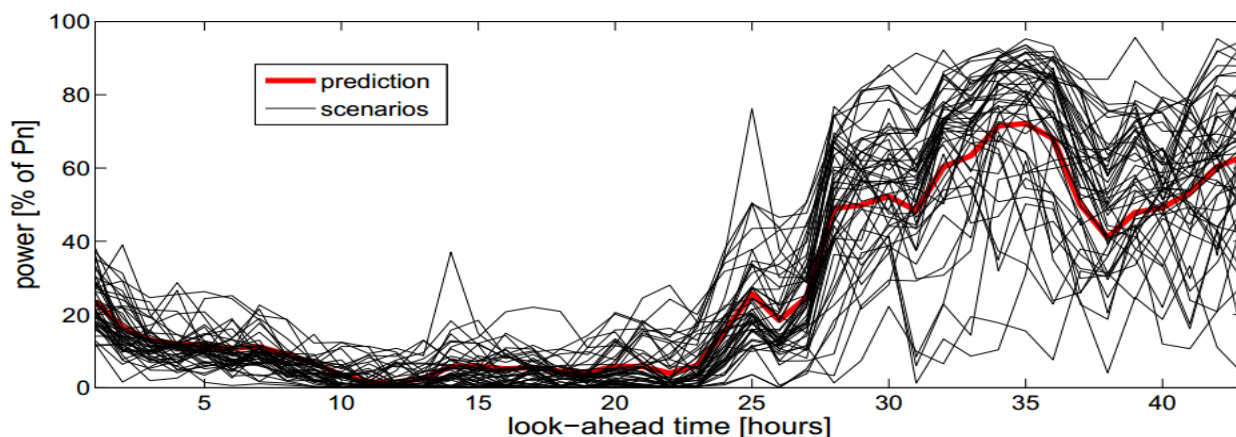


Fig. 3.7 - Representação de cenários de produção eólica [18]

3.2 Estado de Arte

Muitos estudos têm sido feitos recentemente para analisar o impacto da crescente penetração da energia eólica na matriz energética.

Em [20] foram propostas duas estratégias para abordar o risco introduzido pela energia eólica. Na primeira estratégia o problema foi formulado como um modelo de otimização multiobjetivo. As duas funções objetivo a minimizar foram o custo de produção e a energia eólica esperada e não produzida (EENP³). O problema foi proposto como um modelo de otimização fuzzy e foi resolvido usando Programação Linear Inteira Mista. Na segunda estratégia o problema foi formulado como um modelo de otimização mono-objetivo em que a função objetivo era minimizar o custo de produção. Nesta estratégia a cada período é calculado o valor da EENP e logo adicionada ao valor da reserva girante. Neste trabalho as incertezas da produção eólica foram dadas como função de densidade de probabilidade acumulada, ou seja, foram dadas as probabilidades da produção eólica ser igual ou superior a certo valor. Os resultados obtidos foram satisfatórios, mas os autores não consideraram a possibilidade da produção eólica ser abaixo do valor da probabilidade acumulada (ver [20]).

Em [21] foi proposta uma formulação em que procuram minimizar o valor da EENP e o excesso da produção provocada pela volatilidade da produção eólica. O valor da EENP é adicionado ao valor da reserva girante e o excesso da produção é subtraído ao valor da reserva girante. Desta forma a formulação proposta considera a possibilidade de aumentar ou baixar o valor da reserva girante a cada período. A formulação feita é determinística e não considera a possibilidade da produção eólica real ser abaixo do valor usado na resolução do problema.

³ Função que quantifica o montante da energia eólica prevista e que não será produzida no período t devido aos erros de previsão

Em [22] foi proposta uma formulação estocástica para resolver o problema de escalonamento de geradores com integração da energia eólica. Os autores analisaram o impacto no custo total de produção de estar a ligar frequentemente os geradores durante o período de planeamento. Chegaram á conclusão que ligar constantemente os geradores faz baixar o custo da produção e também faz aumentar a segurança do sistema. Contudo, ao usar este procedimento, pode-se estar a violar a restrição técnica do tempo mínimo de paragem e de funcionamento dos geradores.

Neste trabalho são propostos dois modelos de formulação do problema de escalonamento de produção para lidar com as incertezas da produção eólica. Em ambos os modelos as incertezas da produção eólica são dadas em forma de cenários de produção com dada probabilidade de ocorrência.

No primeiro modelo, o problema é formulado como um problema de otimização estocástico. Nesta formulação todos os cenários de produção eólica são levados em consideração no processo de otimização. No segundo modelo, o problema é formulado como um problema de otimização determinística. Nesta formulação, o escalonamento é feito para cada cenário de produção eólica e no fim determina-se a melhor solução por meio de indicadores de avaliação. Os modelos propostos foram formulados como problemas de Programação Inteira Mista e resolvidos utilizando o Solver IBM ILOG CPLEX Optimization Studio [23].

Capítulo 4

Metodologias Propostas

Neste trabalho são propostos dois modelos de formulação do problema de escalonamento de geradores, incorporando a incerteza da produção eólica. Em ambos os modelos a incerteza da produção eólica é dada em forma de cenários de produção. No primeiro modelo o problema é formulado como um problema de otimização estocástico. Nesta formulação todos os cenários de produção eólica são levados em consideração no processo de otimização. No segundo modelo o problema é formulado como um problema de otimização determinística. Nesta formulação o escalonamento é feito para cada cenário de produção eólica e no fim determina-se a melhor solução por meio de indicadores de qualidade.

4.1 Modelo Estocástico do Problema

A incerteza da produção eólica devido à sua volatilidade e difícil previsão traz muitos desafios ao operador do sistema, principalmente no planeamento da produção diária. Nesta seção é apresentado um modelo estocástico do problema de escalonamento de geradores para lidar com a incerteza associada à produção eólica. A produção eólica é dada em forma de cenários de produção com certa probabilidade de ocorrência tal como apresentado na figura 3.7.

4.1.1 Notação Utilizada

Índices

t – índice dos intervalos de tempo ($t = 1$ a T)

i – índice das unidades de produção térmicas ($i = 1$ a I)

s – índice dos cenários ($s=1$ a S)

Variáveis de decisão

u_{it} – 1 se a unidade i estiver ligada, 0 se a unidade i estiver desligada

P_{sit} – Nível de produção do gerador i no período t para o cenário s (MW)

Variáveis auxiliares

y_{it-1} se a unidade i for ligada no período t

yc_{it-1} se o arranque no período t for a frio;

yh_{it-1} se o arranque no período t for a quente;

T_{it}^{OFF} - Número de períodos consecutivos que a unidade i esteve desligada antes do período t

T_{it}^{ON} - Número de períodos consecutivos que a unidade i esteve ligada antes do período t

Parâmetros do problema

P_i^{min}, P_i^{max} - Nível de produção mínima e máxima das unidades (MW)

PE_{st} - Energia eólica prevista no período t para o cenário s

PE_t^{Real} - Energia eólica produzida no período T

T_i^{on}, T_i^{off} - Tempo mínimo de funcionamento e de paragem da unidade i (h)

r_i^{up} - Taxa máxima de tomada de carga da unidade i (MW/h)

r_i^{down} - Taxa máxima de deslastre de carga da unidade i (MW/h)

P_t^d - Carga total do sistema no período t (MW)

R_t - Reserva girante do sistema no período t (MW)

a_i, b_i, c_i - Parâmetros do custo de combustível da unidade i (\$/MW2h, \$/MWh e \$/h)

C_i^h, C_i^c - Custo de arranque a quente ou arranque a frio, da unidade i

t_i^{cold} - Número de horas que a caldeira de unidade i precisa esfriar (h)

Estado inicial dos geradores

$ui_0 - 1$ se a unidade i está ligada para $t < 1$, 0 se não.

T_{i0}^{OFF} - Número de períodos consecutivos que a unidade i esteve desligada antes do período $t = 1$

T_{i0}^{ON} - Número de períodos consecutivos que a unidade i esteve ligada antes do período $t = 1$

4.1.2 Formulação do Problema

Na formulação estocástica do problema de escalonamento de geradores térmicos com integração da produção eólica apresentada nesta seção são considerados todos os cenários de previsão da produção eólica na função objetivo. Neste modelo estocástico o problema é dividido em duas partes. Na primeira parte, o problema é formulado como um problema de programação estocástica a fim de determinar a solução de escalonamento dos geradores térmicos. Na segunda parte é feita uma formulação determinística para determinar a solução do despacho económico (DE). Na determinação do despacho económico são fixadas as variáveis dos estados dos grupos – estados ON/OFF dados pela solução do

problema de escalonamento – e é considerado o valor real da produção eólica, assumindo que este valor corresponde a um dos cenários previsto. O fluxograma da figura 4.1 representa a sequência de procedimentos para adaptar este método ao problema de escalonamento e despacho económico.

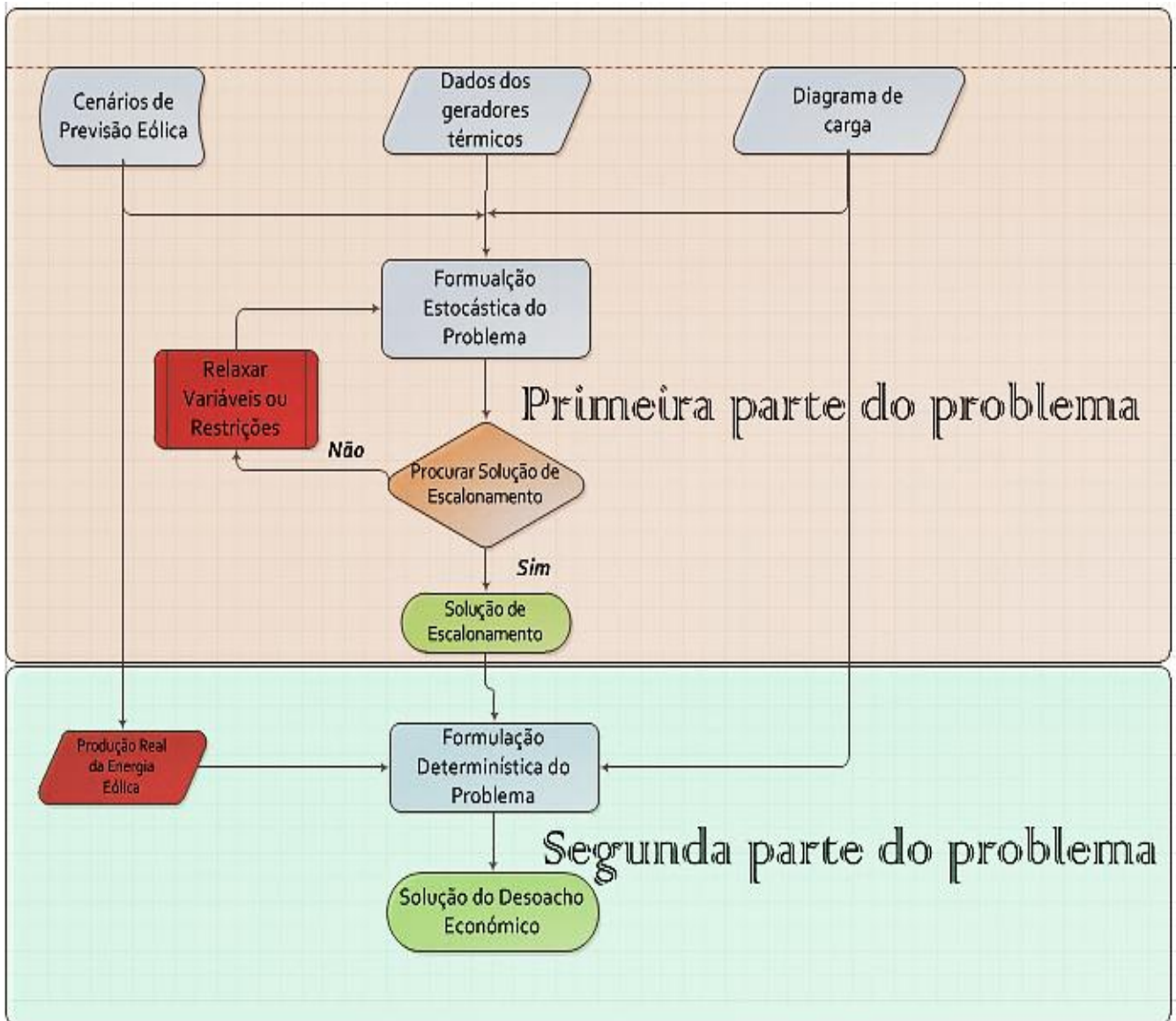


Fig. 4.1 - Fluxograma da primeira metodologia proposta

Função Objetivo

A função objetivo consiste em minimizar o custo de produção em todos os períodos e cenários, dado pelo somatório do custo de combustível e custos de arranque e paragem dos geradores térmicos. É assumido que a energia eólica não tem custo de produção. A formulação matemática da função objetivo é representada pela equação (4.1).

$$\min \sum_{s \in S} prob_s \left(\sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (C_{sit}^{comb} + C_{sit}^{arranq} + C_{si}^{paragem}) \right) \quad (4.1)$$

Com esta formulação, cenários que possuem baixas probabilidades de ocorrência não vão ter muitos custos associados. É de referir que a somatória das probabilidades é igual a um.

O custo de combustível é dado por:

$$C_{sit}^{comb} = \begin{cases} a_i p s_{it}^2 + b_i p_{ist} + c_i & \text{se } u_{it} = 1, \\ 0 & \text{se } u_{it} = 0 \end{cases}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (4.2)$$

A formulação do custo associado ao arranque dos geradores é equivalente às formulações feitas em (2.8) a (2.11). É assumido que o custo de paragem dos geradores é nulo.

Restrições do Problema

Restrição do Balanço de Potencia Activa do Sistema

Com a integração da produção eólica, a carga passa a ser alimentada pela produção dos geradores térmicos e pela produção eólica. Na formulação matemática desta restrição é considerado que a energia eólica não é despachada, tal como acontece em Portugal, portanto é assumido que toda a produção eólica é injetada na rede eléctrica. A formulação da restrição de balanço de potência é dada pela equação (4.3).

$$\sum_{i \in I} P_{sit} + PE_{st} = D_t, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T \quad (4.3)$$

Restrição de Reserva Girante do Sistema

A formulação da restrição da reserva girante do sistema é dada pela equação (4.4).

$$\sum_{i \in I} P_{sit}^{\max} + PE_{st} = D_t + R_t, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (4.4)$$

Com:

$$P_{sit}^{\max} \leq u_{it} \cdot P_i^{\max}, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (4.5)$$

$$P_{it}^{\max} \leq P_{si,t-1} + u_{i,t-1} \cdot R_i^{up} + P_u^{\max} (1 - u_{i,t-1}), \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (4.6)$$

Restrição dos Limites de Produção

$$P_i^{\min} \cdot u_{it} \leq P_{sit} \leq P_i^{\max} \cdot u_{it}, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (4.7)$$

Taxa de tomada e deslastre da carga ou Restrição de Rampa

Tomada da carga

$$P_{sit} - P_{si,t-1} \leq R_i^{up} \cdot u_{it}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (4.8)$$

Deslastre da carga

$$P_{si,t-1} - P_{sit} \leq R_i^{Down} u_{it}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (4.9)$$

Tempo mínimo de funcionamento e de paragem

A formulação das restrições do tempo mínimo de funcionamento e de paragem é semelhante à formulação feita no capítulo 2, representas pelas equações (2.20) a (2.23). As restrições das variáveis binárias também são semelhantes à formulação feita no capítulo anterior, dada pela equação (2.24) e (2.25).

Determinação do Despacho Económico

Função Objectivo

Dispondo da solução do escalonamento dos geradores, o problema passa agora pela determinação da carga a atribuir a cada gerador ligado. Neste caso não se consideram os custos de arranque e de paragem e a função objectivo consiste em minimizar o somatório dos custos de combustível a cada período durante o horizonte do planeamento dado pela equação (4.10).

$$\min \left(\sum_{t \in T} \sum_{i \in I} C_{it}^{comb} \right) \quad (4.10)$$

Restrições

Nesta formulação já não se consideram as restrições do tempo mínimo de arranque e de paragem, nem as restrições das variáveis binárias. As restrições consideradas são dadas pelas equações (4.11) a (4.16)

Restrição do Balanço de Potência Activa do Sistema

$$\sum_{i \in I} P_{sit} + PE_{st} = D_t, \quad \forall i \in I, \quad \forall t \in T \quad (4.11)$$

Restrição de Reserva Girante do Sistema

$$\sum_{i \in I} P_{it}^{\max} + PE_i^{\text{Real}} = D_t + R_t, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (4.12)$$

Com:

$$P_{it}^{\max} \leq P_i^{\max}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (4.13)$$

$$P_{it}^{\max} \leq P_{i,t-1} + R_i^{\text{up}}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (4.14)$$

Taxa de tomada e

deslastre da carga ou Restrição de Rampa

Tomada da carga

$$P_{it} - P_{i,t-1} \leq R_i^{\text{up}}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (4.15)$$

Deslastre da carga

$$P_{si,t-1} - P_{sit} \leq R_i^{\text{Down}}, \forall i \in I, \forall t \in T \quad (4.16)$$

4.2 Modelo Determinístico do Problema

Nesta seção é apresentada a segunda metodologia proposta para lidar com as incertezas da previsão eólica. Tal como na primeira metodologia, nesta também a produção eólica é dada em forma de cenários de produção. O problema é formulado como um problema de otimização determinística.

4.2.1 Descrição do Modelo

A metodologia proposta aqui procura ajudar na escolha do melhor cenário de produção eólica para o escalonamento dos geradores térmicos. Inicialmente, para cada cenário de produção eólica é determinada uma solução de escalonamento, resultando dali tantas soluções de escalonamento quanto o número de cenários de produção. De seguida é escolhido o cenário de produção eólica a considerar na determinação da solução final do problema.

Para determinar a solução final do problema, antes são analisadas as consequências de ocorrer

outro cenário de produção eólica que não o cenário considerado para o escalonamento. O fluxograma da figura 4.2 apresenta a sequência de procedimentos para adaptar este método ao problema de escalonamento e despacho económico. De seguida é feita a descrição de cada etapa do modelo proposto.

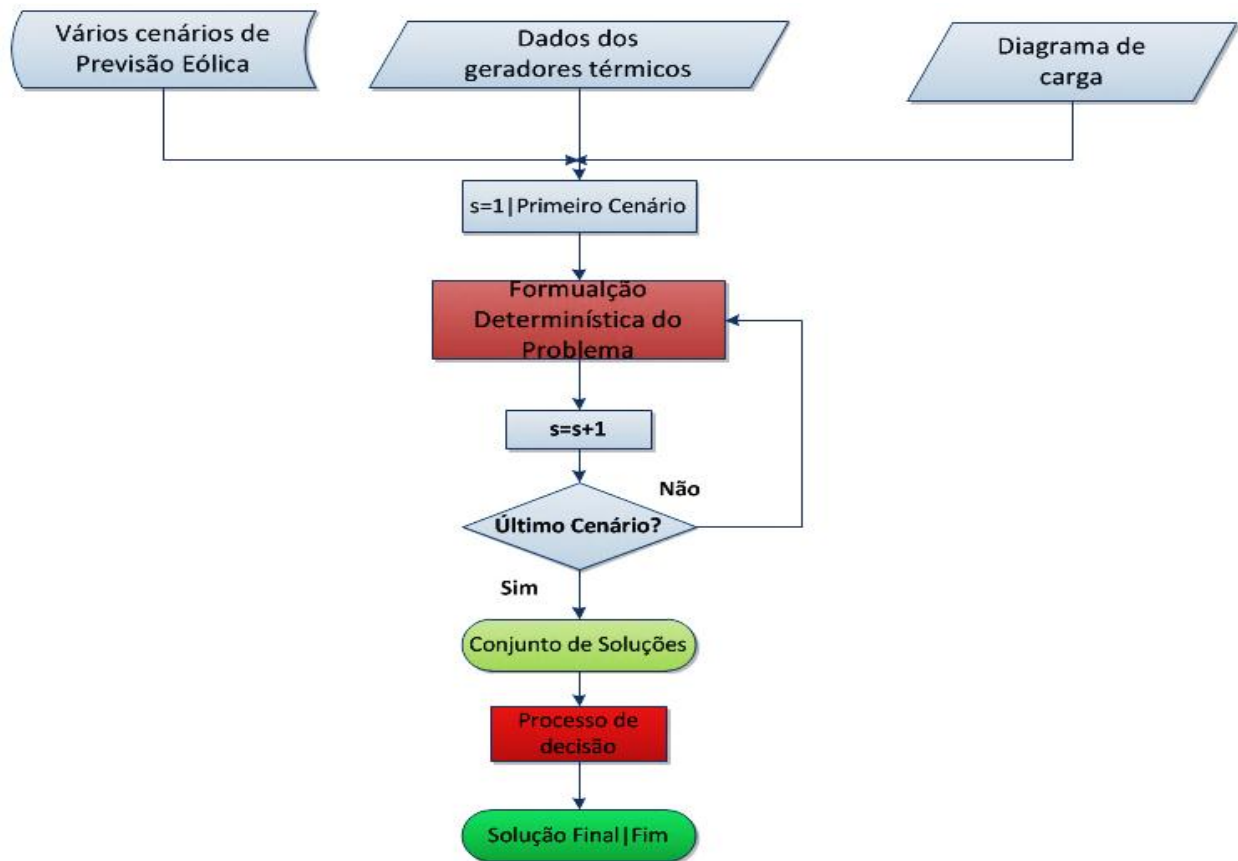


Fig. 4.2 - Fluxograma da segunda metodologia proposta

Função Objetivo

A função objetivo tal como noutras formulações, consiste em minimizar o custo de produção em todos os períodos durante o horizonte de planeamento. O custo da produção é dado pela soma do custo de combustível e o custo de arranque dos geradores. A formulação é dada pelas equações (2.6) a (2.11) no capítulo 2.

Restrições

As restrições técnicas dos geradores térmicos (limites técnicos de funcionamento, taxa de tomada e deslastre da carga, tempo mínimo de paragem e funcionamento) consideradas nesta formulação são idênticas às consideradas no capítulo 2, uma vez que ambas se tratam de formulações determinísticas.

As restrições do balanço do sistema e da reserva girante são dadas pelas equações (4.11) a (4.14). De uma forma geral o problema fica formulado como:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (C_{it}^{comb} + C_{it}^{arranq} + C_i^{paragem}), \forall S$$

Sujeito a:

$$C_{it}^{comb} = \text{Equação (2.7)}$$

$$C_{it}^{arranq} = \text{Equação (2.9) a (2.11)}$$

Restrições do Sistema

$$\sum_{i \in I} P_{it} + PE_{st} = D_t, \forall i \in I, \forall t \in T, \quad \forall s \in S$$

$$\sum_{i \in I} P_{it}^{\max} + PE_{st} = D_t + R_t, \forall i \in I, \forall t \in T, \quad \forall s \in S$$

Com:

$$P_{it}^{\max} \leq P_i^{\max}, \forall i \in I, \forall t \in T, \quad \forall s \in S$$

$$P_{it}^{\max} \leq P_{i,t-1} + R_i^{up}, \forall i \in I, t \in T, \quad \forall s \in S$$

Restrições Técnicas dos Geradores

$$\text{Equações (3.16) a (3.24), } \forall S$$

4.2.2 Estratégia de seleção de uma solução

Na metodologia apresentada nesta seção, inicialmente obtém-se várias soluções de escalonamento, ou seja, uma solução para cada cenário de produção eólica. O que realmente interessa para o operador do sistema é apenas uma solução de escalonamento, sabendo que apenas uma solução é que é operacionalizada. Por isso, é preciso decidir qual a solução a ser escolhida para operacionalizar. Para decidir qual a solução a escolher, primeiramente são definidos os indicadores de avaliação das soluções encontradas. Nesta metodologia são definidos dois indicadores de avaliação: **o custo de produção e o corte de carga provocado pelo cenário escolhido**. É de referir que neste trabalho não se pretende programar um sistema de apoio à decisão, mas sim a determinação de indicadores que permitam escolher a melhor solução entre várias soluções de escalonamento.

Custo de Produção

O custo de produção associado a cada cenário de produção eólica é igual à solução da função objetivo.

Corte de carga

Na operação do sistema elétrico há várias situações em que pode ocorrer corte de carga num dado ponto da rede. O corte de carga poderá ocorrer em situações de:

- Curto-circuito na rede seguida pela desconexão dos equipamentos de protecção;
- Avaria nos demais componentes do sistema;
- Corte de fornecimento para acções de manutenção;
- Corte da carga devido à insuficiência da produção;
- Etc...

Em sistemas em que a produção é feita por fontes controláveis (centrais térmicas, hídricas, turbinas a gás, etc...) é quase impossível haver situações de corte de carga devido à insuficiência de produção, o que não acontece em sistemas em que a produção é feita incluindo fontes não controláveis como o caso da energia eólica.

Neste trabalho considera-se que haverá situações de corte de carga se houver insuficiência da produção em algum período de escalonamento. Na metodologia proposta nesta secção, poderá haver situações de insuficiência de produção se a produção eólica real no período t for um cenário em que a produção é inferior à produção do cenário escolhido para o escalonamento dos geradores térmicos.

De um modo geral, haverá corte de carga no período t , se neste período a carga for superior à soma da capacidade máxima de produção térmica e produção eólica verificada. O valor da carga a ser cortada pela escolha do cenário de produção eólica s se acontecer o cenário k é dado pela equação (4.17).

$$C_{sk}^{carga} = \begin{cases} \sum_{t \in T} [D_t - (P_{ts}^{\max} + PE_{tk})] & \text{se } D_t > P_{ts}^{\max} + PE_{tk} \\ 0 & \text{se } D_t \leq P_{ts}^{\max} + PE_{tk} \end{cases}, \quad \forall s \in S \quad (4.17)$$

Onde P_{ts}^{\max} representa a capacidade máxima de produção dos geradores ligados no período t para o cenário s e é dada pela equação (4.18).

$$P_{ts}^{\max} = \sum_{i \in I} P_{it}^{\max}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (4.18)$$

Até este ponto, foram definidos os indicadores de avaliação da melhor alternativa de

escalonamento, ou seja, o **custo de produção e o corte de carga**. O fluxograma da figura 4.3 representa a sequência de procedimentos adotada na decisão do melhor cenário de escalonamento.

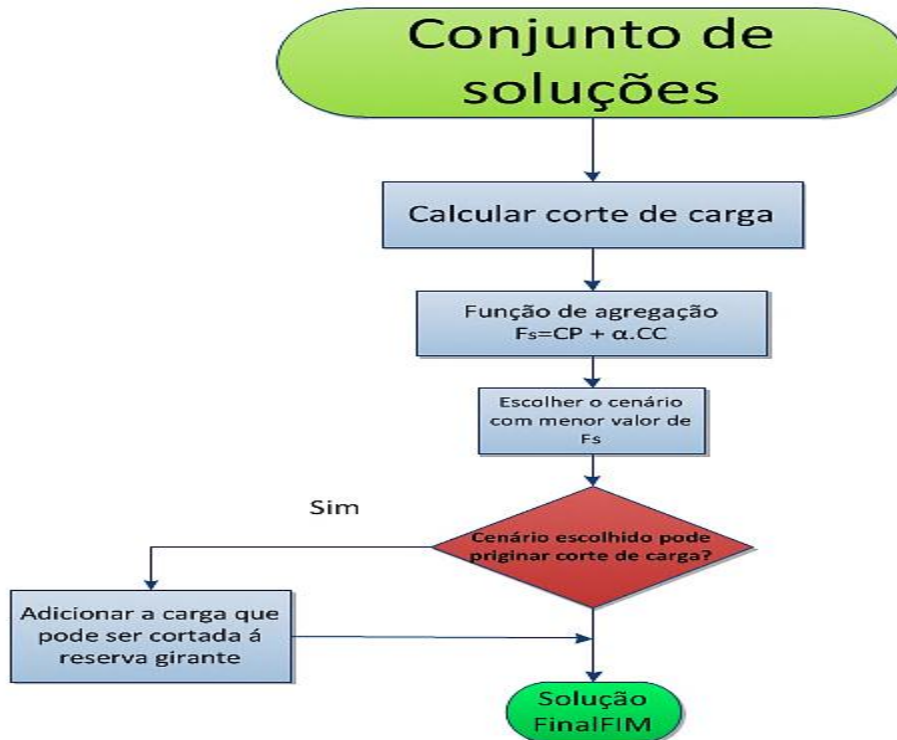


Fig. 4.3 – Fluxograma de descrição do cálculo da melhor solução

Na escolha do melhor cenário de escalonamento, definiu-se uma função de agregação dos dois indicadores que caracterizam uma determinada solução. A função de avaliação é dada pela equação (4.19).

$$F_s = CO_s^{Total} + \alpha.C_s^{carg_Max} \forall s \in S \quad (4.19)$$

Onde α representa o atributo expresso em \$/MW que quantifica economicamente o corte de carga. CO_s^{Total} e $C_s^{carg_Max}$ representam o custo total de operação do cenário s e o corte de carga máximo do cenário s .

4.2.3 Caso Exemplo

Para melhor compreensão da metodologia de escalonamento proposta nesta seção, é dado um exemplo de um problema de escalonamento de geradores térmicos num sistema constituído por quatro geradores, quatro cenários de produção e o escalonamento é feito para cinco períodos.

As características dos geradores (limites máximos e mínimos de produção, os coeficientes associados ao custo de produção e os custos de arranque e de paragem) considerados neste exemplo

são dadas na tabela 4.1. A carga em cada período e os quatro cenários de produção eólica são apresentados na tabela 4.2.

Tabela 4.1 – Características dos geradores usados no caso de estudo

Unidades	Pmin	Pmax	a(\$/MWh)	b(\$/MW)	c(\$/h)	Custo_Arranq (\$)	Custo_Parag (\$)
1	150	450	0,004	16	800	1000	200
2	100	300	0,005	18	600	700	150
3	80	200	0,007	20	400	400	100
4	50	150	0,009	22	300	350	100

Tabela 4.2 - Cargas e cenários de produção eólica a cada período

Períodos	Carga	Reserva	Cenários			
			Cen1	Cen2	Cen3	Cen4
1	700	70	92	150	5	180
2	800	80	104	160	10	150
3	1000	100	87	90	5	90
4	950	95	108	150	15	400
5	900	90	90	250	20	300

Os resultados do escalonamento e do despacho económico em cada período dos geradores considerados neste exemplo são apresentados na tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Valores para o escalonamento e despacho económico em cada período e o custo associado

Cenário	Período	Custo Prod(\$)	Despacho Económico (MW)				Cap. Máxima	Carga	Eólica
			Unid1	Unid2	Unid3	Unid4			
1	1	12573	428	100	80	0	950	700	92
1	2	14390	450	166	80	0	950	800	104
1	3	19289	450	300	113	50	1100	1000	87
1	4	17739	450	262	80	50	1100	950	108
1	5	16784	450	280	80	0	950	900	90
2	1	11060	450	100	0	0	750	700	150
2	2	12950	450	190	0	0	750	800	160
2	3	19221	450	300	110	50	1100	1000	90
2	4	16574	450	270	80	0	950	950	150
2	5	13424	450	120	80	0	950	900	250
3	1	14369	450	165	80	0	950	700	5
3	2	16364	450	260	80	0	950	800	10
3	3	21159	450	300	195	50	1100	1000	5
3	4	19791	450	300	135	50	1100	950	15
3	5	18537	450	300	80	50	1100	900	20
4	1	10848	340	100	80	0	950	700	180
4	2	13424	450	120	80	0	950	800	150
4	3	19221	450	300	110	50	1100	1000	90
4	4	11060	450	100	0	0	750	950	400
4	5	12110	450	150	0	0	750	900	300

Os custos apresentados na tabela 4.3 representam os custos de produção em cada período, para os diferentes cenários considerados. Estes custos estão associados aos custos de combustível, custo de arranque e de paragem dos geradores escalonados. A capacidade máxima representada na tabela corresponde ao somatório das potências máximas dos grupos escalonados em cada período. Este parâmetro é utilizado no cálculo de corte de carga, um dos indicadores utilizados na seleção da melhor alternativa de escalonamento.

Os valores de corte de carga que poderão ocorrer caso o cenário de produção eólica que ocorra seja diferente do cenário escolhido no escalonamento dos geradores, são dados na tabela 4.4. Estes valores foram calculados utilizando a equação (4.17).

Tabela 4.4 - Corte de carga (MW)

Alternativas	Cenários				Total
	Cen1	Cen2	Cen3	Cen4	
cen1	0	0	0	0	0
cen2	0	0	40	0	40
cen3	0	0	0	0	0
cen4	0	50	315	0	365

A leitura do corte de carga representada nesta tabela é feita da seguinte forma: Se, por exemplo, for escolhido o cenário de produção um para o escalonamento da produção sabe-se logo que, caso ocorra qualquer outro cenário não vai haver nenhum corte de carga. Mas, se for escolhido o cenário de produção quatro, sabe-se logo que caso ocorra o cenário dois ou o cenário três, haverá um corte de carga de 50 MW e 315 MW, respectivamente.

Outro indicador a ser levado em consideração na escolha da melhor alternativa é o custo de produção em cada cenário. Este indicador é apresentado na tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Representação do custo de produção para cada cenário

Cenário	Custo Produção (\$)
Cen1	81224,2
Cen2	74078,5
Cen3	90558,5
Cen4	67212,5

Até este ponto, já foram definidos e determinados os dois indicadores que caracterizam uma determinada solução. Pode-se agora calcular a função de avaliação das soluções aplicando a equação (4.19). O resultado da função de avaliação é representado na tabela 4.6, considerando que cada megawatt de carga cortada tem um custo de \$ 500.

Tabela 4.6- Representação do resultado da função de avaliação de uma solução

Cenário	$F_s = CO_s + \alpha \cdot CC_s^{Total}$
Cen1	81224,2
Cen2	94078,5
Cen3	90558,5
Cen4	249712,5

Fazendo uma análise geral, pode-se constatar que se ocorrer um cenário de produção eólica inferior ao cenário considerado no escalonamento dos geradores pode haver uma situação de corte de carga, se a reserva girante não for suficiente para compensar a produção eólica esperada e não produzida. No exemplo dado aqui, a situação mais grave de corte de carga pode ocorrer se for escolhido o cenário quatro e ocorrer o cenário três.

O método de otimização apresentado aqui tem a vantagem de informar a priori o operador do sistema sobre o risco associado à escolha de cada alternativa. Tendo em conta os resultados apresentados na tabela 4.6, pode-se decidir pela escolha do primeiro cenário para o escalonamento dos geradores. Este cenário não apresenta nenhuma situação de corte de carga e a função de avaliação apresentou um custo inferior aos restantes cenários.

Nesta seção foi proposta a metodologia de escalonamento de geradores térmicos com integração da produção eólica. A metodologia proposta é formulada como um problema de otimização determinística. O problema de otimização é resolvido determinando, na primeira fase, várias soluções de escalonamento. Depois são calculados os indicadores de avaliação de uma solução para ajudar na escolha da melhor alternativa de escalonamento. A fim de melhor demonstração da metodologia proposta foi dado exemplo de escalonamento de um sistema constituído por quatro geradores em que o escalonamento é feito para períodos de cinco horas.

4.3 Implementação do Problema

A ferramenta utilizada para implementar os casos de estudo é o solver IBM ILOG CPLEX Optimization Studio versão 12.4 [24]. Todo o problema é formulado utilizando a linguagem de programação OPL-Optimization Programming Language [24]. A máquina utilizado para o processamento do problema é um computador de marca Hewlett-Packard com um processador Pentium Dual Core com CPU de 2.0 GHz e 4 Gb de memória RAM.

No IBM ILOG CPLEX Optimizations Studio os modelos podem ser implementados utilizando a linguagem de programação OPL- *Optimization Programming Language* – ou também usando a linguagem Java. A linguagem OPL fornece uma descrição natural matemática de modelos de otimização. Usa uma sintaxe de alto nível para modelos matemáticos, produzindo assim um código substancialmente mais simples e mais curto do que as linguagens de programação de uso geral. A sua sintaxe não exige muito esforço computacional e suporta todas as expressões necessárias para modelar e resolver problemas, usando tanto programação matemática ou programação por restrição (ver [24]).

Capítulo 5

Apresentação e Análise de Resultados

Para analisar e comparar o potencial das metodologias propostas nesta tese, neste capítulo são apresentados alguns casos de estudo e os resultados das simulações feitas para cada metodologia proposta no capítulo anterior.

O objectivo deste estudo está na procura de uma estratégia de escalonamento de geradores térmicos de forma a minimizar os impactos negativos causados pela alta taxa de penetração da energia eólica na matriz da produção.

Não sendo objectivo de estudo analisar nenhum sistema elétrico real, foi utilizado como caso de estudo o sistema teste apresentado em [25].

No primeiro estudo não é considerada a integração da energia eólica. São feitas várias simulações para diferentes dimensões do sistema, partindo do sistema original constituído por dez geradores térmicos. No segundo estudo, é considerada a integração da produção eólica e são feitas simulações de sistemas constituídos por vinte geradores. Por último é feita a análise e comparação dos resultados entre as duas metodologias de otimização propostas no capítulo 4.

5.1 Caso de Estudo 1

No primeiro estudo feito não é considerada a integração da energia eólica. É feito o escalonamento considerando apenas os geradores térmicos apresentados no sistema teste. São feitas simulações considerando 10, 20, 40, 60, 80 e 100 geradores, partindo do sistema teste base constituído por 10 geradores. Para as simulações com 20 a 100 geradores são sempre duplicados os geradores, a carga e a reserva girante do sistema teste base.

A fim de comparar os resultados obtidos pela metodologia apresentada com os resultados obtidos por outras metodologias propostos na literatura, nas simulações feitas não foram consideradas as restrições da taxa de toma e deslastre de carga.

Para as situações em que os geradores são superiores a 40 em vez de utilizar a função quadrática do custo de produção, é utilizando a função linear, dada pela equação (2.26). Isto porque, o problema é formulado como um problema de programação linear inteira mista (PLIM).

5.1.1 Sistema de Teste

O sistema de teste proposto em [25] é constituído originalmente por dez geradores e o escalonamento é feito para um período de vinte e quatro horas. Neste sistema não é considerado a rede elétrica, portando assume-se que os geradores se encontram ligados num barramento comum.

As características técnicas dos geradores do sistema de teste, tais como os limites de funcionamento, os coeficientes da função de custo de produção, os tempos mínimos de funcionamento e paragem e os custos associados ao arranque são apresentados na tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Características dos dez geradores utilizados no sistema de teste

Gerador	P_{\min}	P_{\max}	a (\$/MW ² h)	b (\$/MWh)	C (\$/h)	Rampa ^{subida} (MW)	Rampa ^{descida} (MW)	T_{\min}^{func} (h)	T_{\min}^{parag} (h)	Cond ^{Inic} (h)	Arranque ^{quent} (\$)	Arraque ^{Frio} (\$)	Tempo ^{Frio} (h)
1	150	455	0,00048	16,19	1000	150	150	8	8	8	4500	9000	5
2	150	455	0,00031	17,26	970	150	150	8	8	8	5000	10000	5
3	20	130	0,002	16,6	700	20	20	5	5	-5	500	1000	4
4	20	130	0,00211	16,5	680	20	20	5	5	-5	500	1000	4
5	25	162	0,00398	19,7	450	25	25	6	6	-6	900	1800	4
6	20	80	0,00712	22,26	370	20	20	3	3	-3	170	340	2
7	25	85	0,00079	27,74	480	25	25	3	3	-3	260	520	2
8	10	55	0,00413	25,92	660	10	10	1	1	-1	30	60	0
9	10	55	0,00222	27,27	665	10	10	1	1	-1	30	60	0
10	10	55	0,00173	27,79	670	10	10	1	1	-1	30	60	0

As condições iniciais dos geradores dados na coluna Cond^{Inic} da tabela 5.1, indicam o tempo em horas que os geradores se encontram ligados ou desligados no último período antes do início do escalonamento. Um valor positivo significa que o gerador se encontra ligado e um valor negativo significa que o gerador se encontra desligado.

Neste trabalho é assumido que o escalonamento é diário e o período de escalonamento é de uma hora com início à uma da manhã e fim à meia-noite. O diagrama de carga para o período de 24 horas utilizado neste sistema teste está representado na figura 5.1. Os respetivos valores da carga encontram-se na tabela 5.2. O valor da reserva girante considerado é de 10% do valor da carga horária.

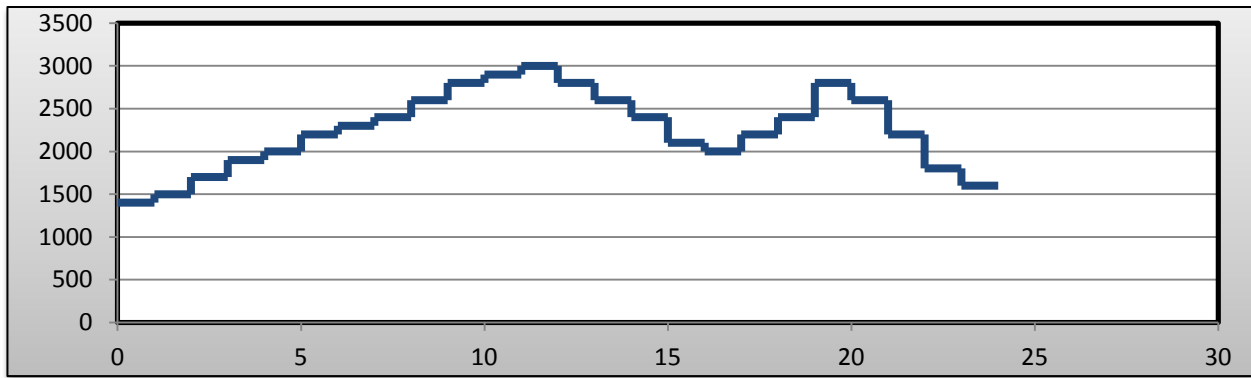


Fig. 5.1 – Digrama de carga do sistema de teste

Tabela 5.2- Cargas utilizadas no caso de estudo

Hora	Carga (MW)	Reserva (MW)	Hora	Carga (MW)	Reserva (MW)
1	700	70	13	1400	140
2	750	75	14	1300	130
3	850	85	15	1200	120
4	950	95	16	1050	105
5	1000	100	17	1000	100
6	1100	110	18	1100	110
7	1150	115	19	1200	120
8	1200	120	20	1400	140
9	1300	130	21	1300	130
10	1400	140	22	1100	110
11	1450	145	23	900	90
12	1500	150	24	800	80

A apresentação da carga em forma de diagrama de carga evidencia de forma mais clara os períodos de maior e menor consumo durante o horizonte de escalonamento. Os períodos de maior consumo, das dez às catorze horas e das dezanove às vinte e uma horas, são considerados períodos de ponta.

5.1.2 Resultados

A primeira simulação é feita considerando o sistema teste base. O problema de escalonamento do caso em estudo contém 4136 restrições, 1809 variáveis, no qual 1310 são binárias e as restantes são variáveis contínuas. Na tabela 5.3 é apresentada a solução do problema sem considerar as restrições da taxa de tomada e deslastre da carga. São apresentados, para cada período, o valor da carga, os custos de arranque e de combustível, a matriz da solução do escalonamento, o número de geradores ligados, e a tabela da solução do despacho económico.

O custo total de produção é dado pela soma dos custos de combustível e de arranque das unidades produtoras a cada período de escalonamento.

Tabela 5.3 - Solução de escalonamento e despacho económico de dez geradores usados no sistema teste

Período	Custos(\$)				Estado ON/OFF das unidades										Nº ON	Despacho Económico das unidades									
	Carga	Arranque	Combustível	Total	Unid 1	Unid 2	Unid 3	Unid 4	Unid 5	Unid 6	Unid 7	Unid 8	Unid 9	Unid 10		Unid 1	Unid 2	Unid 3	Unid 4	Unid 5	Unid 6	Unid 7	Unid 8	Unid 9	Unid 10
1	700	0	13683	13683	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0
2	750	0	14554	14554	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0
3	850	1800	16809	18609	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	3	455	370	0	0	25	0	0	0	0	0
4	950	0	18598	18598	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	3	455	455	0	0	40	0	0	0	0	0
5	1000	1120	20020	21140	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	4	455	390	0	130	25	0	0	0	0	0
6	1100	1100	22387	23487	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	5	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0
7	1150	0	23262	23262	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	5	455	410	130	130	25	0	0	0	0	0
8	1200	0	24150	24150	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	5	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
9	1300	860	27251	28111	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	7	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
10	1400	60	30058	30118	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	8	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
11	1450	60	31916	31976	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	9	455	455	130	130	162	73	25	10	10	0
12	1500	60	33890	33950	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	10	455	455	130	130	162	80	25	43	10	10
13	1400	0	30058	30058	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	8	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
14	1300	0	27251	27251	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	7	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
15	1200	0	24150	24150	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	5	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
16	1050	0	21514	21514	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	5	455	310	130	130	25	0	0	0	0	0
17	1000	0	20642	20642	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	5	455	260	130	130	25	0	0	0	0	0
18	1100	0	22387	22387	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	5	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0
19	1200	0	24150	24150	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	5	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
20	1400	920	30058	30978	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	8	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
21	1300	0	27251	27251	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	7	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
22	1100	0	22736	22736	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	5	455	455	0	0	145	20	25	0	0	0
23	900	0	17645	17645	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	3	455	425	0	0	0	20	0	0	0	0
24	800	0	15427	15427	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		5980	559848	565828										128	455	455	130	130	162	80	85	55	55	55	

Na tabela 5.4 é apresentada a solução do problema considerando as restrições de tomada e deslastre da carga. Ao considerar estas restrições o custo total de produção aumentou cerca de 0.80%. Este aumento percentual embora pareça pouco significativo, para altos valores de custo de produção pode representar altos encargos. Neste caso teste este aumento representa um valor de \$ 4568.

Tabela 5.4 - Solução de escalonamento e despacho económico de dez geradores usados no sistema teste considerando restrições de rampa

Período	Custos(\$)				Estado ON/OFF das unidades										Nº ON	Despacho Económico das unidades									
	Carga	Arranque	Combustível	Total	Unid 1	Unid 2	Unid 3	Unid 4	Unid 5	Unid 6	Unid 7	Unid 8	Unid 9	Unid 10		Unid 1	Unid 2	Unid 3	Unid 4	Unid 5	Unid 6	Unid 7	Unid 8	Unid 9	Unid 10
1	700	0	13683	13683	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0
2	750	0	14554	14554	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0
3	850	60	17046	17106	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	3	455	385	0	0	0	0	0	10	0	0
4	950	1800	18623	20423	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	3	455	445	0	0	50	0	0	0	0	0
5	1000	1120	20151	21271	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	4	455	340	0	130	75	0	0	0	0	0
6	1100	1100	22592	23692	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	5	455	285	130	130	100	0	0	0	0	0
7	1150	0	23543	23543	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	5	455	310	130	130	125	0	0	0	0	0
8	1200	0	24339	24339	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	5	455	385	130	130	100	0	0	0	0	0
9	1300	400	27592	27992	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0	7	455	390	130	130	125	60	0	10	0	0
10	1400	580	30384	30964	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	8	455	430	130	130	137	60	48	0	0	10
11	1450	120	32646	32766	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	9	455	400	130	130	137	60	60	45	33	0
12	1500	60	34099	34159	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10	455	455	130	130	144	60	50	43	23	10
13	1400	0	30191	30191	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	8	455	455	130	130	132	40	25	33	0	0
14	1300	0	27371	27371	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	7	455	415	130	130	125	20	25	0	0	0
15	1200	0	24339	24339	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	5	455	385	130	130	100	0	0	0	0	0
16	1050	0	21647	21647	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	5	455	260	130	130	75	0	0	0	0	0
17	1000	0	20863	20863	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	5	455	220	110	115	100	0	0	0	0	0
18	1100	0	22691	22691	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	5	450	305	110	110	125	0	0	0	0	0
19	1200	0	24391	24391	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	5	455	368	130	130	117	0	0	0	0	0
20	1400	520	30954	31474	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	9	455	455	130	130	142	48	0	20	10	10
21	1300	0	27395	27395	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0	7	455	430	130	130	117	28	0	10	0	0
22	1100	0	22348	22348	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	5	455	365	130	130	0	20	0	0	0	0
23	900	0	17764	17764	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	3	455	315	0	130	0	0	0	0	0	0
24	800	0	15427	15427	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		5760	564636	570396										129	455	455	130	130	162	80	85	55	55	55	

Os resultados obtidos pela metodologia proposta são comparados com os resultados das demais metodologias que estão propostas na literatura. Esta comparação é feita ao nível da solução da função objetivo e do tempo gasto na procura da solução do problema. Uma vez que se trata de um problema de minimização, a metodologia que apresentar menor solução da função objetivo sem violar nenhuma restrição, é considerada a mais adequada para problema em causa. Mas outro aspeto muito importante a ser considerada é o tempo gasto na procura da solução. Muitas vezes é preferível uma boa solução em tempo útil, do que a solução ótima num tempo proibitivo. O custo de operação encontrada pela equação linear de função objetivo equação (2.26) é avaliado na função quadrática dada pela equação (2.6).

Os resultados da avaliação da solução do problema linear na função quadrática (SPLFQ) e os resultados obtidos para as várias simulações feitas e para as metodologias propostas na literatura são apresentados na tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Resultado das várias metodologias de escalonamento de geradores térmicos propostos na literatura

Metodologia	10 Geradores		20 Geradores		40 Geradores		60 Geradores		80 Geradores		100 Geradores	
	Custo (\$)	Tempo (s)	Custo (\$)	Tempo (s)	Custo (\$)	Tempo (s)	Custo (\$)	Tempo (s)	Custo (\$)	Tempo (s)	Custo (\$)	Tempo (s)
LRMA [26]	565825	61	1128192	113	2249589	217	3370595	576	4494214	664	5616314,00	1338
PSO-LR [27]	565869	42	1128072	91	2251116	213	3376407	360	4496717	543	5623607,00	730
MA [26]	565827	84	1127254	287	2252937	1063	3388676	2276	4501449	5145	5640543,00	10463
PQIM	565828	5	1125997	9,8	2248593	1780	-	-	-	-	-	-
PLIM	564619	4,6	1123843	6,4	2244522	8,5	3363121	23	4484263	28	5602760,00	32
SPLFQ	565886		1126223		2249058		3370054		4493507		5614309,97	
GA [28]	565825	221	1126243	733	2251911	2697	3376625	5840	4504933	10036	5627437,00	15733

O tempo de resolução dos problemas de otimização depende muitas vezes da capacidade da máquina utilizada para resolver o problema. Por este motivo, ao comparar o tempo gasto na resolução de problemas de otimização entre as metodologias propostas, faz todo sentido indicar as características das máquinas utilizadas. Na tabela 5.6 são apresentadas as características das máquinas utilizadas pelas metodologias comparadas.

Tabela 5.6 - Máquinas utilizadas na resolução do problema de escalonamento

Metodologia	Máquina utilizada
LRMA [26]	Sun Ultra 2 with dual 200 MHz UltraSPARC CPU
PSO-LR [27]	Dell Dim 4100, 1GHz
MA [26]	Sun Ultra 2 with dual 200 MHz UltraSPARC CPU
PQIM	HP Pentium Dual Core, 2GHz
PLIM	HP Pentium Dual Core, 2GHz
GA [28]	HP 9000 Apollo model 720 workstation, 50 MHz

De uma forma geral, a metodologia proposta apresenta resultados mais competitivos em relação à maioria das metodologias comparadas. Um aspeto importante intrínseco à metodologia apresentada é a questão relacionada ao tempo gasto na procura da solução que é substancialmente menor em comparação com as outras metodologias.

Os resultados obtidos foram bastante satisfatórios e podem ser considerados promissores, uma vez que a formulação do problema de escalonamento de geradores térmicos como um problema de programação inteira mista foi capaz de conciliar baixo esforço computacional com uma solução de alta qualidade para sistema de média dimensão. Para os sistemas compostos por 60, 80 e 100 geradores foi linearizado o modelo quadrático de custo de produção, ou seja, foi obtido um modelo linear aproximado. No entanto a solução obtida foi posteriormente avaliada usando a função custo quadrática (linha SPLFQ, na tabela 5.5), permitindo a comparação dos resultados com outras abordagens.

5.2 Caso de Estudo 2

5.2.1 Pressupostos

Neste caso de estudo o escalonamento de geradores térmicos será feito levando em consideração a produção eólica com níveis de penetração até 30% da produção total. As simulações serão feitas para as duas metodologias de escalonamento de produção com integração da energia eólica proposta no capítulo 4. Por último será feita a análise e comparação dos resultados obtidos pelas metodologias propostas. As características dos geradores térmicos são baseadas no caso de estudo apresentado em [25], só que em vez de usar o sistema original constituído por dez geradores, foi duplicado o número de geradores ficando assim o sistema constituído por vinte geradores. Também foram introduzidos valores da taxa de tomada e deslastre de carga. Na tabela 5.7 são apresentadas as características dos geradores usados neste caso de estudo.

Tabela 5.7 - Características dos vinte geradores usados no segundo caso de estudo

Gerador	P_{min}	P_{max}	$a(\$/MW^2h)$	b ($\$/MWh$)	C ($\$/h$)	Rampa ^{subida} (MW)	Rampa ^{descida} (MW)	$T_{min\ func}$ (h)	$T_{min\ parag}$ (h)	Cond ^{iníc} (h)	rranque ^{quen} ($\$$)	Arraque ^{fric} ($\$$)	Tempo ^{frio} (h)
1	150	455	0,00048	16,19	1000	150	150	8	8	8	4500	9000	5
2	150	455	0,00048	16,19	1000	150	150	8	8	8	4500	9000	5
3	150	455	0,00031	17,26	970	150	150	8	8	8	5000	10000	5
4	150	455	0,00031	17,26	970	150	150	8	8	8	5000	10000	5
5	20	130	0,002	16,6	700	20	20	5	5	-5	500	1000	4
6	20	130	0,002	16,6	700	20	20	5	5	-5	500	1000	4
7	20	130	0,00211	16,5	680	20	20	5	5	-5	500	1000	4
8	20	130	0,00211	16,5	680	20	20	5	5	-5	500	1000	4
9	25	162	0,00398	19,7	450	25	25	6	6	-6	900	1800	4
10	25	162	0,00398	19,7	450	25	25	6	6	-6	900	1800	4
11	20	80	0,00712	22,26	370	20	20	3	3	-3	170	340	2
12	20	80	0,00712	22,26	370	20	20	3	3	-3	170	340	2
13	25	85	0,00079	27,74	480	25	25	3	3	-3	260	520	2
14	25	85	0,00079	27,74	480	25	25	3	3	-3	260	520	2
15	10	55	0,00413	25,92	660	10	10	1	1	-1	30	60	0
16	10	55	0,00413	25,92	660	10	10	1	1	-1	30	60	0
17	10	55	0,00222	27,27	665	10	10	1	1	-1	30	60	0
18	10	55	0,00222	27,27	665	10	10	1	1	-1	30	60	0
19	10	55	0,00173	27,79	670	10	10	1	1	-1	30	60	0
20	10	55	0,00173	27,79	670	10	10	1	1	-1	30	60	0

5.2.2 Carga e Cenários de Previsão da Produção Eólica

Os valores da previsão da energia eólica usados neste trabalho não correspondem à previsão feita em nenhum parque eólico real, foram criados a fim de fazer o estudo proposto nesta tese. É assumido que no sistema de teste a capacidade instalada da produção eólica é de 1400 MW e que toda a

produção eólica é injetada num barramento comum. Para o período de escalonamento considerado, 22% da carga é abastecida pela energia eólica. O valor da carga e os cenários de previsão eólica com respetivas probabilidades de ocorrência encontram-se registados na tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Carga e produção eólica para seis cenários, nos vinte e quatro períodos de escalonamento

Período	Carga	Cenários de Produção Eólica (MW)										Produção Real
		Cenário 1 10,00%	Cenário 2 9,50%	Cenário 3 9,60%	Cenário 4 10,00%	Cenário 5 15,00%	Cenário 6 8,00%	Cenário 7 10,00%	Cenário 8 10,00%	Cenário 9 8,40%	Cenário 10 9,50%	
1	1400	726	440	717	767	648	737	628	641	692	663	479
2	1500	813	396	662	843	693	744	624	634	719	676	494
3	1700	933	441	1080	989	947	878	818	837	912	865	632
4	1900	840	680	995	789	948	773	838	821	860	835	606
5	2000	974	800	1191	975	923	794	988	989	858	954	678
6	2200	959	827	1253	642	1289	1289	1013	907	1289	1022	752
7	2300	765	567	1112	918	1370	1233	815	866	1301	956	724
8	2400	1118	600	1085	498	1125	888	934	728	1007	872	645
9	2600	974	806	1040	308	852	1029	940	718	941	833	594
10	2800	713	591	525	188	530	629	610	435	579	527	376
11	2900	542	447	872	192	180	993	620	504	587	544	358
12	3000	548	542	830	617	293	255	640	663	274	548	364
13	2800	521	575	242	308	177	687	446	375	432	416	282
14	2600	246	101	260	233	104	324	202	198	214	208	144
15	2400	153	62	221	95	113	180	145	126	146	137	96
16	2100	141	65	192	104	104	186	133	120	145	130	92
17	2000	72	54	107	78	135	78	78	80	107	85	65
18	2200	90	81	155	194	90	185	109	143	137	131	92
19	2400	183	183	279	144	246	218	215	202	232	209	151
20	2800	195	144	521	270	206	456	287	312	331	299	206
21	2600	249	152	390	183	200	321	264	242	260	250	174
22	2200	168	185	449	308	239	398	267	314	318	291	203
23	1800	272	128	191	87	198	345	197	135	272	194	142
24	1600	267	161	87	119	165	171	172	122	168	158	116

A carga e os cenários de produção eólica apresentados na tabela 5.8 são representados de forma gráfica na figura 5.2

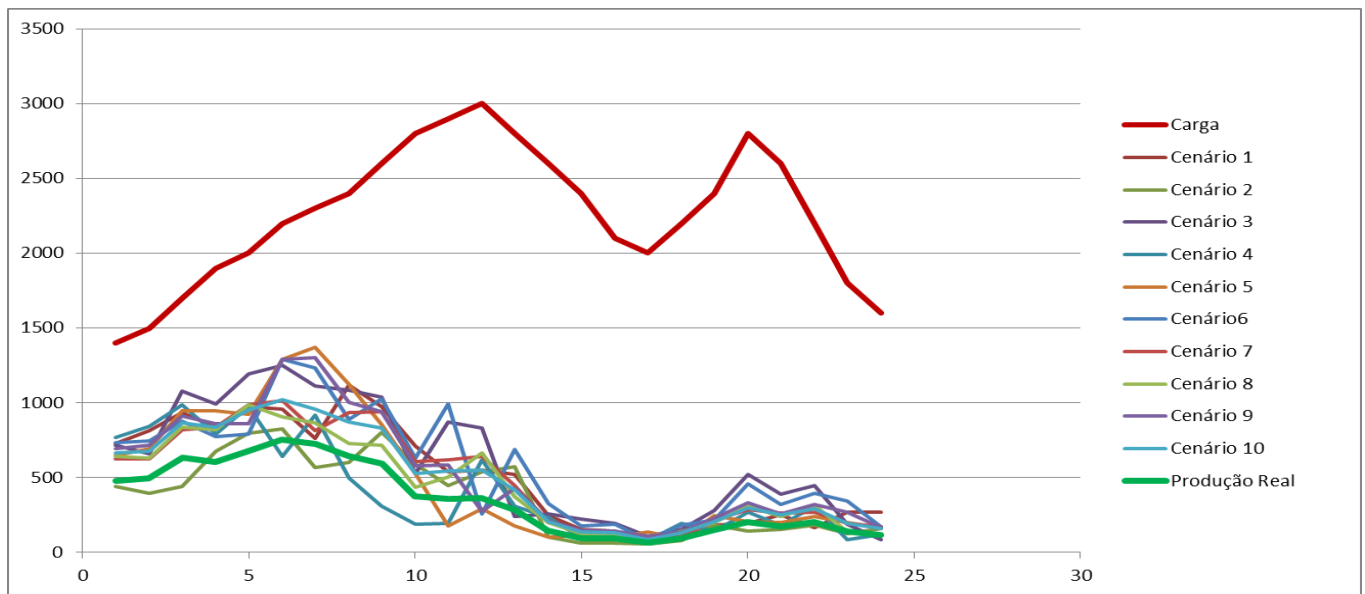


Fig. 5.2 - Apresentação gráfica da carga e cenários de produção eólica em cada período

5.2.3 Casos de Simulação

A fim de comparar os resultados entre diferentes metodologias propostas e a influência de diferentes níveis de reserva girante no escalonamento dos geradores, são feitas seis simulações diferentes. A primeira, segunda e terceira simulações (D1, D2 e D3) são feitas para a segunda metodologia proposta em que o problema é resolvido de forma determinística para cada cenário de produção eólica, e no fim são analisadas as consequências de ocorrer um cenário que não o escolhido para a solução final. Ou seja, é analisado o corte de carga que pode ocorrer. As restantes simulações designadas de E1, E2 e E3, são feitas para a primeira metodologia proposta, ou seja, para a formulação estocástica do problema.

Uma vez que neste trabalho se pretende analisar a influência da produção eólica no problema de escalonamento de produção, em todas as simulações a reserva girante é fixada a 10% do valor da carga, e para cada metodologia de simulação é incrementada 10% da reserva girante para a produção eólica. A tabela 5.9 faz o resumo dos níveis de reserva girante a considerar para cada simulação.

Tabela 5.9 - Níveis de reserva girante considerada nas simulações feitas

Simulação	Tipo de Formulação	Reserva Carga	Reserva Eólica
D1	Determinística	10%	0%
D2	Determinística	10%	10%
D3	Determinística	10%	20%
E1	Determinística	10%	0%
E2	Estocástica	10%	10%
E3	Estocástica	10%	20%

5.2.4 Resultado das Simulações D1 D2 e D3

A metodologia proposta para as simulações D1, D2 e D3 resolve o problema para cada cenário de produção, obtendo-se inicialmente tantas soluções quanto o número de cenários. A solução final do problema é escolhida com base no cálculo da função de avaliação de uma solução, citada anteriormente. Os valores de escalonamento e despacho económico destas simulações não serão demonstrados aqui, porque se tratam de tabelas muito extensas e as tabelas e os gráficos seguintes resumem a informação relevante.

Os custos de produção total em cada cenário, calculados pela soma dos custos de arranque e de

combustível dos geradores térmicos são dados na figura 5.3.

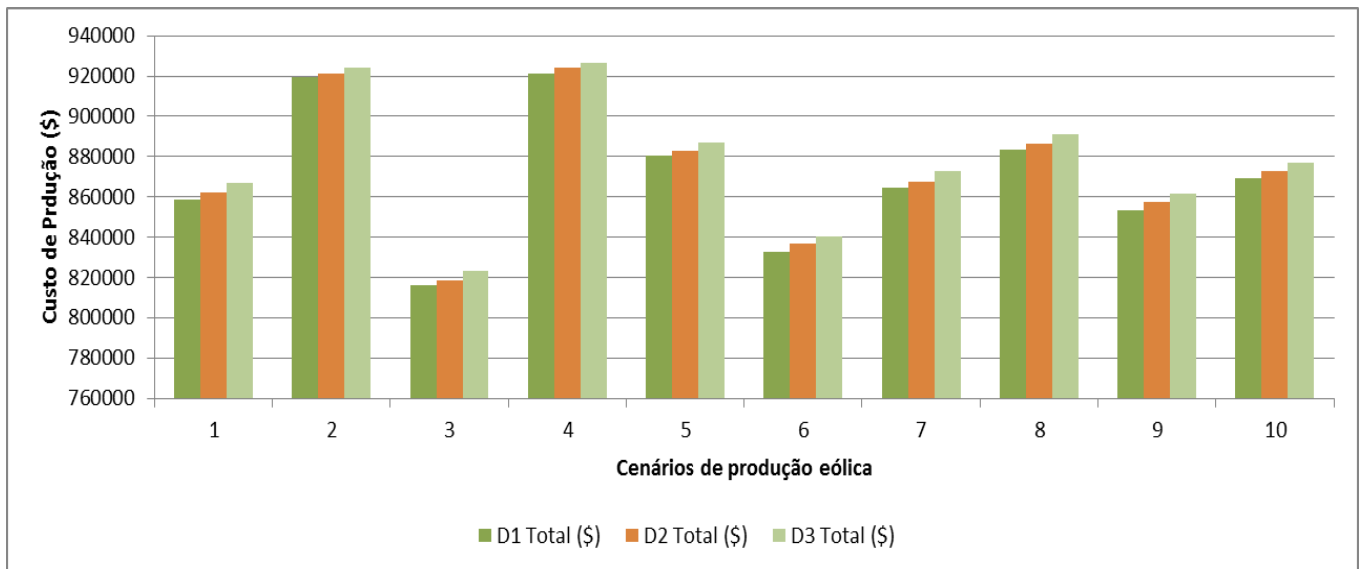


Fig. 5.3 - Custo de produção de cada cenário considerando diferentes níveis de reserva girante

Fazendo uma análise dos custos de produção para cada cenário de produção eólica, nota-se claramente que os cenários de produção eólica 3 e 6 apresentam custo de produção ligeiramente inferior aos restantes cenários considerados. Isto se deve ao fato de estes cenários apresentarem maior taxa de produção eólica, contrariamente aos cenários dois e quatro onde as taxas da produção eólica foram bastantes baixos. Se o único indicador da avaliação de uma solução fosse o custo total de produção, nesta fase os cenários que apresentam menores custos seriam logo escolhidos para a solução final e o problema terminaria aqui, mas decidiu-se analisar as consequências de não ocorrer o cenário escolhido para o escalonamento.

A análise do corte de carga dá ao operador do sistema a hipótese de conhecer os riscos a que ficará sujeito ao escolher qualquer um dos cenários de escalonamento. O risco aqui é traduzido em termos de corte de carga por falta de capacidade de produção. Na operação de um SEE real bem estruturado, o corte de carga devido à incapacidade de produção normalmente não acontece, porque há possibilidade de geradores de arranque rápido entrarem em serviço de modo a satisfazer a carga por completo. Mas optar por esta possibilidade pode ser muito dispendioso se o gerador não tiver sido despachado com antecedência. A tabela 5.10 apresenta os cortes da carga que poderão acontecer nas simulações D1, D2 e D3, caso ocorra um cenário que não o escolhido para o escalonamento e despacho dos geradores.

Tabela 5.10- Corte de carga

Alternativas	Cenários																													
	cen 1			Cen 2			cen 3			cen 4			cen 5			cen 6			cen 7			cen 8			cen 9			cen 10		
	D1	D2	D3	D1	D2	D3	D1	D2	D3	D1	D2	D3	D1	D2	D3	D1	D2	D3	D1	D2	D3	D1	D2	D3	D1	D2	D3	D1	D2	D3
Cen 1	0	0	0	644	438	233	20	0	0	1191	756	470	135	29	0	0	0	0	0	0	150	38	0	0	0	0	0	6	0	0
Cen 2	0	0	0	0	0	0	53	0	0	362	222	82	118	45	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cen 3	0	0	0	1870	1015	373	0	0	0	1688	1179	749	742	468	298	270	270	109	182	0	0	475	9	0	389	187	90	130	0	0
Cen 4	0	0	0	796	521	308	32	0	0	0	0	0	14	0	0	0	0	0	70	0	0	60	0	0	33	0	0	17	0	0
Cen 5	0	0	0	1558	1006	513	28	0	0	1382	865	445	0	0	0	0	0	0	381	188	51	593	215	0	0	0	0	244	47	0
Cen 6	0	0	0	1362	805	382	166	53	28	1973	1227	781	753	541	417	0	0	0	328	65	0	613	147	1	117	17	0	253	60	0
Cen 7	0	0	0	363	141	43	0	0	0	999	587	227	197	88	26	21	21	0	0	0	0	0	0	66	2	0	0	0	0	0
Cen 8	0	0	0	338	166	58	0	0	0	217	78	7	104	4	0	41	41	0	0	0	0	0	0	89	23	0	0	0	0	
Cen 9	0	0	0	1258	807	391	0	0	0	1437	867	421	117	58	0	0	0	0	313	127	0	406	108	0	0	0	0	162	0	0
Cen 10	0	0	0	488	275	81	0	0	0	681	301	99	74	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Como era de esperar, os cenários que apresentarem menor custo de operação, ou seja, os cenários com maior taxa de produção eólica oferecem um risco muito mais elevado ao operador do sistema, caso sejam escolhidos para a solução do problema. Nada impede o operador do sistema de optar por aquele cenário que simplesmente apresente menores custos, mas seria muito arriscado operar o sistema sob condição de muita incerteza na produção.

Neste estudo, é feita a análise da influência dos níveis de reserva na solução do problema de escalonamento dos geradores. Analisando a figura 5.3, pode-se notar que na simulação D1, onde não é considerada a reserva girante adicional para a energia eólica, o custo de produção em todos os cenários de produção eólica é pouco mais de 0.5% inferior aos custos de produção na simulação D3, onde é considerado o nível de reserva girante adicional de 20%. Quanto ao corte de carga, os resultados apresentados na tabela 5.10 mostram que a possibilidade de haver corte de carga na simulação D1 é substancialmente maior do que na simulação D3.

Na operação de decisão no SEE os primeiros requisitos a serem levados em conta são a segurança e a fiabilidade do sistema. Depois vêm os requisitos de otimização das operações. Posto isto, devido à incerteza e volatilidade da energia eólica, para-se manter o mesmo nível de segurança na operação do SEE, é necessário dispor de mais capacidade de reserva girante, embora o aumento da capacidade de reserva girante faça aumentar os custos de produção. Sendo assim, a simulação D3 mostra ser a mais adequada para a formulação determinística do problema levando em consideração vários cenários de produção Eólica.

Até este ponto ficou claro que fazer o escalonamento de produção com mais reserva girante, faz aumentar a segurança do sistema e também o custo de produção, mas o aumento de custo não é linear ao aumento da segurança. Ou seja, ao aumentar o custo de produção em por exemplo 1%, devido ao aumento da reserva girante, a segurança do sistema pode aumentar até 20%.

As próximas análises nesta secção serão feitas para a simulação D3, onde se irá determinar o melhor cenário de escalonamento aplicando a função de avaliação de uma solução, dada pela equação (4.19).

A determinação do melhor cenário de escalonamento depende do valor de F_s , que por sua vez depende dos valores do custo de produção de cada cenário, da probabilidade de ocorrência do cenário, da carga total que pode ser cortada na escolha do cenário e por último do parâmetro α que é dado pelo operador do sistema, e que representa o custo por megawatt-hora de carga que foi cortada. A função F_s , descrita anteriormente na equação (4.19) é dada por:

$$F_s = CO_s^{Total} + \alpha \cdot C_s^{carg_Max} \forall s \in S$$

É definido que para cada megawatt-hora de carga não servida o custo será de \$ 5000 , este será o valor de α . Na tabela 5.11 são apresentados os dois valores dos indicadores obtidos na simulação D3 para o cálculo da função F_s

Tabela 5.11 - Indicadores de avaliação das soluções de escalonamento

Cenário	Custo Operação (MW)	Corte Carga (MW)	Fs (\$)
1	867144	703	4382144
2	924284	85	1349284
3	823489	1618	8913489
4	926721	308	2466721
5	886927	1009	5931927
6	840299	1609	8885299
7	872672	297	2357672
8	891344	65	1216344
9	861844	812	4921844
10	877207	180	1777207

O cenário cinco, embora com maior probabilidade de ocorrência, não será selecionado para a solução final, visto que ao escolher este cenário haverá muitas situações de corte de carga. Entre estes dez cenários, o cenário oito é o que apresenta menos corte de carga, e o custo de operação dentro da média dos custos dos cenários. Portanto a função F_s para este cenário é inferior a todos os restantes cenários. Logo o cenário oito será escolhido para a solução final do problema. O valor da carga que

poderá ser cortada é reduzido e poderá ser facilmente compensada com a reserva girante disponível.

Para o cenário escolhido é feito o escalonamento final dos geradores. A solução do escalonamento e do despacho económico é apresentada nas figuras 5.5 e 5.6. O gráfico da figura 5.4, ilustra o preenchimento do diagrama de carga feito pelas fontes de produção disponível no sistema. A base do diagrama de carga é preenchida pela produção eólica e a produção térmica ocupa os patamares seguintes. Neste diagrama de carga a energia eólica teve uma penetração de cerca de 20% da produção total.

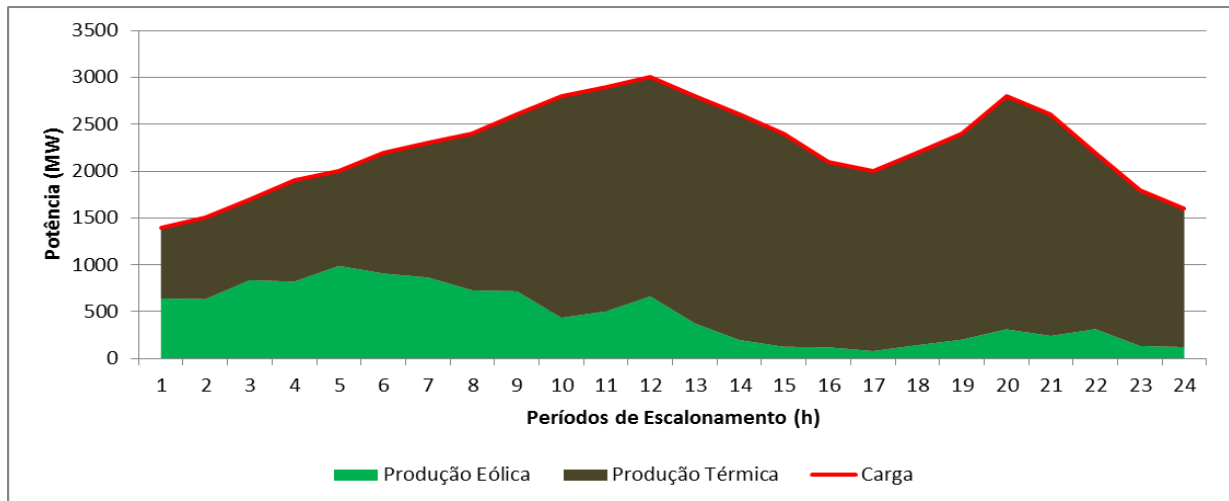


Fig. 5.4 - Preenchimento do diagrama de carga pelas fontes de produção existentes no sistema de teste

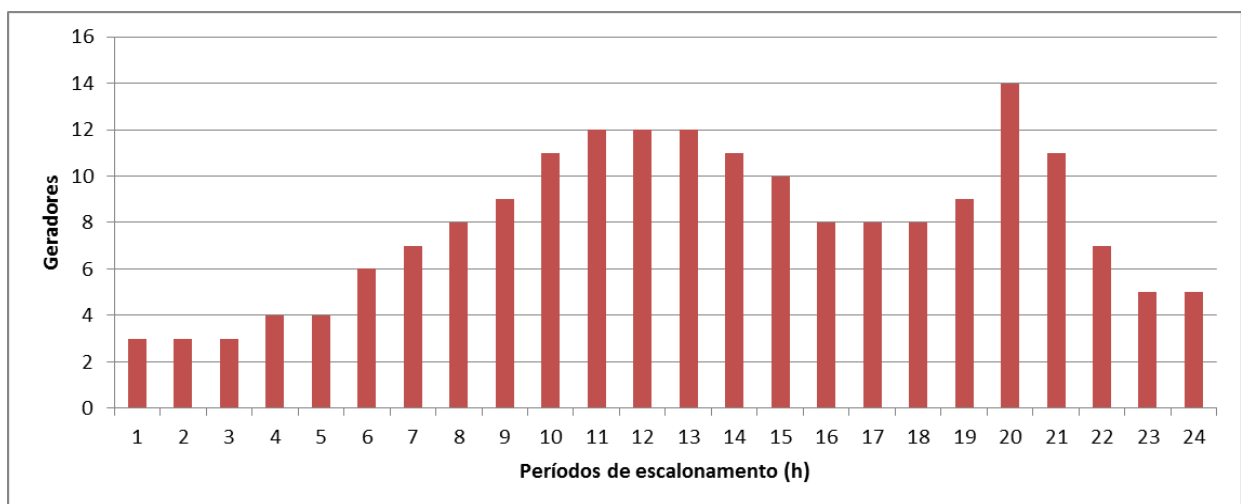


Fig. 5.5 - Número de geradores ligados a cada período de escalonamento

O pico da carga para o escalonamento feito é registada no período doze, mas houve mais geradores escalonados no período vinte, onde ocorre o segundo pico da carga, porque neste período a produção eólica baixou em relação ao período doze.

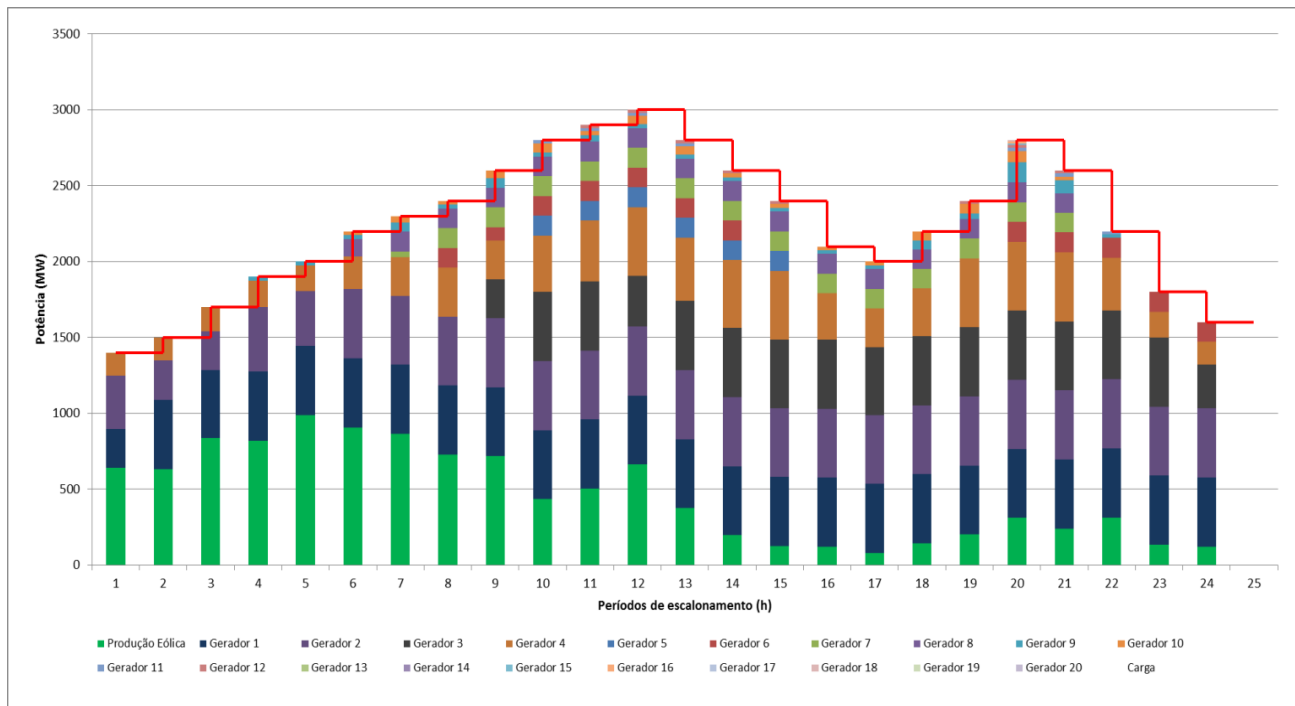


Fig. 5.6 - Despacho económicos dos geradores escalonados

Durante todo o horizonte de planeamento, os geradores de maior potência permaneceram ligados, enquanto os geradores de menor potência são ligados com muita frequência para cobrir os picos de carga. Os geradores de grande capacidade normalmente só serão desligados para ações de manutenção, isto porque são usados em centrais de base e também é economicamente inviável liga-las com frequência devido aos altos custos associados ao arranque.

5.2.5 Resultados obtidos nas simulações E1 E2 e E3

As simulações E1, E2 e E3 correspondem às simulações do modelo estocástico, em que o problema é resolvido para níveis de reserva girante para a produção eólica de 0%, 10% e 20% do valor da produção eólica prevista e 10% da reserva girante para a carga.

O modelo estocástico do problema procura encontrar uma boa solução considerando todos os possíveis cenários previstos. A solução do modelo estocástico pode não ser a solução ótima global de um cenário em particular, mas é uma solução muito robusta, porque esta solução atende a qualquer cenário de produção que venha a acontecer. Na tabela 5.12 é apresentada a solução de escalonamento do modelo estocástico de problema, para as simulações E1, E2 e E3.

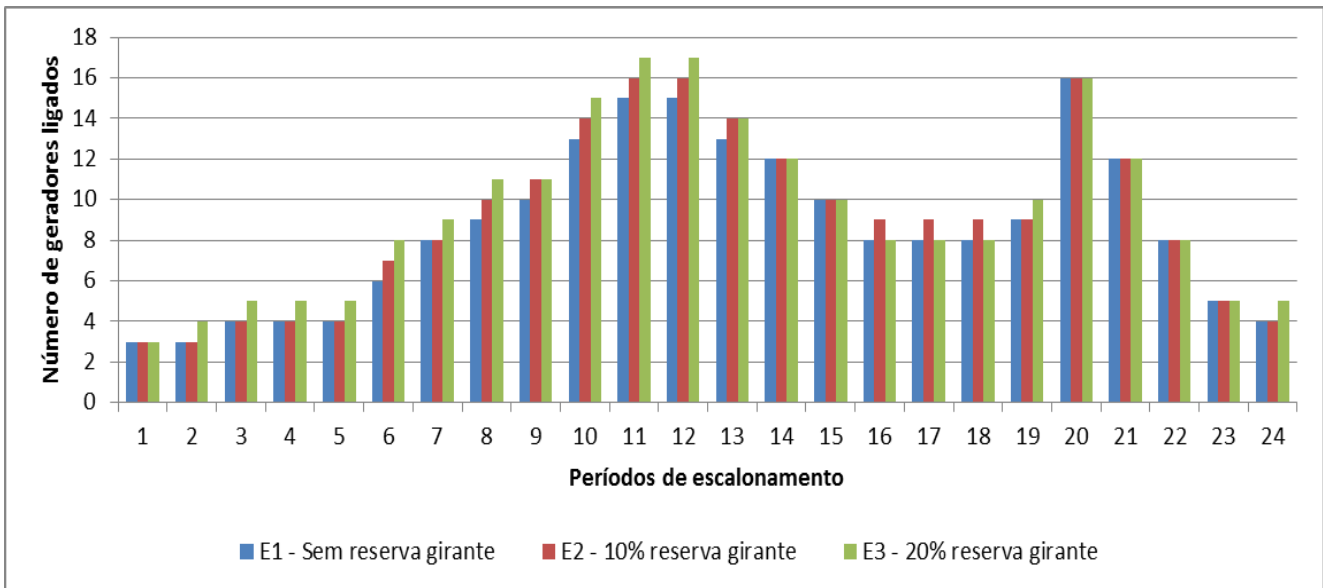


Fig. 5.7 - Número de geradores ligados em cada período para diferentes níveis de reserva girante

Dispondo das soluções de escalonamento dos geradores térmicos para um dado horizonte normalmente de 24 a 72 horas, passa-se para a determinação do despacho económico, que constitui a segunda parte do modelo estocástico do problema. Na determinação do despacho económico são fixados os valores do estado dos geradores em cada período, ou seja, nesta fase já se sabe quais os geradores que vão estar ligados a cada período durante o horizonte de escalonamento, e a produção eólica a considerar no despacho económico é o valor da produção medida nos parques eólicos. No modelo estocástico o despacho económico é efetuado a cada período de planeamento. Neste caso de estudo, o despacho económico é efetuado a cada hora.

O despacho económico da produção consiste basicamente em dividir em cada período a carga pelos geradores ligados, de forma que o custo de produção seja mais baixo possível. Cada gerador possui uma curva de custo de produção em função da potência que está a fornecer. É economicamente inviável despachar geradores de grande capacidade a funcionar à potência abaixo de 60% da sua capacidade máxima, devido à parcela fixa do custo de produção que não depende da potência que o grupo está a fornecer. O que acontece na realidade é que os geradores de grande capacidade (por exemplo, geradores das grandes centrais térmicas a carvão) são despachados ao limite máximo e os picos de carga são cobertos com produção vinda de geradores a fuel ou produção hídrica. No gráfico da figura 5.8 é apresentado o despacho económico dos geradores térmicos feito para as simulações E1, E2 e E3.

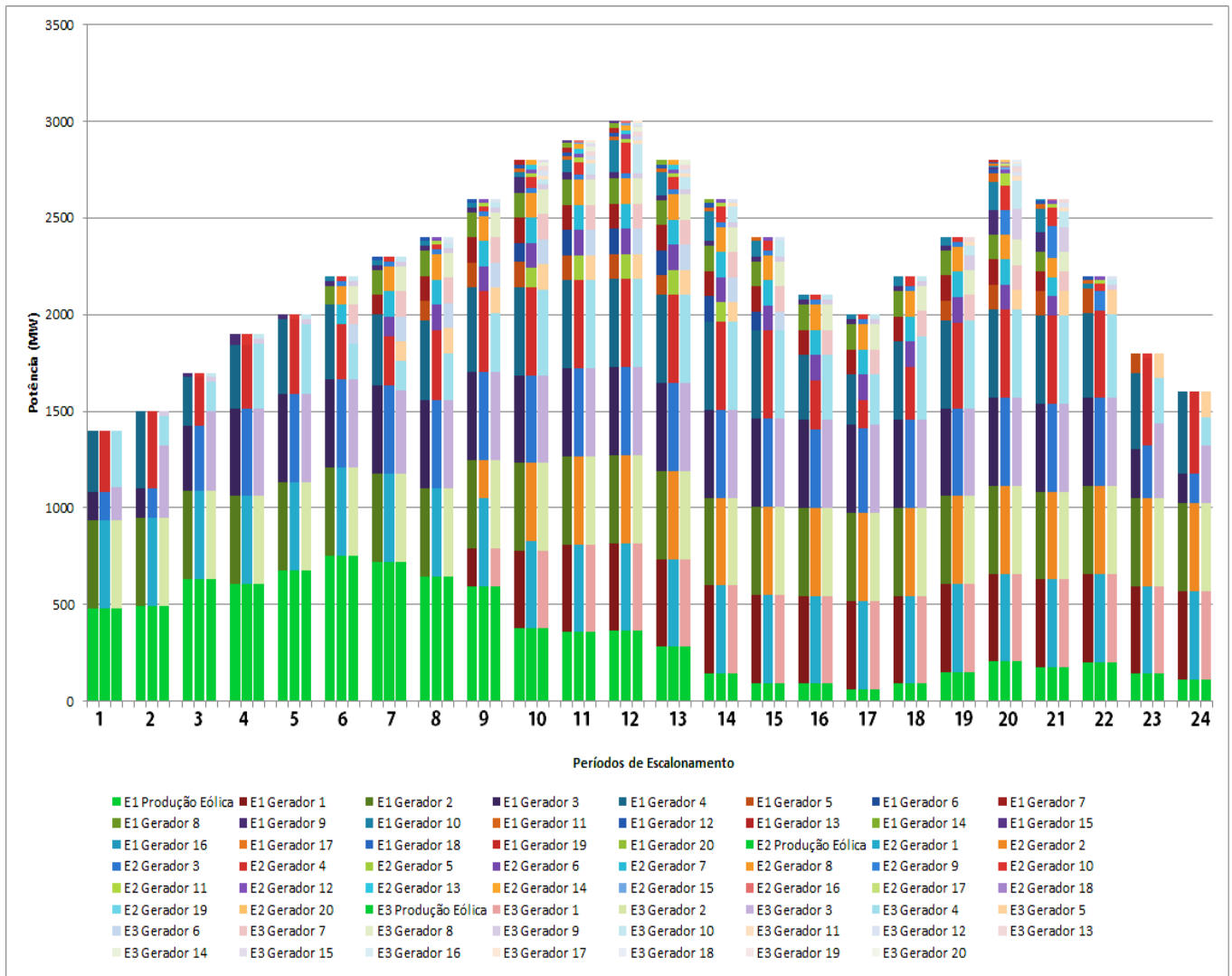


Fig. 5.8 - Despacho económico dos geradores térmicos escalonados para as simulações E1, E2 e E3.

Nesta tese é assumido que a produção eólica não é despachada, o que acontece em Portugal e muitos outros países da Europa, ocupando assim a base do diagrama de carga. Um fato curioso é que normalmente regista-se maior produção eólica à noite, períodos em que o consumo de energia é muito baixo. Este fato, do ponto de vista do operador do sistema, não é nada desejável porque em dias em que a produção eólica seja muito elevada nas horas de baixo consumo, a fim de não desperdiçar esta produção, muitas vezes são desligados geradores de grande capacidade o que pode colocar o sistema em risco devido à natureza volátil da produção eólica. Sendo assim muitas vezes é preferível desperdiçar a produção eólica em vez de desligar certos geradores.

A fim de perceber de que forma os níveis de reserva girante influenciam o custo total de produção no modelo estocástico do problema de escalonamento, foram efetuadas simulações com níveis e reserva eólica de 0% a 30% da produção prevista, com intervalos de 5%. O gráfico da figura 5.9 apresenta os resultados dos custos totais de produção obtidos nestas simulações.

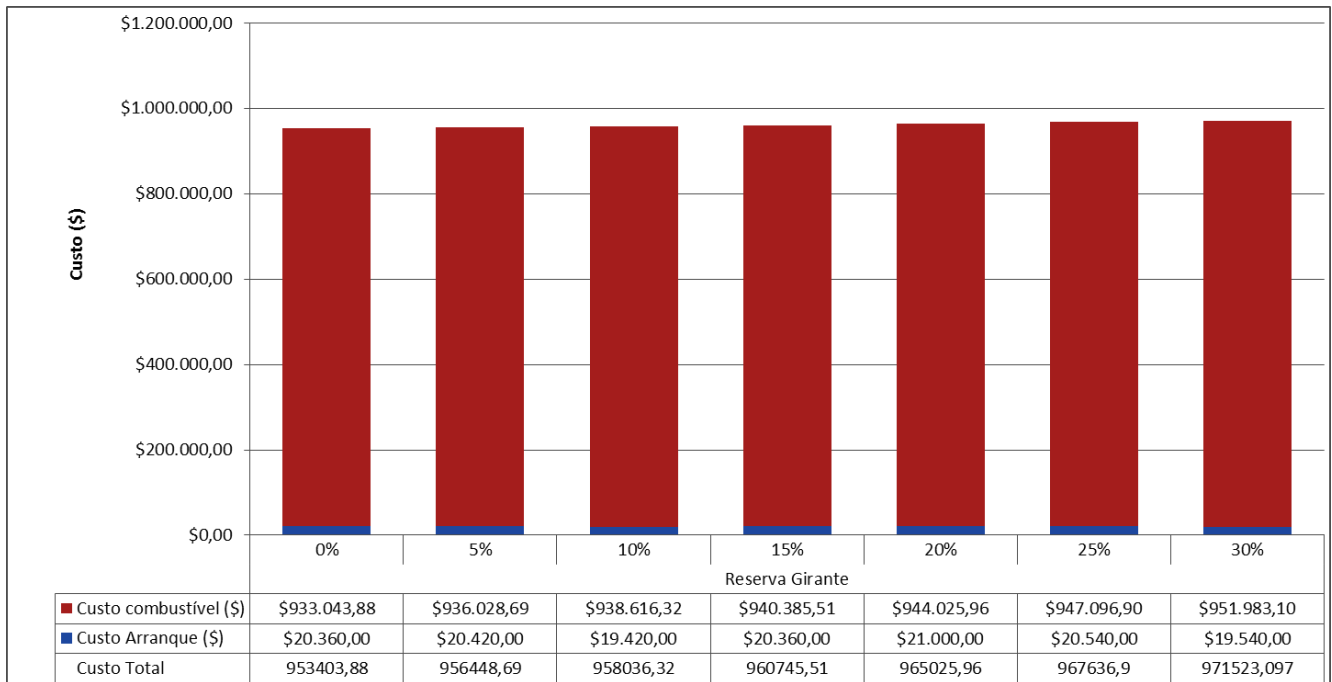


Fig. 5.9 - Custo de produção para diferentes níveis de reserva girante

Os resultados obtidos para diferentes níveis de reserva girante são suficientes para concluir que o aumento do custo de produção aumenta linearmente como aumento do nível da reserva girante, mas esse aumento não é proporcional ao aumento do nível da reserva girante. Nas simulações feitas, o aumento de 30% do nível da reserva girante corresponde a um aumento de 2% do custo total de produção. Isto deve-se ao fato de os geradores escalonados a fim de garantir a reserva girante requerida possuírem baixos custos fixos de produção e neste contexto serem despachados para a mínima potência.

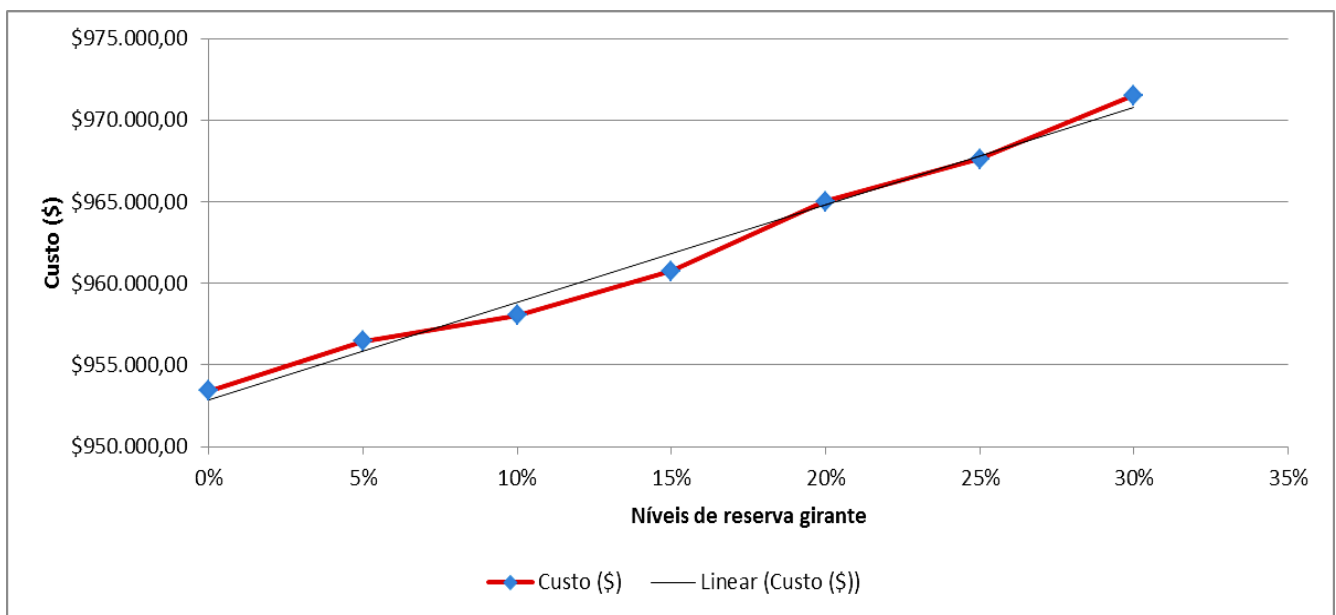


Fig. 5.10 - Linearidade entre o aumento do nível de reserva girante e o custo total de produção

5.2.6 Comparação entre o modelo determinístico e estocástico

A comparação entre os dois modelos de escalonamento dos geradores térmicos com integração da produção eólica propostos nesta tese é feita analisando o número de geradores escalonados a cada período, custo total de produção e também é feita a análise da reserva girante disponível por período de escalonamento.

Para comparação são analisadas as soluções das simulações D3 e E3, correspondentes às simulações com níveis de reserva girante requerida de 20% da produção eólica. Na simulação D3 será levada em conta a solução do cenário de produção eólica oito, uma vez que foi este cenário escolhido para a solução final do problema.

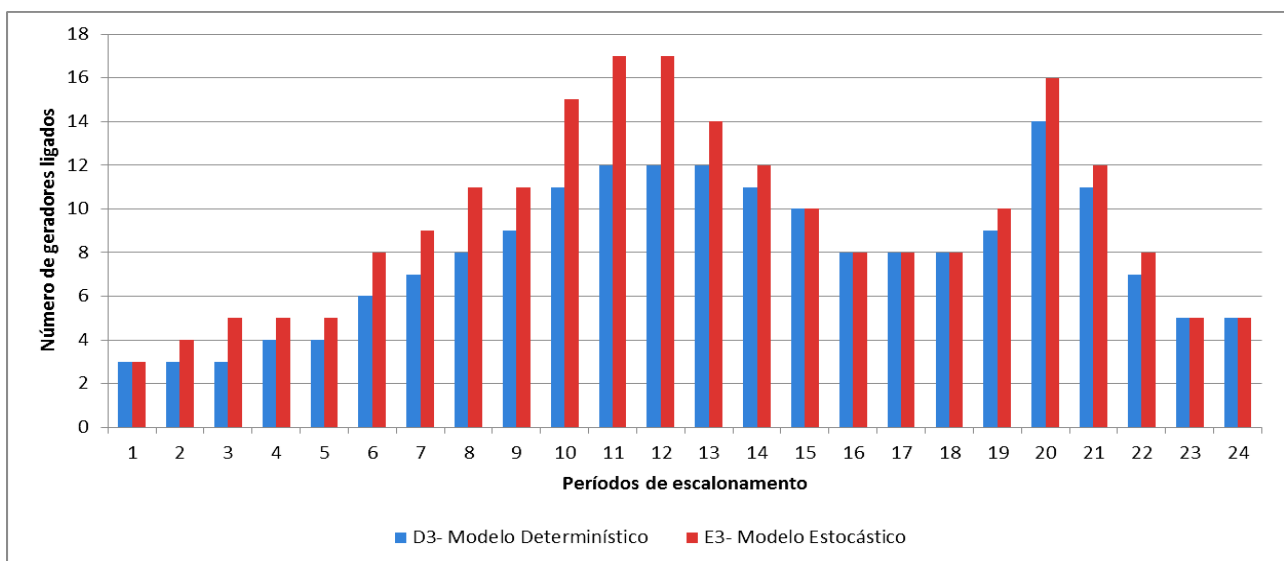


Fig. 5.11 - Número de geradores ligados em cada período de escalonamento

Analisando o gráfico da figura 5.11 vê-se claramente que na simulação E3 há mais geradores ligados em praticamente todos os períodos de escalonamento. Este resultado não é uma surpresa, porque, no modelo estocástico, o problema é formulado de forma que a solução de escalonamento dos geradores térmicos garanta uma capacidade de produção suficiente de forma a atender a qualquer cenário de produção eólica que venha a acontecer. De forma a garantir a capacidade de produção para qualquer cenário de produção eólica, é essencial operar o sistema com níveis de reserva girante considerável. O gráfico da figura 5.12 apresenta os níveis de reserva girante disponível em cada período de escalonamento para os valores reais da produção eólica. Para o mesmo valor da produção eólica no modelo estocástico o sistema opera com mais reserva girante do que o modelo determinístico, fazendo com que as soluções de escalonamento do modelo estocástico sejam mais robustas do que as soluções do modelo determinístico. Para o valor real da produção eólica a solução de escalonamento da simulação D3 conseguiu satisfazer os requisitos da reserva girante ao limite

mínimo. Ou seja, em praticamente todos os períodos a reserva girante disponível foi igual à reserva girante requerida. É motivo para afirmar que se a produção eólica real fosse 10% abaixo deste valor podíamos ter situações de corte de carga por falta de capacidade de produção. A reserva girante disponível na solução da simulação E3 foi praticamente sempre superior à reserva girante requerida, destacando períodos em que este valor atinge praticamente o dobro do valor mínimo exigido. Desta forma, mesmo que a produção eólica real fosse bem abaixo deste valor medido, a solução da simulação E3 daria a garantia de capacidade de produção sem que haja qualquer corte de carga.

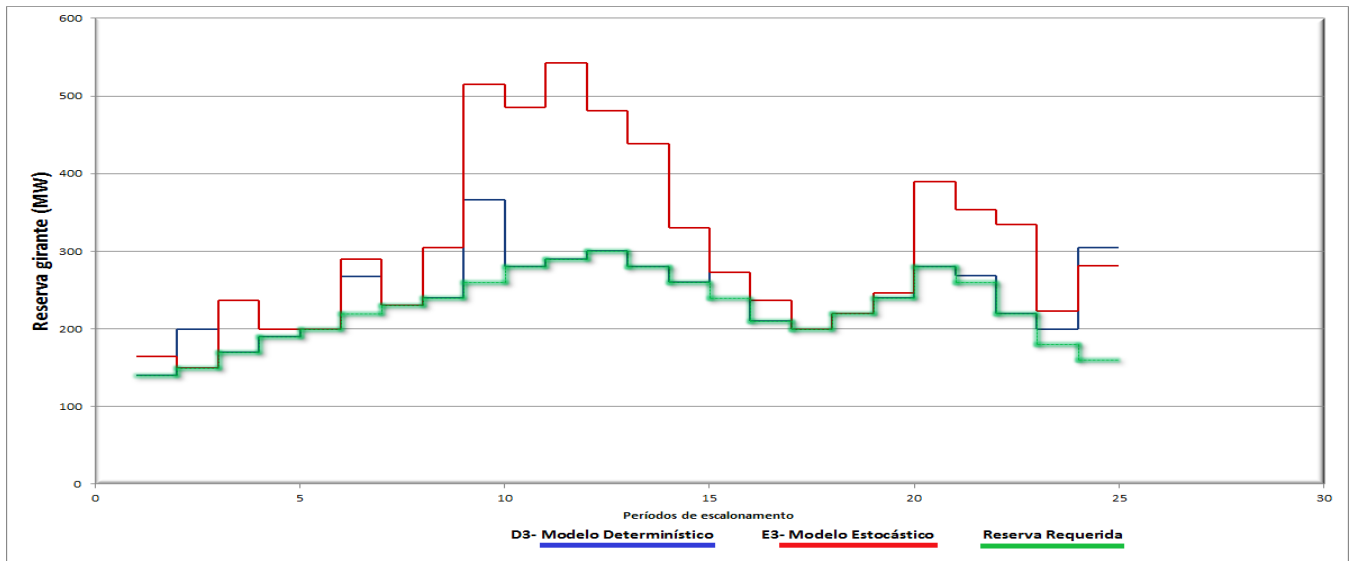


Fig. 5.12 - Reserva girante disponível para os dois modelos do problema

Quanto ao custo total de operação o modelo estocástico apresenta maiores custos porque, neste modelo são escalonados mais geradores a fim garantir maior capacidade de reserva girante e o aumento da reserva girante implica aumentar o custo de operação.

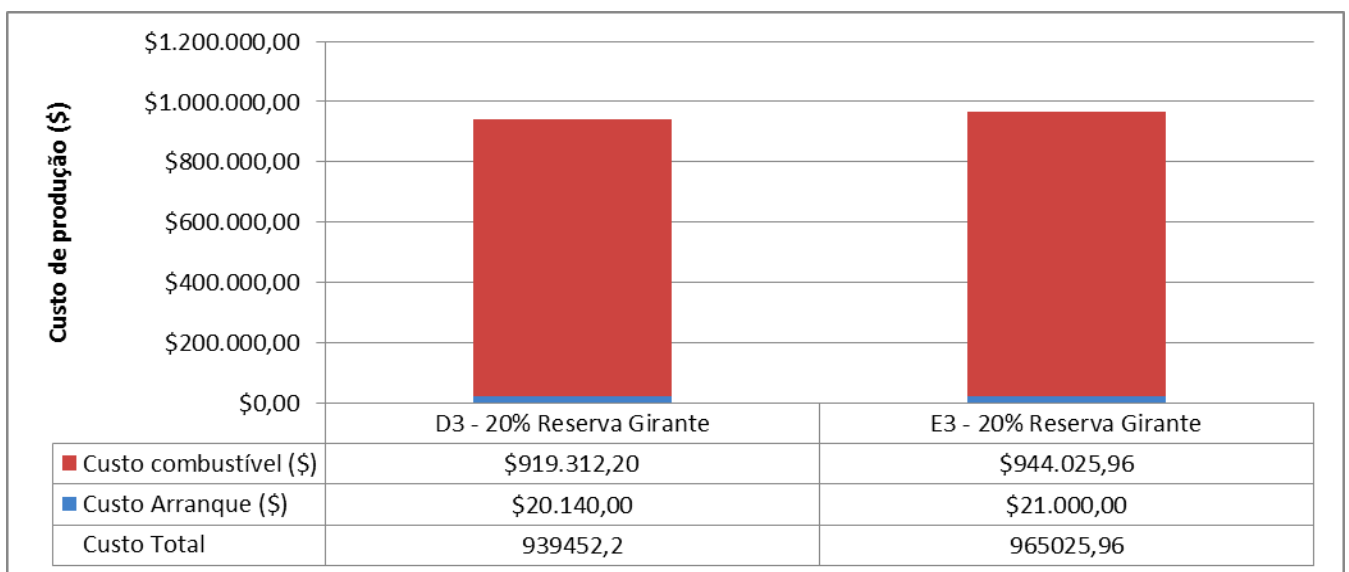


Fig. 5.13 - Custo de Produção para as duas metodologias de escalonamento

Capítulo 6

Conclusões

6.1 Conclusões Gerais

Este trabalho de dissertação passou pelo desenvolvimento de metodologia de otimização exata para encontrar soluções de escalonamento de um dado sistema elétrico com alto nível de penetração de produção eólica. Foram propostas e testadas dois modelos de formulação do problema de escalonamento de geradores térmicos para lidar com as incertezas da produção eólica. Em ambos os modelos as incertezas da produção eólica foram dadas em forma de cenários de produção com dada probabilidade de ocorrência. No primeiro modelo o problema foi formulado como um problema de otimização estocástico. Nesta formulação todos os cenários de produção eólica foram levados em consideração no processo de otimização. No segundo modelo o problema foi formulado como um problema de otimização determinística. Nesta formulação o escalonamento foi feito para cada cenário de produção eólica e no fim determina-se a melhor solução por meio de indicadores de avaliação.

No primeiro caso de estudo foi analisado um modelo de otimização baseado em programação inteira mista a fim de comparar as soluções obtidas com as soluções encontradas por outras metodologias propostas na literatura. Nesta primeira análise a otimização foi efetuada para sistemas puramente térmicas. As soluções encontradas foram bastante satisfatórias porque o modelo utilizado foi capaz de conciliar baixo esforço computacional com uma solução de alta qualidade para sistema de grande dimensão.

No segundo caso de estudo foi acrescentado ao problema a produção eólica. Foram feitas simulações para ambas as metodologias de otimização propostas, simulações estas para diferentes níveis de reserva girante com o propósito de analisar a influência dos níveis de reserva na solução do problema.

As soluções encontradas foram suficientes para concluir que a alta participação da energia eólica na matriz da produção põe em causa a segurança e garantia de produção devido à característica volátil e intermitente da produção eólica. Uma vez que a energia elétrica não pode ser armazenada na sua forma acabada, a melhor estratégia até agora para atenuar os efeitos negativos da alta participação da energia eólica na matriz da produção, é dispor de capacidade de reserva girante suficiente capaz de compensar

os erros de previsão.

O modelo estocástico de formulação do problema de escalonamento de produção com integração da energia eólica apresenta soluções bastante aceitáveis para lidar com as incertezas da produção eólica. Estas soluções oferecem garantia da capacidade de produção para qualquer cenário de produção eólica que venha a ocorrer. É de frisar que cenários com probabilidades de ocorrência muito baixa, por exemplo, cenários com probabilidade abaixo de 1% não são considerados na resolução do problema. O modelo determinístico de formulação do problema, embora que apresente uma solução com menor custo total de operação, é pouco flexível a altos erros de previsão da energia eólica, ou seja, se a produção eólica real for um pouco abaixo do cenário considerado para o escalonamento dos geradores, podemos ter facilmente situações de perdas de carga devido à falta de reserva girante.

Aumentar a capacidade de reserva girante implica aumentar os custos de operação, mas é essencial dispor de altos níveis de reserva girante a fim de garantir a capacidade de produção para evitar situações de corte de carga por falta de capacidade de produção.

Para concluir, o modelo estocástico mostrou ser capaz de oferecer a garantia total de capacidade de produção para qualquer cenário de produção eólica que possa ocorrer, evitando desta forma qualquer situação de corte de carga, mas em desvantagem acarreta maiores custos de produção. Optar pelo modelo estocástico ou determinístico fica ao critério do operador do sistema, uma vez que é ele quem decide se a exploração do sistema irá ser efetuada ao menor custo, mas com pouca segurança na produção ou se esta exploração irá ser efetuada a um custo ligeiramente superior, mas dispondo de segurança máxima na produção e satisfação da procura.

6.2 Trabalhos Futuros

Como trabalho futuro pretende-se alargar o método proposto aqui para lidar com sistemas elétricos de tamanho real. Neste caso, alguns aspetos relevantes, tais como restrições detalhadas da rede de transporte e o preço de mercado de energia serão considerados.

Seria interessante estudar sistemas com produção feita por fontes térmicas, eólicas e hídricas, permitindo assim explorar a possibilidade de utilização da eólica para bombagem de água de albufeiras em períodos do dia de menor consumo. Isto permitirá uma gestão mais eficiente de recursos.

Outro aspeto importante seria dotar o modelo de uma interface gráfica com o utilizador. Esta interface gráfica teria como principal vantagem a simplificação de um modo geral da utilização do programa implementado.

Referências

- [1] R. E. Nacional, "Caracterização da RNT para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro 2011," Rede Elétrica Nacional, 2012.
- [2] F. M. Barbosa, "Exploração de Sistemas Eléctricos de Energia," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [3] J. Wang, A. Botterud, V. Miranda, C. Monteiro e G. Sheble, "Impact of Wind Power Forecasting on Unit Commitment and Dispatch," 2009. [Online]. Available: <http://www.dis.anl.gov/pubs/65610.pdf>. [Acedido em Julho 2012].
- [4] M. A. Matos, "Introdução ao problema de escalonamento e pré-despacho," Apontamentos para disciplina de Operação do Sistema de Energia, FEUP, Porto, 2007.
- [5] P. K. Singhal e R. N. Sharma, "Dynamic Programming Approach for Large Scale Unit Commitment Problem," em *Communication Systems and Network Technologies*, 3-5 June 2011.
- [6] J. L. M. Meirinhos, "Escalonamento e Pré-Despacho incluindo Produção Eólica," Dissertação de Mestrado, FEUP, 2010.
- [7] I. C. d. S. Junior, "Planeamento Da Operação De Sistemas Termoeléctricos Utilizando Análise De Sensibilidade Associada A Procedimentos Heurísticos," Dissertação de Doutoramento em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- [8] M. L. Fisher, "The Lagrangian Relaxation Method for Solving Integer Programming Problems," *Management Science*, vol. 50, n.º 4, pp. 1861-1871, Dezembro 2004.
- [9] J. Douglas e H. H. Rachford, "On The Numerical Solution of Heat Conduction Problems in Two and Three Variables," *Transactions of the American Mathematical Society*, vol. 82, n.º 2, pp. 421-439, Julho 1956.
- [10] A. I. Cohen, "A Branch-and-Bound Algorithm for Unit Commitment," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 102, n.º 2, pp. 444 - 451, Fevereiro 1983.
- [11] A. Viana e J. P. Pedroso, "A new MILP-based approach for unit commitment in power production planning," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 44, pp. 997-1005, 2011.
- [12] A. M. M. d. M. G. Viana, "Metaheuristics for the Unit Commitment Problem The Constraint Oriented Neighbourhoods Search Strategy," Tese de Doutoramento, Universidade do Porto, 2004.
- [13] "World Wind Energy Conference," em *World Wind Energy Conference & Renewable Energy Exhibition*, Cairo, Egipto, 31 de Outubro - 2 de Novembro de 2011.
- [14] T. F. F. d. Santos, "Previsão de Potência Eólica com base em Modelos de Prospeção de Similaridade

Histórica,” Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, FEUP, 2009.

- [15] C. Monteiro, H. Keko, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang e G. Conzelmann, “A Quick Guide to Wind Power Forecasting: State-of-the-Arte 2009,” 2009. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge>. [Acedido em Setembro 2012].
- [16] B. C. Ummels, M. Gibescu, E. Pelgrum e M. Wil L. Kling, “Impacts of Wind Power on Thermal Generation Unit Commitment and Dispatch,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, n.º 1, Março 2007.
- [17] J. Juban, L. Fugon e G. Kariniotakis, “Uncertainty Estimation of Wind Power Forecasts Comparison of Probabilistic Modelling Approaches,” em *European Wind Energy Conference & Exhibition EWEC 2008*, Bruxelas: Bélgica, 31 Março-03 Abril de 2008.
- [18] P. Pinson, H. Madsen, H. Nielsen, G. Papaefthymiou e B. Kloel, “From probabilistic forecasts to statistical scenarios of short-term wind power production,” *Wind Energy*, vol. 12, n.º 1, pp. 51-52, Janeiro 2009.
- [19] A. Botterud, Z. Zhou, J. Wang, R. Bessa, H. Keko, J. Mendes, J. Sumaili e V. Miranda, “Use of Wind Power Forecasting in Operational Decisions,” 2011.
- [20] B. Venkatesh, P. Yu, H. B. Gooi e D. Choling, “Fuzzy MILP Unit Commitment Incorporating Wind Generators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n.º 4, pp. 1738 - 1746, Novembro 2008.
- [21] J. Xie, R. Fu, R. Fu, P. Du e M. Zhang, “Wind-Thermal Unit Commitment with Mixed-Integer Linear EENS and EEES Formulations,” em *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 6 -9 Julho 2011.
- [22] A. Tuohy e Mech, “Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, n.º 2, pp. 592- 601, Maio 2009.
- [23] IBM, “IBM ILOG CPLEX Optimization Studio CPLEX User's Manual Version 12,” 2011.
- [24] “IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Comprehensive toolkit for developing optimization-based analytical decision support applications,” [Online]. Available: <http://www-01.ibm.com/software/integration/optimization/cplex-optimization-studio/>. [Acedido em Setembro 2012].
- [25] A. Viana, J. P. Sousa e M. Matos, “Fast solutions for UC problems by a new metaheuristic approach,” vol. 78, n.º 8, p. 1385–1395, Agosto 2008.
- [26] J. Valenzuela e A. E. Smith, “A Seeded Memetic Algorithm for Large Unit Commitment Problems,” *Journal of Heuristics*, vol. 8, n.º 2, pp. 173-195, Março 2002.
- [27] H. H. BALCI e J. F. VALENZUELA, “Scheduling Electric Power Generators Using Particle Swarm Optimization Combined With The Lagrangian Relaxation Method,” *Int. J. Appl. Math. Comput. Sci*, vol. 14, n.º No. 3, pp. 411-421, 2004.

- [28] S. Kazarlis, A. Bakirtzis e V. Petridis, "A GENETIC ALGORITHM SOLUTION TO THE UNIT COMMITMENT PROBLEM," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n.º Nº 1, Fevereiro 1996.
- [29] "ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos," ERSE, [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/rotulagemenergetica/pre/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 20 Outubro 2012].

