



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Planeamento de Curto Prazo de Sistemas de Energia Solar Usando Técnicas de Otimização Robusta

Hugo Alexandre Fernandes dos Santos e Silva
(Licenciado)

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica

Orientadores:

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes
Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho

Júri:

Presidente:

Doutor José Manuel do Valle Cardoso Igreja

Vogais:

Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho
Doutor Carlos Manuel Pereira Cabrita

Dezembro de 2014

Dissertação realizada sob orientação de
Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes
e sob coorientação de
Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho

Respetivamente, Professor coordenador com Agregação do
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Automação do
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Investigador do Centro de Sistemas Inteligentes do
Instituto de Engenharia Mecânica da
UNIVERSIDADE DE LISBOA

Aos meus Pais

Resumo

Esta dissertação aborda o problema de planeamento de curto prazo de sistemas de aproveitamento de energia solar por central de concentração solar térmica. O objetivo desta abordagem é o de propor uma nova metodologia baseada em programação linear inteira mista e otimização robusta para resolver o problema de planeamento, de forma a maximizar o lucro inerente à exploração da central de concentração solar térmica, através da otimização da produção de energia elétrica em ambiente de mercado. Para melhorar a produtividade operacional da central de concentração solar térmica durante períodos de ausência de radiação solar, sistemas de armazenamento de energia e de ‘backup’ são considerados na abordagem ao planeamento. O problema envolve o tratamento de três considerações fundamentais que justificam a necessidade de utilização da nova metodologia. As considerações respeitam à formalização de: i) restrições de rampa; ii) custos variáveis e custos de arranque do sistema de ‘backup’; iii) restrições de emissões poluentes do sistema de ‘backup’. A necessidade destas considerações advém da mitigação indispensável de desgastes de equipamentos envolvidos na produção de energia elétrica. Assim, é possível diminuir os custos de manutenção e aumentar o tempo de vida útil dos equipamentos. O problema de planeamento é formulado recorrendo ao uso de variáveis binárias, que permitem modelizar os estados discretos de funcionamento da central. Adicionalmente, a incerteza na potência térmica associada com a conversão energética proveniente do campo solar é modelizada através de um intervalo de previsão, permitindo a utilização da técnica de otimização robusta, sendo o coeficiente de robustez predominante nesta técnica de otimização utilizado para controlar o nível de conservadorismo da solução alcançada e para garantir uma solução admissível para o pior caso associado com a incerteza modelizada. Para comprovar a proficiência da metodologia proposta são utilizados casos de estudo realísticos para concluir sobre o desempenho da nova metodologia.

Palavras-chave

Concentração solar térmica

Energia solar

Otimização robusta

Programação linear inteira mista

Sistema de 'backup'

Sistema de armazenamento de energia

Abstract

This dissertation addresses the problem of short-term planning of systems exploiting solar energy by a concentrating solar power plant. The objective of this addressing is to propose a new methodology based on mixed integer linear programming and robust optimization to solve the planning problem in order to maximize the profit inherent to the operation of a concentration solar plant, by optimizing the production of electrical energy in the market environment. To improve the operational productivity of concentration solar plant during periods of no solar radiation, energy storage and 'backup' systems are considered in the planning. The problem involves the treatment of three fundamental considerations that justify the need for the new methodology. The considerations are related to the formalization of: i) ramp constraints; ii) variable costs and start-up costs of the 'backup' system; iii) constraints on emissions from the 'backup' system. The need for these considerations come the necessary mitigation of wear on equipments involved in the production of electricity. So, reducing maintenance costs and increasing the useful life of equipments are achievable. The planning problem is formulated using binary variables, which allow modeling the discrete states of operation status of the plant. Additionally, the uncertainty of the thermal power associated with the energy conversion from the solar field is modeled through a prediction interval, allowing the use of robust optimization technique, being the predominant factor in this technique used to control the level of conservatism of the solution reached and to ensure a feasible solution for the worst case associated with the modeled uncertainty. To prove the proficiency of the proposed methodology study of realistic cases are used to conclude about the performance of the new methodology.

Keywords

Concentrated solar power

Solar energy

Robust optimization

Mixed-integer linear programming

Backup system

Thermal storage system

Agradecimentos

Ao Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor-coordenador com Agregação no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, responsável como orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento pela sua disponibilidade, pelas palavras de apoio e amizade.

Ao Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho, Investigador no Centro de Sistemas Inteligentes do Instituto de Engenharia Mecânica da Universidade de Lisboa, responsável como orientador em regime de coorientação científica, desejo expressar o meu agradecimento pela sua constante atitude positiva durante a execução deste trabalho e pela orientação competente, sincera e interessada, pela sua disponibilidade constante, apoio e amizade.

Uma palavra especial também para a minha família, sobretudo para os meus Pais, pelo incentivo e pelo apoio.

Aos meus amigos Fernando Martins, Paula Martins, João Caninhas, Patrícia Caninhas, Dora Canelas, José Almeida, Alice Castro, Filipa Ferreira, Marta Pires, Raquel Folgado, Susana Dias e Mónica Fajardo, desejo expressar o meu agradecimento pelo apoio e amizade.

A todos aqueles que em diversas ocasiões e por diferentes motivos me acompanharam e motivaram durante todo este último percurso académico.

A todos, o meu profundo agradecimento.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento	2
1.2	Motivação	10
1.3	Estado da Arte	14
1.4	Organização do Texto.....	21
1.5	Notação	14
2	Sistemas de Energia Solar Térmica	24
2.1	Radiação Solar	25
2.2	Rendimento Ótico.....	29
2.3	Central de Concentração Solar Térmica.....	33
2.4	Fluido de Transferência de Calor	33
2.5	Armazenamento Térmico	39
2.6	Sistema de ‘ <i>backup</i> ’	43
2.7	Operação da CHCST	48
3	Metodologia de Otimização	50
3.1	Metodologias de Otimização	51
3.2	Programação Linear Inteira Mista	53
3.3	Programação Estocástica	55
3.4	Otimização Robusta.....	61
4	Formulação do Problema.....	64
4.1	Horizonte Temporal.....	65
4.2	Variáveis e Restrições	69
4.3	Função Objetivo	76

5 Casos de Estudo	80
5.1 Casos de Estudo.....	81
5.2 Casos de Estudo – CCST.....	84
5.3 Casos de Estudo – CCST com SAE	88
5.4 Casos de Estudo – CHCST com Sistema de ‘Backup’	93
5.5 Análise de Resultados.....	98
6 Conclusão	100
6.1 Contribuições.....	101
6.2 Direções de Investigação.....	102
Referências Bibliográficas	103
Anexos.....	109

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Potência instalada de energias renováveis em Portugal.....	4
Figura 1.2 - Fases de aproveitamento das energias renováveis em Portugal	4
Figura 1.3 – Disponibilidade de radiação solar na Europa e Portugal	5
Figura 1.4 - Países que mais investem na instalação de CCS.....	6
Figura 1.5 - Diagrama de carga verificado em Espanha no dia 27 de abril de 2014.....	6
Figura 1.6 - Potência associada com a radiação solar global verificada em Évora no ano de 2009	10
Figura 1.7 - Concentradores solares térmicos.....	14
Figura 2.1 - Ângulo de incidência num coletor solar	26
Figura 2.2 - Ângulo de declinação.....	26
Figura 2.3 - Ângulo de zénite e ângulo de altitude solar	28
Figura 2.4 - Perdas óticas no coletor solar.....	29
Figura 2.5 - Perdas por sombras	31
Figura 2.6 - Perdas por fim de coletor solar	31
Figura 2.7 - Concentrador cilíndrico com refletor parabólico.....	33
Figura 2.8 - Concentrador linear com refletor do tipo Fresnel	34
Figura 2.9 - Recetor central de torre.....	35
Figura 2.10 - Concentrador de disco parabólico.....	36
Figura 2.11 - Tanque de armazenamento de energia térmica.....	39
Figura 2.12 - Comportamento de uma CCST com SAE	39
Figura 2.13 - Balanço de energia armazenada no SAE	40
Figura 2.14 - Carga e descarga do SAE.....	42
Figura 2.15 - Comportamento de uma CCST com SAE e sistema de <i>'backup'</i>	43
Figura 2.16 - Função linear por troços para os custos variáveis.....	44
Figura 2.17 - Linearização dos custos de arranque	47
Figura 2.18 - Configuração de uma CHCS.....	48

Figura 3.1 - Classificação dos problemas de programação estocástica.....	56
Figura 3.2 - Estrutura da matriz de restrições para o problema estocástico de dois estados.....	59
Figura 3.3 - Árvore de cenários	59
Figura 3.4 - Variação da incerteza $b_{i,s}$	62
Figura 4.1 - Fases para a conceção de um modelo de otimização.....	66
Figura 4.2 - Fluxograma dos principais procedimentos do problema.	68
Figura 5.1 - Potência térmica média horária gerada pelo CS e respetivos desvios	83
Figura 5.2 - Preço da energia elétrica	83
Figura 5.3 - Comportamento da CCST para $\Gamma_k = 1$	84
Figura 5.4 - Comportamento da CCST para $\Gamma_k = 0,5$	85
Figura 5.5 - Comportamento da CCST para $\Gamma_k = 0$	86
Figura 5.6 - Comportamento da CCST com SAE para $\Gamma_k = 1$	88
Figura 5.7 - Comportamento da Qs para $\Gamma_k = 1$	89
Figura 5.8 - Comportamento da CCST com SAE para $\Gamma_k = 0,5$	90
Figura 5.9 - Comportamento da CCST com SAE para $\Gamma_k = 0$	91
Figura 5.10 - Comportamento da CHCST para $EMS=20Mg$ e $\Gamma_k = 1$	93
Figura 5.11 - Comportamento da CHCST para $EMS=20Mg$ e $\Gamma_k = 0$	94
Figura 5.12 - Comportamento da CHCST para $EMS=0Mg$ e $\Gamma_k = 0$	95
Figura 5.13 - Armazenamento no SAE para $\Gamma_k = 1$	96
Figura 5.14 - Lucro esperado em função de Γ_k e EMS	97
Figura 5.15 - Produtividade operacional sob diferentes configurações, em valor relativo (%) e em valor absoluto (MWh) considerando $\Gamma_k = 0$	98

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Comparação entre as diferentes CCST	37
Tabela 2.2 - Fluidos de transferência de calor utilizados nas CCST	38
Tabela 4.1 - Estado de funcionamento do sistema de <i>'backup'</i>	75
Tabela 5.1 - Características técnicas da CHCST	81
Tabela 5.2 - Custos de arranque do sistema de <i>'backup'</i>	82
Tabela 5.3 - Linearização por troços para os custos variáveis do sistema de <i>'backup'</i>	82
Tabela 5.4 - Linearização por troços para as emissões do sistema de <i>'backup'</i>	82
Tabela 5.5 - Comportamento da CCST variando o valor de Γ	87
Tabela 5.6 - Comportamento da CCST variando o valor de Γ	92

Lista de Siglas

AIE	Agência Internacional de Energia
CCF	Centrais de Combustíveis Fósseis
CCST	Centrais de Concentração Solar Térmicas
CF	Centrais Fotovoltaicas
CHCST	Centrais Híbridas de Concentração Solar Térmicas
CS	Campo Solar
CST	Concentração Solar Térmica
FER	Fontes de Energia Renováveis
FTC	Fluído de Transferência de Calor
GEE	Gases de Efeito de Estufa
PD	Programação Dinâmica
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
RL	Relaxação Lagrangeana
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia

Lista de Símbolos

Índices

k	Índice de períodos horários
n	Índice dos segmentos da função de custos variáveis
r	Índice dos segmentos da função de emissões poluentes
t	Índice dos intervalos da função de custos de arranque

Conjuntos

K	Conjunto de períodos horários
NL	Conjunto dos segmentos da função de custos variáveis
NR	Conjunto dos segmentos da função de emissões poluentes
NT	Conjunto dos intervalos da função de custos de arranque

Parâmetros

c_1, c_2	Coefficientes característicos do coletor solar
C_{disp}	Fração do campo solar que se encontra disponível
F_c	Fator que contabiliza as perdas nas extremidades dos tubos de absorção
CL	Correção de longitude
D	Hora de Verão
Es	Fator que contabiliza o efeito de sombra
ET	Equação do tempo
G_b	Radiância solar direta
HL	Hora local
L_{col}	Comprimento do coletor
L_{dist}	Distância entre filas de coletores

MAI	Modificador do ângulo de incidência
γ	Fator de interceção
n	Número de dias decorridos desde o início do ano
RND	Radiância normal direta
Es	Fator que contabiliza as perdas por fim de coletor
t_s	Hora solar
W	Largura da abertura efetiva do coletor
η_{opt}	Rendimento ótico de pico do coletor
α	Absorvidade
δ	Ângulo de declinação
ϕ	Ângulo de latitude
θ	Ângulo de incidência
θ_z	Ângulo de zénite
ρ	Refletividade
τ	Transmissividade
ω	Ângulo horário
λ_k^s	Preço da energia elétrica no mercado diário na hora k
Γ_k	Coefficiente de robustez na hora k
A	Custo fixo da caldeira no nível de potência mínima
A_e	Custo das emissões poluentes da caldeira no nível de potência mínima
C	Custo de paragem da caldeira
E_k	Potência térmica média gerada pelo campo solar na hora k
\hat{E}_k	Desvio simétrico de E na hora k
EMS	Total das licenças de emissões poluentes
F^n	Declive do segmento n da função de custos variáveis da caldeira
F_e^r	Declive do segmento r da função de emissões poluentes da caldeira
K^t	Custo do t -ésimo intervalo do custo de arranque

T^n	Limite superior do segmento n dos custos variáveis
\underline{P}	Potência mínima da central híbrida de concentração solar térmica
\overline{P}	Potência máxima da central híbrida de concentração solar térmica
\underline{P}^B	Potência mínima da caldeira
\overline{P}^B	Potência máxima da caldeira
\underline{Q}^S	Energia térmica mínima do sistema de armazenamento de energia
\overline{Q}^S	Energia térmica máxima do sistema de armazenamento de energia
\underline{Q}^{PB}	Potência térmica mínima do módulo de produção
\overline{Q}^{PB}	Potência térmica máxima do módulo de produção
RD^T	Limite da rampa a descer para a descarga de energia armazenada
RU^T	Limite da rampa a subir para a carga de energia armazenada
RD^B	Limite da rampa a descer da caldeira
RU^B	Limites da rampa a subir da caldeira
SD^B	Limite de taxa de rampa de paragem da caldeira
SU^B	Limite de taxa de rampa de arranque da caldeira
DT^B	Tempo mínimo de descida da caldeira
UT^B	Tempo mínimo de subida da caldeira
DT^{SF+T}	Tempo mínimo de descida da central de concentração solar
UT^{SF+T}	Tempo mínimo de subida da central de concentração solar

Variáveis contínuas

δ_k^r	Potência do segmento r da caldeira na hora k
δ_k^n	Potência do segmento n da caldeira na hora k

p_k	Potência da central híbrida de concentração solar térmica na hora k
p_k^s	Oferta de potência no mercado diário na hora k
p_k^B	Potência gerada pela caldeira na hora k
p_k^{FE}	Potência gerada pelo campo solar na hora k
p_k^{SE}	Potência gerada a partir do sistema de armazenamento na hora k
q_k^{FE}	Potência térmica proveniente do campo solar na hora k
q_k^{FS}	Potência térmica proveniente do campo solar armazenada na hora k
q_k^{SE}	Energia térmica armazenada para a produção de energia elétrica na hora k
q_k^s	Energia armazenada no final da hora k
x_k^B	Número de horas em que a caldeira esteve ligada ou desligada até ao final da hora k

Variáveis binárias

t_k^n	Igual a 1 se p_k^B na hora k exceder o segmento n
u_k	Afetação da central de concentração solar térmica na hora k
v_k	Afetação da caldeira na hora k
w_k	Afetação da central híbrida de concentração solar térmica na hora k
y_k	Decisão de arranque da caldeira na hora k
z_k	Decisão de paragem da caldeira na hora k

Funções

$b_k(v_k)$	Função escalonada por troços para o custo de arranque
$d_k(\delta_k^n)$	Função linear por troços para os custos variáveis
$e_k(\delta_k^r)$	Função linear por troços para as emissões poluentes

CAPÍTULO

1

Introdução

Neste capítulo é constituído pela introdução ao problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar e pela motivação para a abordagem do tema da dissertação. É apresentada uma revisão bibliográfica aos métodos de otimização aplicados à resolução do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar. É descrita a forma como o texto está organizado, assim como a notação utilizada no texto da dissertação.

1.1 Enquadramento

Ao longo das últimas décadas o consumo de energia a nível mundial tem vindo a aumentar significativamente motivado pelo aumento da população mundial e pelo avanço do processo de industrialização, preponderante para estimular o crescimento económico. A Agência Internacional de Energia (AIE) estima que o consumo de energia no mundo aumente dos atuais 10 Gtep/ano para 22 Gtep/ano em 2050. Os combustíveis fósseis representam 70% deste total, onde o carvão e o petróleo representam 26% cada e o gás natural 18%, e as fontes de energia não fósseis 30% [1]. O elevado contributo dos combustíveis fósseis, para satisfazer o consumo de energia desencadeia alterações climáticas, causando consequências nefastas, devido ao aumento do efeito de estufa ocasionado pela emissão antropogénica de gases de efeito de estufa (GEE). A comunidade internacional tem desenvolvido esforços com o intuito de estabelecer metas com o objetivo de minimizar as alterações climáticas. Uma das primeiras iniciativas concretizadas para almejar este objetivo foi a Conferência de Quioto, realizada em 1997, onde os países signatários se comprometeram em reformar os setores da energia e transportes, promover a utilização de fontes de energia renováveis (FER) e mitigar a emissão antropogénica de GEE em 8% entre 2008 e 2012 relativamente a 1990 [2]. Mais recentemente, em 2009, foi concretizada a 15ª Conferência das Partes sobre o Clima (COP-15), realizada em Copenhaga, onde resultou um acordo convincente capaz de mitigar a emissão antropogénica de GEE num número significativo de países, e para todas as principais economias, que representam mais de 80% das emissões globais de GEE [3].

A elevada procura de combustíveis fósseis tem provocado uma redução das reservas a nível mundial, e conseqüentemente o aumento do preço dos combustíveis. A redução destas reservas tem conduzido a uma mudança de paradigma energético promovendo a eficiência energética e favorecendo as FER, visto que garantem o fornecimento de energia e a sustentabilidade ambiental, económica e social [4].

Introdução

A União Europeia tem proactivamente promovido a adoção de políticas energéticas ambiciosas estabelecidas no âmbito da iniciativa Energia – 2020 [1]. Esta iniciativa tem até 2020 os seguintes objetivos, relativamente aos valores de 1990:

- Reduzir a emissão antropogénica de GEE em 20%;
- Reduzir o consumo energético através de 20% de eficiência energética;
- Assegurar 20% das necessidades energéticas a partir de FER.

A concretização destes objetivos exige mudanças significativas no sistema energético europeu que passam pela intensificação e diversificação da matriz energética com recurso a FER para a produção de energia elétrica. Uma das propostas existentes consiste em instalar infraestruturas de larga escala, para produção de energia eólica e de energia solar, nos desertos do Sul do Mediterrâneo para responder ao consumo local e europeu [5]. Assim, esta proposta coloca novos desafios não só no que respeita ao melhoramento das tecnologias renováveis existentes, mas também no que respeita à integração das FER na rede elétrica, de origem eólica e solar, visto que estas apresentam uma variabilidade não controlável e uma previsibilidade limitada.

No que respeita a Portugal, novas medidas estratégicas foram definidas para o sistema energético com a aprovação da resolução do Conselho de Ministros 29/2010, de 15 de Abril, que estabeleceu a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020) [6]. Com a aplicação da ENE 2020 são esperados os seguintes resultados:

- Redução da dependência energética externa para 74% em 2020;
- Cumprimento dos compromissos assumidos para 2020, relativos ao combate às alterações climáticas:
 - 31% da energia final proveniente de recursos renováveis;
 - 20% de redução do consumo de energia final.
- Redução em 25% do saldo importador energético, com a energia produzida a partir de fontes endógenas.

Introdução

As novas medidas de política energética delineada na ENE 2020 têm permitido uma acentuada intensificação e diversificação da matriz energética nacional com recurso a FER, como é apresentado na Figura 1.1.

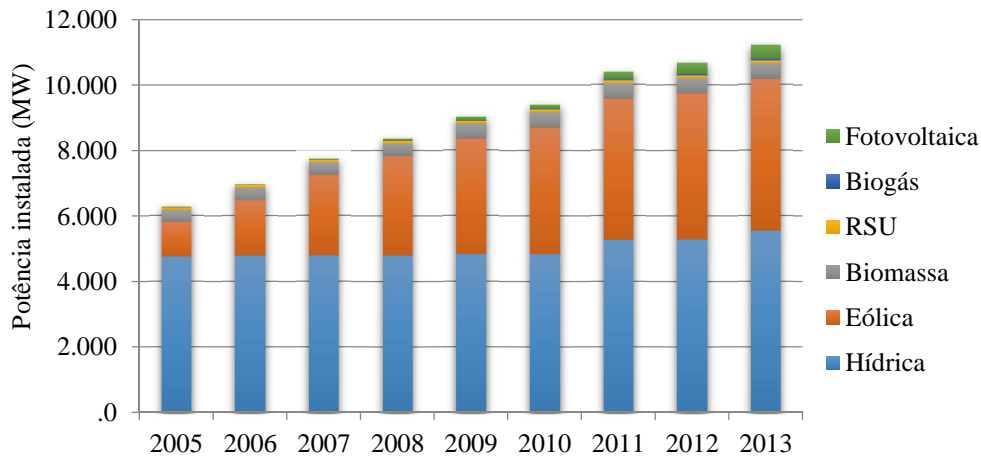


Figura 1.1 – Potência instalada de energias renováveis em Portugal [7].

Contudo, o aproveitamento das FER tem vindo a ocorrer de forma faseada o que vem justificar o ainda escasso aproveitamento de energia solar. As fases de aproveitamento das energias renováveis em Portugal são apresentadas na Figura 1.2.

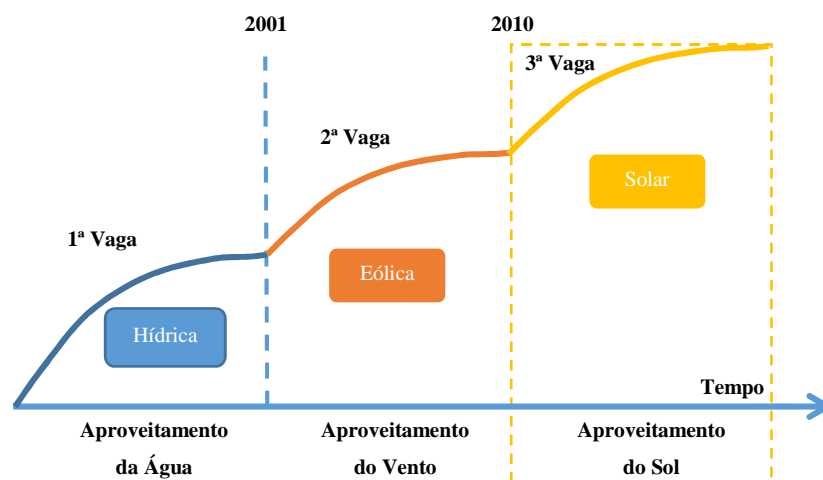


Figura 1.2 – Fases de aproveitamento das energias renováveis em Portugal [7].

A primeira fase, promovida pelo Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, privilegiou a exploração e reforço de potência de infraestruturas hidroelétricas para assegurar a complementaridade com os recursos eólicos. A segunda fase privilegiou o aproveitamento da energia eólica. Finalmente, a terceira fase deve privilegiar a energia solar dada a elevada disponibilidade do recurso solar em Portugal.

Introdução

A disponibilidade de radiação solar incidente na Europa, com destaque para Portugal, é apresentada na Figura 1.3.

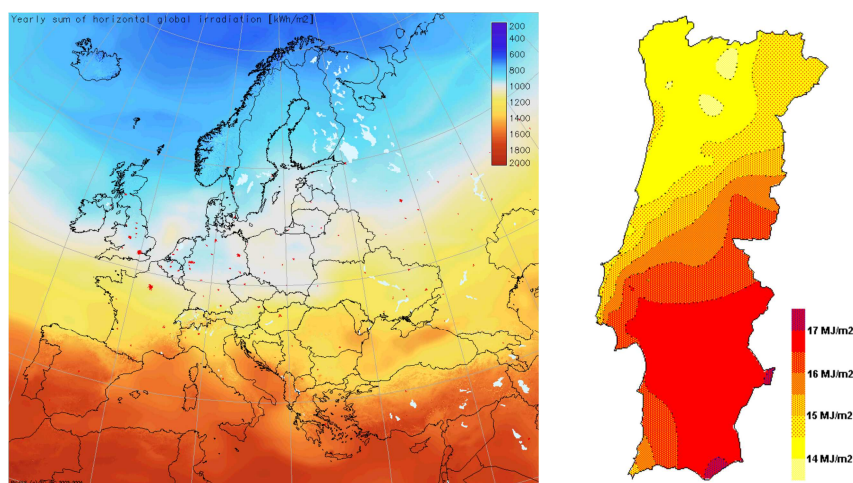


Figura 1.3 – Disponibilidade de radiação solar na Europa e Portugal [8].

Com a acentuada incidência de radiação solar em Portugal, a exploração de energia solar para produzir energia elétrica em larga escala é o próximo passo para alcançar uma maior independência energética do país. A conversão da energia solar em energia elétrica pode ser realizada mediante a utilização de dois tipos de tecnologias, nomeadamente as centrais fotovoltaicas (CF) e as centrais de concentração solar térmica (CCST). Esta última é o principal assunto desta dissertação.

Apesar de existir em Portugal produção de energia elétrica a partir de CF, as CCST são mais flexíveis, já que, podem facilmente adicionar sistemas de armazenamento de energia térmica (SAE) e de *'backup'*, permitindo ter disponível energia despachável.

Os avanços significativos no desenvolvimento das tecnologias de produção de energia elétrica, com base na energia solar, têm permitido não só reduzir o preço da instalação das infraestruturas de forma notável, mas também baixar os custos de exploração. Assim, as recentes melhorias nas tecnologias de produção de energia solar, CF e CCST, têm despertado interesse por parte das empresas produtoras de energia elétrica. Contudo, a energia elétrica produzida a partir das CCST tem ganho mais interesse, visto que o valor de investimento, comparativamente às CF, é inferior.

Introdução

Os países que mais têm apostado neste tipo de tecnologia são sobretudo os Estados Unidos da América (EUA) e a Espanha, como é apresentado na Figura 1.4. Em Portugal, começam a ser dados os primeiros passos na implementação de CCST, como é o caso da instalação piloto localizada em Évora.

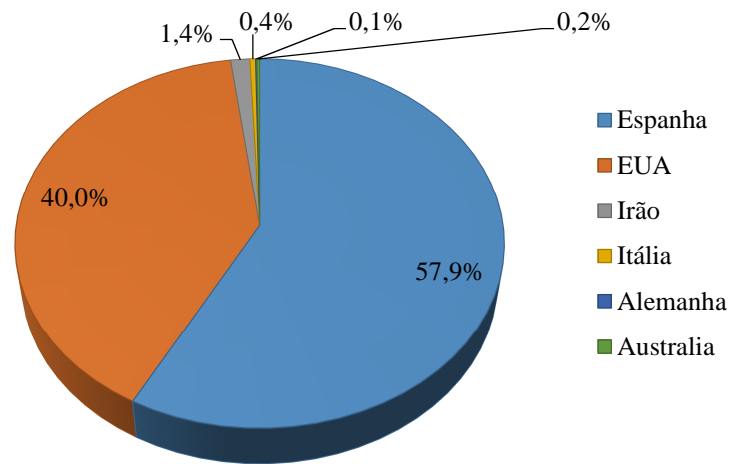


Figura 1.4 – Países que mais investem na instalação de CCST [3].

A crescente exploração dos sistemas de energia solar e a reconhecida valia tecnológica das CCST vem alterar o desenvolvimento dos mercados de eletricidade, tendo em conta a variabilidade e a previsibilidade limitada do recurso solar, levando o operador de sistema a participar em mercados de ajustes ou de serviços auxiliares, de modo a garantir o fornecimento de energia quando este recurso renovável não está disponível para satisfazer um diagrama de carga, como o que é apresentado na Figura 1.5.

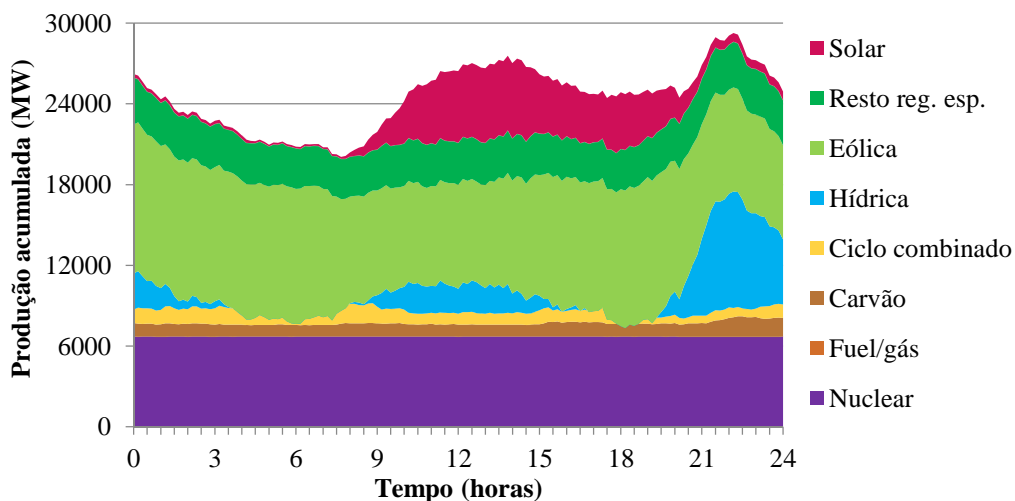


Figura 1.5 – Diagrama de carga verificado em Espanha no dia 27 de abril de 2014 [9].

Introdução

Devido a essa alteração, surgiu a necessidade de desenvolver metodologias inovadoras capazes de resolver o problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar, de modo a responder da melhor forma às necessidades das empresas produtoras para que estas respondam de maneira eficiente a este novo desafio.

O planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar, considerando a disponibilidade da radiação solar e as restrições físicas e operacionais da CCST, envolve a determinação de uma política que produza uma decisão para os níveis de utilização do recurso solar, com o objetivo de obter o melhor desempenho possível ao longo do horizonte temporal considerado. O planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar, quer pela diversidade de recursos existentes, quer pela dimensão do próprio sistema, apresenta características que conduzem a um problema de programação matemática de grande porte e de difícil resolução.

O planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar consiste em determinar uma sequência de decisões admissíveis para a otimização da exploração dos recursos energéticos disponíveis para a conversão energética, durante o horizonte temporal considerado, atendendo às restrições físicas e operacionais de cada recurso.

Esta dissertação aborda o problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar, considerando uma CCST com um SAE e um sistema de *'backup'* por combustíveis fósseis. No sistema de *'backup'*, os custos variáveis e os custos de arranque são determinados recorrendo a funções lineares por troços. De igual forma, o nível de emissões de GEE é determinado recorrendo ao mesmo tipo de funções. Estas linearizações permitem a elaboração de um modelo para uma obtenção rápida de resultados. Adicionalmente, a incerteza da potência térmica produzida pelo campo solar (CS) é modelizada através de um intervalo de previsão.

O desenvolvimento de novas metodologias de otimização, sustentadas em ferramentas de programação matemática, visando uma análise coerente do planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar representa um avanço no estado da arte.

Introdução

Tais metodologias podem desempenhar um papel relevante na operação de sistemas de energia solar, conduzindo a decisões acertadas. Deste modo, a escolha acertada da metodologia a aplicar ao problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar poderá conduzir a resultados mais coerentes e realísticos.

Para resolver o problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar são utilizados, nesta dissertação, métodos de programação matemática baseados em programação linear inteira mista (PLIM) e otimização robusta, sendo este uso a contribuição original desta dissertação, visto que, não se encontrou na bibliografia uma referência ao seu uso.

Assim, a utilização da PLIM com a otimização robusta permitirá abrir uma nova área de investigação no que respeita à resolução do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar.

A nova metodologia baseada em PLIM e otimização robusta permitirá estabelecer um planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar mais rigoroso e realístico, na medida em que para além das restrições operacionais inseridas na PLIM, são incluídas as contribuições seguintes:

- Restrições de rampa;
- Custos de arranque do sistema de *'backup'*;
- Restrições de emissões poluentes do sistema de *'backup'*.

Na abordagem ao problema de planeamento são consideradas três configurações diferentes para uma CCST, sendo elas:

- 1ª Configuração – consideração de apenas uma CCST;
- 2ª Configuração – consideração de uma CCST com SAE;
- 3ª Configuração – consideração de uma central híbrida de concentração solar térmica (CHCST) com sistema de *'backup'*.

Introdução

No final serão analisados os resultados e feita uma comparação entre as diferentes configurações consideradas para a central. A apresentação destas três configurações vai permitir, por um lado, evidenciar como se mostra atrativa a utilização da metodologia proposta e, por outro lado, tornar claros alguns aspetos relativos à formulação dos modelos matemáticos de decisão e às respetivas implicações nas formas de resolução.

1.2 Motivação

O desenvolvimento permanente de políticas energéticas que garantam o fornecimento de energia assim como a sustentabilidade ambiental, económica e social, por meio de recursos endógenos e renováveis, e a acentuada disponibilidade de radiação solar em Portugal constituem uma importante contribuição para diversificar o parque electroprodutor nacional. A utilização de FER com base em CHCST é um dos atuais desafios tecnológicos, contribuindo a CHCST para a extensão da exploração de fontes de radiação solar e da conversão de energia térmica em energia elétrica.

A participação de empresas detentoras de CHCST nos mercados de eletricidade requer uma operação com um nível de eficiência máxima de modo a serem competitivas. Para assegurar a competitividade destas empresas, as tomadas de decisão no mercado de eletricidade devem considerar as incertezas inerentes aos preços de mercado e à previsibilidade limitada da radiação solar, que originam incertezas na gestão das CHCST, que deverão ser consideradas com o objetivo de atenuar a característica não despachável destas centrais [10], de modo a que se possam assegurar compromissos futuros de fornecimento de energia elétrica. Um perfil de potência associado com a radiação solar verificado em Évora (38,5°N, 7,9°W), mostrando a previsibilidade limitada da radiação solar no ano de 2009 é apresentado na Figura 1.6.

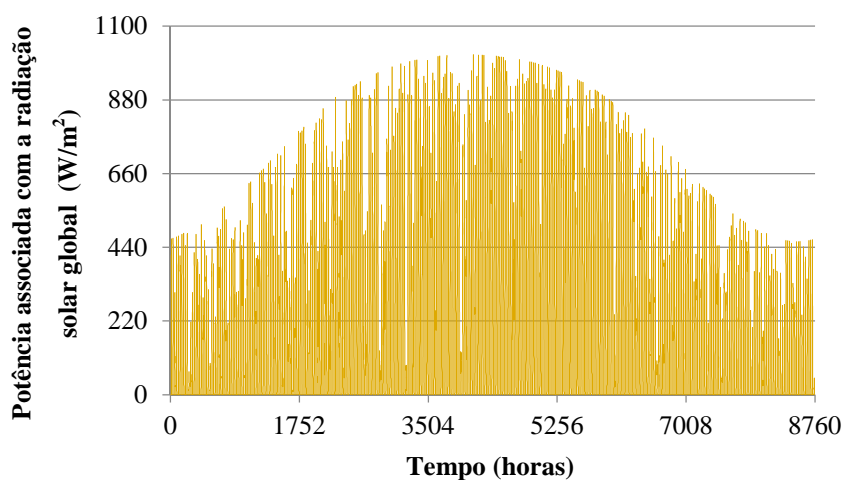


Figura 1.6 – Potência associada com a radiação solar global verificada em Évora no ano de 2009.

Introdução

A característica não despachável da CCST pode ser atenuada utilizando um SAE e/ou um sistema de *'backup'* por combustíveis fósseis, permitindo à CCST ser despachável. Os SAE permitem aumentar o lucro das CCST através da redução em tempo real da variabilidade da produção, devido ao facto de se dispor de energia térmica armazenada para ser comercializada em períodos de baixa ou nula radiação solar [11]. Além disso, dependendo das CCST e das características do local de instalação, os SAE podem reduzir ainda mais os custos, devido a uma utilização mais intensiva da central [12]. Todavia, a capacidade dos SAE para disponibilizar energia é limitada, isto é, a operação só é possível por um número limitado de horas. Por conseguinte, uma CHCST constituída por um SAE e por um sistema de *'backup'* por combustíveis fósseis é a opção a considerar, de modo a atenuar o efeito da incerteza da radiação solar.

Uma CHCST requer uma gestão adequada do sistema de *'backup'* para garantir a disponibilidade energética, de modo a assegurar os compromissos inerentes às ofertas submetidas no mercado diário, evitando perdas económicas devido aos desequilíbrios energéticos. Embora o sistema de *'backup'* contribua para uma melhor eficiência da CHCST, a avaliação do impacto ambiental tem de ser considerada na fase de planeamento.

O planeamento de sistemas de energia solar é importante para as empresas de produção de energia elétrica, pelo valor económico que pode acrescentar, podendo representar volumosas poupanças quando resolvido de forma ótima. Existe, assim, um grande interesse pelo desenvolvimento de melhores meios de contribuir tecnicamente para a convergência no sentido das decisões ótimas.

A complexidade subjacente ao planeamento de sistemas de energia solar, ligada ao crescimento das exigências de racionalidade de recursos, leva a que se ultrapasse largamente o empirismo e a capacidade humana. Para uma utilização racional dos recursos do parque produtor, o uso exclusivo de ferramentas matemáticas e computacionais tem sido cada vez mais comum.

Introdução

O aproveitamento dos recursos energéticos para a produção de energia elétrica é estrategicamente fundamental ao desenvolvimento e ao progresso económico, daí a necessidade de incutir às empresas produtoras de energia elétrica uma gestão adequada do recurso solar disponível. Assim, tem-se que:

- A complexidade dos problemas;
- O desejo de se conseguirem atuações ótimas;
- A escassez dos recursos naturais;

constituem fatores motivadores para o estudo do problema, com vista a uma maior racionalidade nas decisões.

A motivação para o estudo do tema da dissertação é reforçada pelos seguintes fatores:

- A necessidade, determinada pelos enormes investimentos exigidos nas empresas produtoras de energia elétrica, de intensificar a pesquisa de níveis superiores de racionalidade para suporte das decisões que propiciem um melhor aproveitamento do recurso solar existente;
- A capacidade de memória central e a velocidade de cálculo hoje existentes nos modernos computadores, permitem o suporte de metodologias de otimização que necessitem memorizar e processar grande quantidade de informação.

Como tal, surge a necessidade de construção de modelos matemáticos de decisão que contribuam para uma clarificação e uma sistematização do problema a resolver.

Assim, nesta dissertação, a nova metodologia proposta, baseada em PLIM e otimização robusta, considera não só os custos de arranque do sistema de *'backup'*, mas também as restrições de rampa, as restrições de emissões poluentes do sistema de *'backup'* e a incerteza na potência térmica média produzida pelo CS como estando dentro de um intervalo de previsão, evitando as simplificações que anteriormente retiravam estas considerações de realidade que são importantes para a obtenção de melhores decisões.

Introdução

Em suma, uma motivação desta dissertação é apresentar uma nova metodologia baseada em PLIM e otimização robusta para as empresas produtoras de energia elétrica, contribuindo para que estas empresas possam melhorar a rentabilidade do recurso solar e maximizar o seu crescimento a nível económico.

1.3 Estado da Arte

O ponto de partida que serviu de estímulo ao desenvolvimento e exploração de tecnologias de conversão da energia solar em energia elétrica ocorreu com a descoberta do efeito fotovoltaico em 1839 por Edmond Becquerel. Como causa dessa descoberta, a utilização prática da tecnologia solar só evoluiu expressivamente no final da década de noventa, com a instalação de diferentes tecnologias, com diferentes graus de maturidade, divididas em duas categorias: a fotovoltaica e a solar térmica.

Em [13] são apresentados diferentes tipos de tecnologias solares térmicas, dando destaque ao concentrador cilíndrico com refletor parabólico, ao concentrador linear com refletor do tipo Fresnel, ao concentrador de disco parabólico e ao recetor central de torre. Uma representação esquemática associada a cada um destes concentradores é apresentada na Figura 1.7.

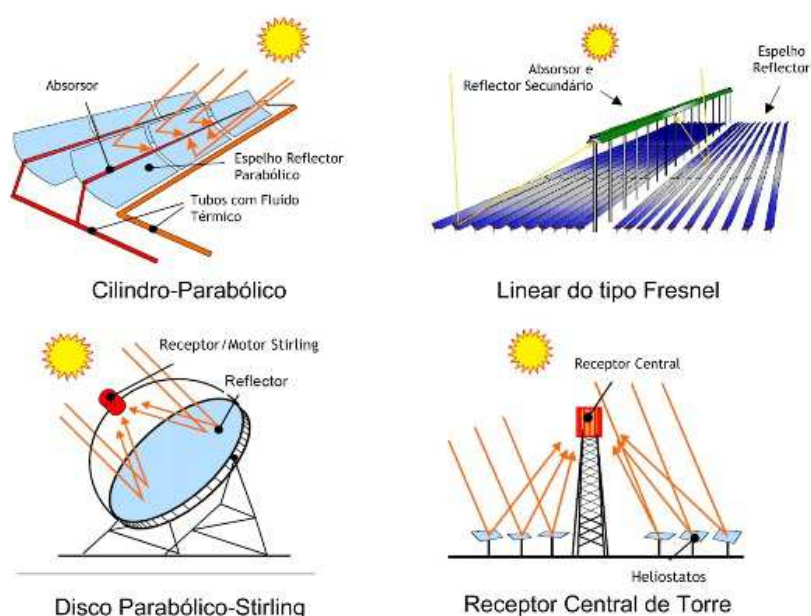


Figura 1.7 – Concentradores solares térmicos [13].

Em [14] é verificado que as centrais solares térmicas compostas por concentradores cilíndricos com refletores parabólicos predominam a nível mundial, representado cerca de 90% de quase todas as tecnologias solares instaladas, devido à existência de esquemas de incentivos que permitiram alcançar um elevado grau de maturidade.

Introdução

Em [15] é verificado que os esquemas de incentivo Europeus, baseados em subsídios verdes, estimulam a competitividade das CCST em relação às centrais de combustíveis fósseis, visto que permitem reduzir os custos de produção de energia elétrica. Uma vez que os esquemas de incentivo têm contribuído para o aumento da instalação das CCST em larga escala, [16] realiza uma avaliação técnico-económica para permitir a integração das CCST na rede elétrica com segurança.

Em [13] é verificado que a integração das CCST na rede elétrica é condicionada pela variabilidade não controlável e previsibilidade limitada da radiação solar, sendo a nebulosidade um fator revelante que torna a previsão uma tarefa difícil.

Na literatura especializada, várias aplicações para a previsão da radiação solar têm sido propostas, com vista a minimizar os erros inerentes aos resultados da previsão. Em geral, dois tipos de modelos podem ser utilizados para a previsão da radiação solar: (1) os modelos físicos; (2) os modelos estatísticos.

Em [17] é afirmado que os modelos físicos utilizam informações físicas e meteorológicas para atingir as melhores estimativas da radiação solar, num local, podendo posteriormente utilizar modelos estatísticos para minimizar os erros remanescentes.

Em [18] é referido que os modelos físicos apresentam uma elevada complexidade matemática devido à utilização de equações que traduzem as leis físicas que regem o comportamento dinâmico da atmosfera. Estes modelos requerem a utilização de computadores suficientemente rápidos para conseguir obter resultados antes que a previsão deixe de ser útil para o intervalo de tempo desejável. Assim, as desvantagens apontadas na literatura para estes modelos são as seguintes:

- Modelos complicados, exigindo um esforço computacional excessivo;
- Apresentam erros elevados quando existem mudanças de tempo inesperadas;
- Não são eficazes para fazer previsões no horizonte temporal a curto prazo.

Introdução

Em [18] é feita uma comparação entre vários modelos físicos, baseados em modelos de previsão numérica do tempo, para avaliar os erros de previsão da radiação solar obtidos para uma região de Espanha. A média dos erros de previsão horária varia entre 20,8% e 31,7% para o primeiro dia de previsão, 21,3% e 36,8% para o segundo dia de previsão e 22,4% e 40,9% para o terceiro dia de previsão.

Em [19] é afirmado que os modelos estatísticos são menos complexos em relação aos modelos físicos, devido ao facto de apenas utilizarem bases de dados radiométricos para treinar os modelos. Este facto torna os modelos estatísticos menos exigentes computacionalmente para obter previsões da radiação solar no horizonte temporal de curto prazo.

Os modelos estatísticos convencionais são modelos baseados em séries temporais [20], como o modelo de persistência, o modelo autoregressivo e o modelo autoregressivo integrado de média móvel [21]. O modelo de persistência é considerado o mais simples das séries temporais. Este é considerado como podendo superar muitos dos modelos de previsão para o horizonte temporal de muito curto prazo. Apesar da instabilidade constatada no modelo de persistência a nível de previsão, este modelo tem sido amplamente utilizado [22].

Modelos de previsão foram e estão a ser considerados com interesse para suprirem dificuldades e conduzirem à obtenção de boas previsões. Esses modelos envolvem as seguintes linhas de investigação: as redes neuronais [23, 24, 25], a lógica difusa [26], os algoritmos evolucionários [27], e os modelos híbridos [19, 28].

Uma comparação entre os modelos baseados em redes neuronais, os modelos baseados na lógica difusa, os modelos baseados nos algoritmos evolucionários [29] e os modelos híbridos é a difícil implementação, visto que cada modelo assume um comportamento próprio, dada a sua característica constitutiva, bem como a proveniência dos dados de entrada. No entanto, é afirmado que os modelos baseados

Introdução

em técnicas de inteligência artificial superam os modelos baseados em séries temporais para a previsão da radiação solar a curto prazo [19].

Em [18, 19] são propostos modelos estatísticos baseados em técnicas de inteligência artificial para prever a radiação solar em Espanha e zonas Mediterrânicas, constituindo potenciais soluções para atenuar a variabilidade não controlável da radiação solar e consequentemente a não despachabilidade das CCST.

Em alternativa aos modelos de previsão, os SAE são também utilizados para atenuar a variabilidade não controlável das FER. Em [29] são utilizados SAE a ar comprimido para melhorar o planeamento dos sistemas eólicos. Em [30] é analisado o desempenho de baterias acopladas a uma CF de modo a reduzir a não despachabilidade destas centrais. Ambos os estudos demonstram que os SAE tendem a garantir a estabilidade no fornecimento de energia.

Embora os modelos de previsão e os SAE contribuam para um melhor aproveitamento dos recursos energéticos, algoritmos suportados por técnicas de otimização mais sofisticadas devem ser propostos para melhorar o apoio às tomadas de decisão [31].

Na literatura especializada, as primeiras técnicas de otimização desenvolvidas para resolver o problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia elétrica foram técnicas baseadas em metodologias determinísticas.

Em [32] é proposta uma metodologia determinística, baseada PLIM, para analisar o desempenho económico de uma CCST com SAE, sendo avaliado o impacte sobre os lucros obtidos no mercado diário.

Em [33] é proposta uma metodologia determinística para maximizar os lucros de uma CCST com SAE, situada em Espanha, considerando os preços da energia elétrica no mercado diário.

Introdução

Em [34, 35] é proposta uma metodologia determinística, baseada PLIM, com objetivo de determinar o valor de capacidade das CCST com e sem SAE. Os resultados obtidos mostram que para o caso de CCST sem SAE os valores variam entre 60% e 86% da capacidade máxima da CCST, enquanto com SAE esses valores variam entre 79% e 92% da capacidade máxima da CCST.

Em [36] é avaliado o desempenho, o custo e o lucro de uma CHCST com sistema de *'backup'* por gás natural, sendo concluído que o custo de produção de energia elétrica aumenta se a capacidade do SAE e do sistema de *'backup'* por gás natural aumentar.

No entanto, em [32, 34, 35] não é considerada a existência de sistemas de *'backup'*, nem a incerteza associada à radiação solar. Em [33, 37] não só não são consideradas as restrições operacionais relativas ao sistema de *'backup'*, mas também as restrições de emissões poluentes e os custos de operação.

As metodologias determinísticas descritas anteriormente, para a resolução do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar, perdem interesse, visto que não permitem considerar a incerteza associada à radiação solar. Caso seja necessário modelizar as incertezas é conveniente recorrer a metodologias baseadas em programação estocástica ou otimização robusta, sendo a otimização robusta o tema de investigação desta dissertação.

As metodologias baseadas em programação estocástica têm sido amplamente utilizadas para modelizar a incerteza através de um conjunto de cenários [38]. Embora as metodologias estocásticas sejam uma metodologia eficiente para lidar com a incerteza dos parâmetros, esta contém algumas limitações práticas:

- A complexidade em obter distribuições probabilísticas precisas para os parâmetros incertos, pois a informação adquirida nem sempre é suficiente;
- O elevado número de cenários necessários para garantir uma solução de alta qualidade, o que implica um tempo computacional excessivo.

Introdução

Uma forma alternativa para modelizar a incerteza é através de intervalos de previsão, podendo ser melhor do que a geração de cenários [39]. Em [40] é proposta uma metodologia baseada em otimização robusta que modeliza a incerteza através de intervalos de previsão.

A otimização robusta é baseada numa técnica de pior caso que pretende obter soluções que minimizem o desvio máximo dos parâmetros incertos considerados, de modo a que seja assegurada a admissibilidade do problema, sem grande perda de otimalidade, e sem considerar as distribuições probabilísticas associadas [41]. Assim, a otimização robusta tem a vantagem de não necessitar de distribuições probabilísticas para modelizar os parâmetros incertos, visto que utiliza somente intervalos de previsão [42], permitindo que um problema obtenha uma solução com um tempo computacional reduzido.

A incerteza associada à radiação solar pode ser modelizada através da otimização robusta com intervalos de previsão [43], sendo esta uma metodologia eficaz e amplamente aplicável.

Em [44] é utilizada a otimização robusta e é encontrada uma solução ótima para diferentes níveis de conservadorismo, isto é, para diferentes graus de aversão ao risco que o agente de decisão está disposto a correr na possibilidade de ocorrer a violação de restrições para os casos em que as variáveis aleatórias ultrapassem o espaço de pesquisa da incerteza considerada. Apesar da otimização robusta ser menos flexível em lidar com a gestão do risco, exige um tempo de computação mais baixo.

Em [44] é analisada a eficiência e a ampla aplicabilidade da otimização robusta.

Em [45] é proposta uma metodologia baseada em otimização robusta com o objetivo de melhorar a integração dos veículos elétricos na rede elétrica.

Introdução

Em [46] é proposta uma metodologia baseada em otimização robusta para resolver o problema de planeamento a curto prazo de sistemas eólicos, considerando a incerteza da potência eólica dentro de um intervalo de previsão.

Nesta dissertação uma nova metodologia baseada em PLIM e otimização robusta é proposta para resolver o problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar.

1.4 Organização do Texto

O texto da dissertação está organizado em seis capítulos. No Capítulo 2 são apresentadas diferentes tecnologias utilizadas para o aproveitamento da energia solar térmica, assim como o modo de funcionamento de cada tecnologia. No Capítulo 3 é apresentada a metodologia de otimização utilizada na resolução do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar. No Capítulo 4 é enunciada a formulação do problema em estudo, sendo descrita a função objetivo, as variáveis e as restrições do problema. No Capítulo 5 são descritos os casos de estudo para os quais foi aplicada a metodologia de otimização e são apresentados os resultados obtidos, sendo realizada uma análise comparativa de resultados relativamente às diferentes configurações consideradas para a CCST. No Capítulo 6, a dissertação finalizar-se-á com as conclusões e as possíveis direções de investigação que poderão ser implementadas como continuação desta investigação. Apresenta-se a seguir uma descrição mais detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2 são apresentadas diferentes tecnologias utilizadas para o aproveitamento da energia solar térmica, as suas vantagens e desvantagens, e também é descrito o modo de funcionamento dessas tecnologias, sendo de destacar a CCST.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia de otimização aplicada para o suporte de decisões do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar. Para a resolução do problema, este estudo assenta em uma metodologia baseada em PLIM e otimização robusta.

No Capítulo 4 é realizada a formulação do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar. Refere-se o horizonte temporal escolhido e mencionam-se as fases elementares para conceber o modelo de otimização. Descreve-se a função objetivo, as variáveis e as restrições do problema.

Introdução

No Capítulo 5 é realizada a abordagem aos três casos de estudo considerados nesta dissertação, respetivamente: um caso de estudo considerando apenas uma CCST; um caso de estudo considerando uma CCST com SAE; um caso de estudo considerando uma CHCST com sistema de *'backup'*. São apresentados e comparados os resultados da simulação computacional, relativos à aplicação da metodologia de resolução do problema.

Por fim, no Capítulo 6 enuncia-se uma síntese do trabalho e apresentam-se as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida para a resolução do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar. Apontam-se ainda algumas direções em que pode ser desenvolvida investigação de interesse relevante para a solução do problema.

1.5 Notação

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspectos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respectivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efetuada através de parênteses curvos () e a identificação de referências bibliográficas é efetuada através de parênteses retos [].

CAPÍTULO

2

Sistemas de Energia Solar Térmica

Neste capítulo são apresentadas diferentes tecnologias utilizadas para o aproveitamento da energia solar térmica, as suas vantagens e desvantagens, e também é descrito o modo de funcionamento dessas tecnologias, sendo de destacar a CCST.

2.1 Radiação Solar

A energia radiante emitida pelo Sol, denominada por radiação solar, atua como a principal fonte de energia do nosso planeta, sendo aproveitada em diversas aplicações da engenharia com destaque para o aquecimento de água e produção de energia elétrica.

As CCST são uma forma de obtenção de energia elétrica, a partir da energia térmica captada do Sol. Estas centrais utilizam lentes e/ou espelhos associados a mecanismos de seguimento do Sol, para focar grandes áreas de radiação solar em pequenos feixes. Esta radiação concentrada é depois utilizada como fonte de calor para as CCST. De modo a compreender o funcionamento destas centrais importa descrever o seu modo de funcionamento, isto é, de que forma o CS obtém a potência térmica para a produção de energia elétrica.

A potência associada com a energia que se consegue extrair da radiação solar é denominada radiância. Mas devido a inúmeros fatores, tais como, a absorção da radiância pelas moléculas de oxigénio e ozono, por reflexão nas nuvens e a absorção pela superfície da Terra, nem toda a potência é aproveitada. A potência que é aproveitada é denominada potência absorvida, Q_{abs} [47], dada por:

$$Q_{abs} = G_b \cdot MAI \cdot E_s \cdot C_{Disp} \cdot \eta_{opt} \cdot F_c \quad (2.1)$$

A radiância solar que incide na superfície da Terra é dividida em duas componentes: a componente difusa, que resulta da dispersão da radiação das partículas constituintes da atmosfera e a componente direta, que provem diretamente do Sol. No entanto, para as CCST, apenas a componente direta é considerada. A radiância solar direta, G_b , que incide numa superfície [47] é dada por:

$$G_b = RND \cdot \cos(\theta) \quad (2.2)$$

O ângulo de incidência θ representa o ângulo entre o feixe de radiação sobre uma superfície e o plano normal a essa superfície como é apresentado na Figura 2.1. O ângulo de incidência varia ao longo do dia, bem como ao longo do ano, e irá influenciar significativamente o desempenho dos coletores solares.

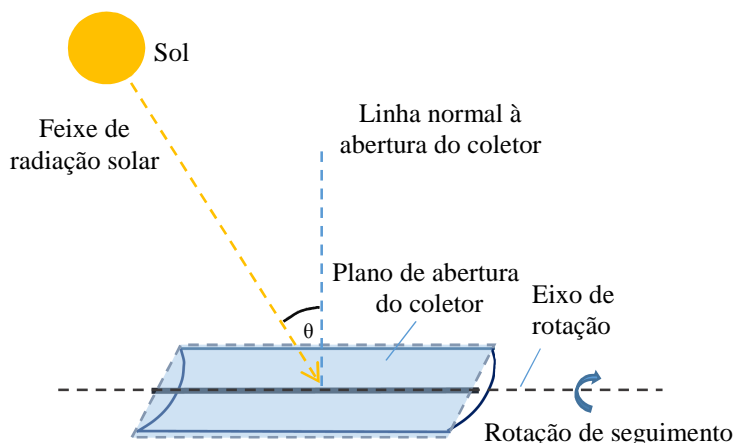


Figura 2.1 – Ângulo de incidência num coletor solar [47].

Uma vez que a posição do Sol varia ao longo do ano é conveniente determinar o ângulo de declinação. O ângulo de declinação é a posição angular do Sol ao meio-dia solar no que diz respeito ao plano do equador como é apresentado na Figura 2.2.

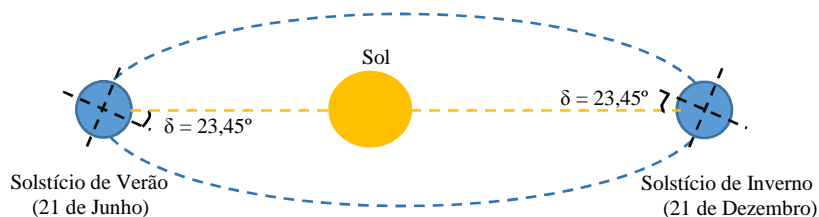


Figura 2.2 – Ângulo de declinação [47].

Considerando o caso da Terra girar na posição vertical sobre o seu eixo, então não haverá nenhuma mudança no ângulo de declinação quando a Terra gira em torno do Sol. Um método para obter o valor aproximado do ângulo de declinação [47] é dado pela seguinte equação:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (2.3)$$

A posição do Sol depende do ângulo horário ω , que representa o ângulo entre o meridiano onde se encontra o observador e o plano que contém o centro do Sol. O ângulo horário é negativo quando o Sol está a leste do meridiano local (pela manhã), positivo quando o Sol está a oeste do meridiano local (tarde), e zero quando o Sol está em linha com o meridiano local (meio-dia). O ângulo horário, resultante da rotação da Terra aumenta 15° por cada hora, depende da hora solar [47], sendo dado por:

$$\omega = 15(t_s - 12) \quad (2.4)$$

A hora solar corresponde ao período em que o Sol se alinha com o meridiano local, $\omega = 0$, exatamente às 12 horas. No entanto, a hora padrão não se baseia sobre o meridiano local, mas num meridiano padrão para o fuso horário local. O comprimento do dia solar também varia, esta variação é devida, principalmente, ao facto da Terra seguir uma trajetória elíptica em torno do Sol. Como resultado, a hora padrão deve ser ajustada para refletir a hora atual do dia em hora solar. A relação entre a hora solar e a hora padrão [47], é dada por:

$$t_s = HL + \frac{ET}{60} - CL - D \quad (2.5)$$

A equação do tempo é a diferença entre a hora solar média e a hora real dada por [47]:

$$ET = 229,18(E_1 + E_2 \cdot \cos(B) - E_3 \cdot \sin(B) - E_4 \cdot \cos(2B) - E_5 \cdot \sin(2B)) \quad (2.6)$$

onde

$$E_1 = 0,000075, E_2 = 0,001868, E_3 = 0,032077$$

$$E_4 = 0,014615, E_5 = 0,04089$$

e

$$B = \frac{360}{365} \cdot (n - 1) \quad (2.7)$$

A correção de longitude, CL , é a componente que traduz a diferença entre a hora do meridiano de referência e a hora da localização exata do sistema em estudos [47], sendo dada por:

$$CL = \frac{L_{col} - L_{dist}}{15} \quad (2.8)$$

O último ângulo necessário para determinar o ângulo de incidência é o ângulo zênite, θ_z . O ângulo zênite é o ângulo que a vertical do lugar faz com o Sol como é apresentado na Figura 2.3.

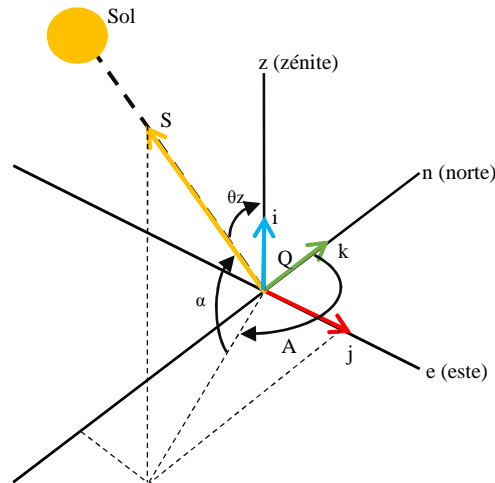


Figura 2.3 – Ângulo de zênite e ângulo de altitude solar [47].

O ângulo zênite está relacionado com o ângulo de declinação, δ , e com o ângulo horário ω [47], é dado por:

$$\cos(\theta_z) = \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) + \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) \quad (2.9)$$

Após a obtenção dos vários ângulos é possível determinar o ângulo de incidência, θ . Os coletores instalados no CS são geralmente sistemas de plano rotativo, com orientação Norte-Sul e com um seguimento do Sol, a um eixo, Este-Oeste. Assim, o ângulo de incidência [47], é dado por:

$$\cos(\theta) = \sqrt{\cos^2(\theta_z) + \cos^2(\delta) \cdot \sin^2(\omega)} \quad (2.10)$$

2.2 Rendimento Ótico

A radiação solar absorvida pelos coletores solares está sujeita a perdas que ocorrem devido ao espelho concentrador não ser um refletor perfeito, nem a sua forma geométrica ser perfeita como é apresentado na Figura 2.4. Estas perdas são conhecidas como perdas óticas.

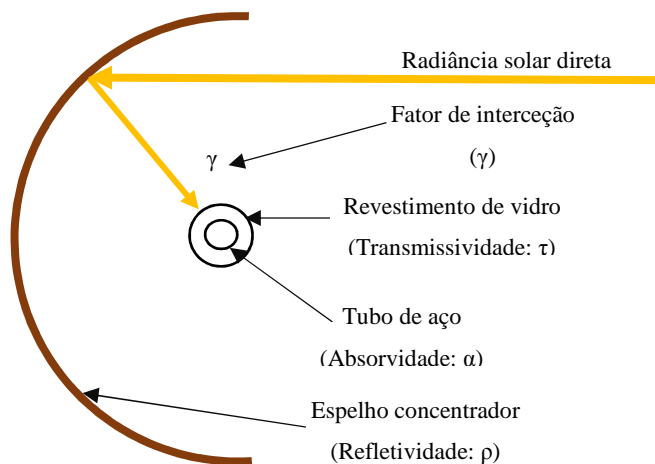


Figura 2.4 – Perdas óticas no coletor solar [47].

Quanto menor for a capacidade refletora, maiores serão as perdas por refletividade, ρ . Uma parte da radiação refletida pelos espelhos não é absorvida por diversas razões, entre elas está o incorreto posicionamento do coletor, as imperfeições macroscópicas ou microscópicas dos revestimentos. As perdas por refletividade são quantificadas através do fator de interceção γ [47].

A transmissividade, τ , está associada ao revestimento transparente do tubo recetor. Este revestimento tem como função proteger o tubo de absorção de condições meteorológicas adversas e diminuir as perdas térmicas para o ambiente. O material escolhido deve ser selecionado de forma a permitir a passagem a maior quantidade de radiação através de si. A quantidade de radiação incidente que é efetivamente absorvida pelo tubo é denominada absorvidade, α [47].

O rendimento ótico consiste no produto dos quatro fatores descritos anteriormente [47], é dado por:

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \quad (2.11)$$

Estes parâmetros dependem do ângulo de incidência da radiação solar direta, e apresentam o seu valor máximo para um ângulo de incidência nulo.

2.2.1 Modificador do ângulo de incidência

Com o aumento do ângulo de incidência, a refletividade do espelho, o fator de intercepção, a transmissibilidade do vidro e a absorvidade do tubo, tendem a diminuir. Para se contabilizar esse efeito é introduzido um parâmetro adicional denominado ângulo de incidência *MAI* [47], dado por:

$$MAI = \frac{K}{\cos(\theta)} \cdot \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \quad (2.12)$$

Na equação anterior, *K* é um parâmetro dado por:

$$K = \cos(\theta) - c_1 \cdot \theta - c_2 \cdot \theta^2 \quad (2.13)$$

2.2.2 Perdas por sombras

A posição e a geometria dos coletores solares introduzem perdas geométricas provocadas por sombras entre filas paralelas de coletores. Como os coletores solares se encontram dispostos em filas paralelas, ao início da manhã, quando o Sol se encontra a uma altitude reduzida, a fila situada mais a Este recebe a totalidade da radiação. No entanto, acaba por fazer sombra às filas subsequentes situadas a Oeste. Uma vez que os coletores solares efetuam o seguimento do Sol, esse fenómeno vai reduzindo à medida que a altitude do Sol aumenta, como é apresentado na Figura 2.5.

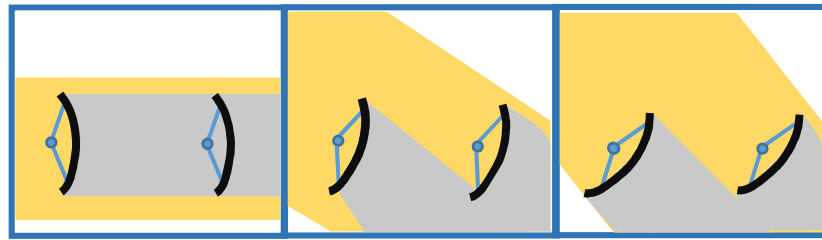


Figura 2.5 – Perdas por sombras [47].

A largura de abertura que não é afetada pelo efeito de sombra é denominada largura de abertura efetiva. O rácio entre a largura da abertura efetiva do coletor, W_{ef} , e a sua largura real, W , determina o fator que contabiliza o efeito da sombra [47], sendo dado por:

$$E_s = \frac{L_{dist}}{W} \cdot \frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\theta)} \quad (2.14)$$

2.2.3 Perdas por fim de coletor

No final do coletor, nas extremidades dos tubos de absorção ocorrem perdas, onde para um ângulo de incidência diferente de zero, parte do tubo não absorve a radiação refletida pelos espelhos, como é apresentado na Figura 2.6.

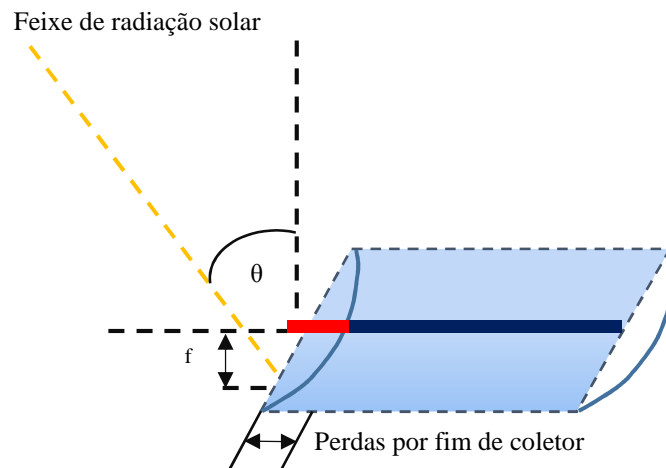


Figura 2.6 – Perdas por fim de coletor solar [47].

Sistemas de Energia Solar Térmica

As perdas provocadas por este fenómeno são função do comprimento focal do coletor solar, f , do comprimento do coletor, L_{col} , e do ângulo de incidência, θ , sendo dadas por [47]:

$$F_c = 1 - f \cdot \frac{\tan(\theta)}{L_{col}} \quad (2.15)$$

2.3 Central de Concentração Solar Térmica

As CCST podem ser classificadas de acordo com o tipo de tecnologia solar térmica utilizada, dando destaque ao concentrador cilíndrico com refletor parabólico, ao concentrador linear com refletor do tipo Fresnel, ao concentrador de disco parabólico e ao recetor central de torre.

2.3.1 Concentrador cilíndrico com refletor parabólico

O concentrador cilíndrico contém um refletor em forma de uma parábola projetado para concentrar a radiação solar num único ponto, como é apresentado na Figura 2.7. A estrutura onde o refletor parabólico está acoplado efetua o seguimento do Sol segundo dois eixos.

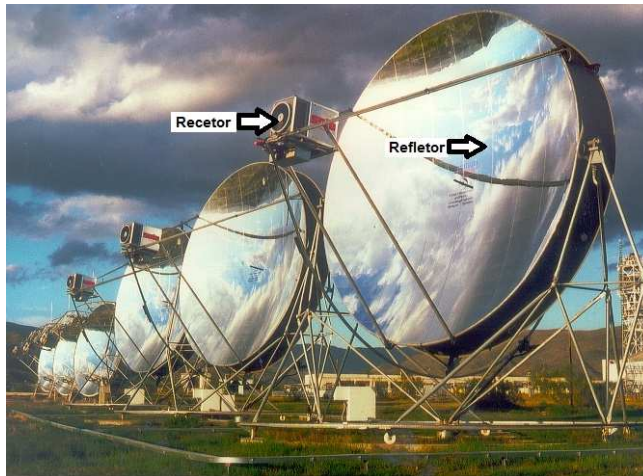


Figura 2.7 – Concentrador cilíndrico com refletor parabólico [48].

A energia solar é absorvida no recetor, que aquece um fluido, ou gás, convertendo a energia solar em energia térmica. Este sistema, tem acoplado ao recetor uma microturbina ou um motor de Stirling, que associados a um gerador, produzem diretamente a energia elétrica, que depois é entregue à rede, a este conjunto é dado o nome de unidade de conversão de energia.

O recetor funciona como interface entre o disco e o motor, e pode ser constituído por um conjunto de tubos com um fluido de refrigeração, normalmente hidrogénio ou hélio, que funciona como meio de transferência de calor e também como fluido de transferência de calor (FTC) para o motor. De referir ainda que a unidade de conversão de energia pode integrar um módulo de armazenamento térmico.

Os concentradores cilíndricos com refletor parabólico apresentam uma elevada eficiência de conversão solar/elétrica. Esta tecnologia pode permitir a integração de um pequeno SAE. Os refletores parabólicos são de fácil fabrico e não necessitam de água para refrigeração.

2.3.2 Concentrador linear com refletor do tipo Fresnel

O concentrador linear com refletor do tipo Fresnel é constituído por refletores que têm uma geometria plana, estando instalados próximo de um conjunto de recetores lineares que estão colocados ao longo de uma calha, como é apresentado na Figura 2.8.

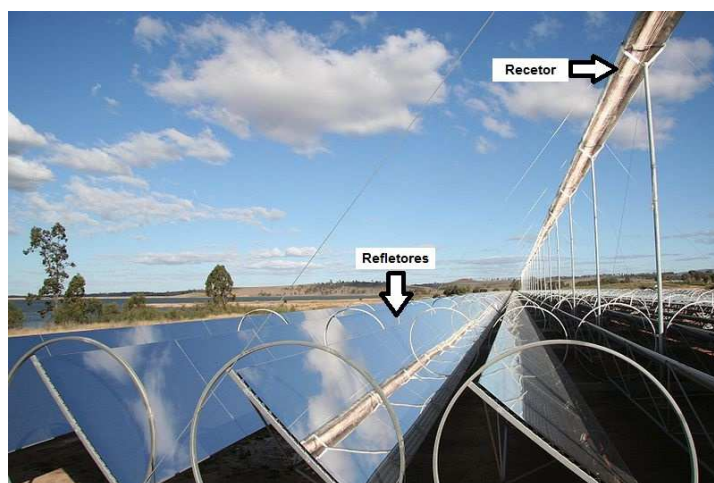


Figura 2.8 – Concentrador linear com refletor do tipo Fresnel [48].

Os tubos de absorção contêm no seu interior água, permitindo a produção de vapor e evitando a utilização de permutadores de calor. Os espelhos refletores são colocados numa cota inferior à do sistema recetor e efetuam o seguimento solar a um eixo.

O vapor produzido nos tubos de absorção serve para acionar uma turbina, com vista à produção de energia elétrica através de um gerador. O vapor será depois condensado, retornando aos tubos de absorção, para a repetição do processo.

Tal como acontece com os concentradores cilíndricos com refletor parabólico, também os concentradores lineares com refletor do tipo Fresnel permitem uma operação híbrida e a possibilidade de integração de um SAE.

Os concentradores lineares com refletor do tipo Fresnel são, devido à sua estrutura, uma alternativa de baixo custo. No entanto, apresentam um rendimento ótico e térmico baixo. Estes concentradores permitem igualmente uma utilização eficiente dos terrenos que ocupam. Outra vantagem que estes concentradores apresentam é a geração direta de vapor no recetor, dispensando o uso de um FTC e de um sistema gerador de vapor.

2.3.3 Recetor central de torre

O recetor central de torre utiliza um campo circular ou semicircular de espelhos, aos quais se dá o nome de heliostatos, e que refletem e concentram a radiação solar num recetor instalado no cimo de uma torre, como é apresentado na Figura 2.9.



Figura 2.9 – Recetor central de torre [48].

Os helióstatos são espelhos planos ou ligeiramente côncavos e que realizam o seguimento do Sol a dois eixos.

O FTC usualmente utilizado pelo recetor central de torre é o sal fundido. Este fluido é aquecido no recetor e de seguida é bombeado para um sistema gerador de vapor, com o objetivo de produzir vapor sobreaquecido, que irá por sua vez acionar um grupo turbina-gerador que produz energia elétrica. Atualmente existem centrais que utilizam diretamente água, em vez de um FTC, para a produção de vapor.

A vantagem do recetor central de torre é a possibilidade de instalação em locais não planos, uma vez que os helióstatos são instalados de forma individual. A desvantagem apresentada prende-se com o facto dos custos de investimento, dos valores de rendimento anual e forma de operação necessitarem ainda de uma maior demonstração no âmbito comercial.

2.3.4 Concentrador de disco parabólico

Os concentradores de disco parabólico são constituídos por espelhos refletores em forma de parábola que concentram a luz para um recetor posicionado ao longo da linha de refletores focais. O recetor é um tubo posicionado diretamente por cima do centro do espelho da parábola e que está cheio de fluido, como é apresentado na Figura 2.10.



Figura 2.10 – Concentrador de disco parabólico [48].

Os concentradores de disco parabólico são, normalmente, projetados para serem instalados segundo um eixo Norte-Sul e efetuarem o seguimento do Sol a um eixo, segundo a direção Este-Oeste. No interior do tubo recetor, circula um FTC que é aquecido, através da concentração dos raios solares.

Os primeiros projetos comerciais desta tecnologia remontam aos anos 80, tendo sido levado a cabo na Califórnia e Estados Unidos, com a instalação de nove centrais ligadas à rede, denominadas de centrais SEGS, com potências instaladas compreendidas entre os 13,8 MW e os 80 MW.

Após uma descrição das quatro tecnologias, importa resumir os aspetos que as caracterizam para ser possível efetuar um estudo comparativo entre elas. Uma comparação entre as diferentes CCST é apresentada na Tabela 2.1.

	Refletor parabólico	Refletor do tipo Fresnel	Recetor central de torre	Disco parabólico
Custos	Baixo	Muito baixo	Elevado	Muito elevado
Espaço ocupado	Elevado	Médio	Médio	Baixo
Uso de água (L/MWh)	3000	3000	1500	0
Eficiência termodinâmica	Baixa	Baixa	Elevada	Elevada
Concentração de radiação (kW/m²)	15 – 45	10 – 40	150 – 1500	100 – 1000
Margem de evolução	Limitada	Significativa	Muito significativa	Significativa

Tabela 2.1 – Comparação entre as diferentes CCST.

Os concentradores cilíndricos com refletor parabólico são claramente a tecnologia que apresenta um grau de maturidade mais elevado, fazendo com que o investimento necessário e os custos de operação e manutenção sejam sobejamente conhecidos. A possibilidade de funcionamento híbrido e a capacidade de armazenamento, também já se encontram testadas com sucesso.

2.4 Fluido de Transferência de Calor

O FTC é a substância utilizada pelas CCST para realizar trocas de calor entre várias partes do sistema. Entre os diversos FTC existentes, os mais usados são os óleos sintéticos, os sais fundidos e a água. Os óleos sintéticos foram os primeiros fluidos a serem utilizados nas CCST. No entanto, as características tóxicas dos óleos e a temperatura a que operam são as principais desvantagens na utilização dos mesmos.

Comparativamente aos óleos sintéticos, os sais fundidos são um tipo de FTC mais estável, o que possibilita o aumento da eficiência da central. Estes fluidos são também utilizados para armazenamento térmico. No entanto, os sais fundidos solidificam a temperaturas abaixo dos 100°C. Perante esta situação é necessário o consumo de energia durante a noite por forma a mantê-lo quente e assim não solidificar no interior dos tubos [49]. A principal desvantagem da utilização de sais fundidos prende-se com a corrosão dos recetores. Os FTC mais utilizados são apresentados na Tabela 2.2.

Nome	Composição	Ponto de Cristalização	Temperatura Máxima
Terminol VP-1	Bifenilo Óxido de Difetil	12 ° C	400 ° C
Hitec XL	Nitrato de Sódio Nitrato de Potássio Nitrato de Cálcio	140 ° C	500 ° C
Hitec Solar Salt	Nitrato de Sódio Nitrato de Potássio	240 ° C	593 ° C

Tabela 2.2 – Fluidos de transferência de calor utilizados nas CCST.

A produção direta de vapor é a principal vantagem na utilização da água com FTC, mas a sua utilização como FTC está ainda em estudo.

2.5 Armazenamento Térmico

A opção a considerar para tornar a CCST mais despachável é instalar um SAE. As tecnologias descritas anteriormente têm a possibilidade de utilizar um SAE, como o que é apresentado na Figura 2.11.



Figura 2.11 – Tanque de armazenamento de energia térmica [50].

A implementação desta solução permite adaptar o perfil de produção da CCST ao consumo, aumentando o rendimento energético da central, e assim aumentando o lucro obtido pela empresa produtora de energia elétrica [32]. O princípio de funcionamento consiste em armazenar energia durante períodos de elevada radiação solar para ser utilizada em períodos de ausência ou baixa radiação solar, como é apresentado na Figura 2.12.

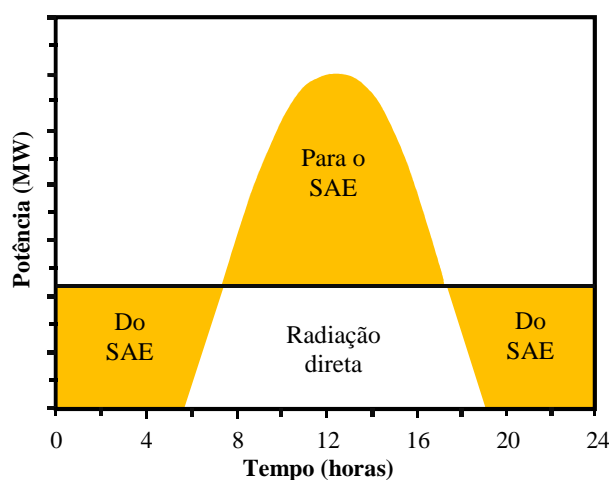


Figura 2.12 – Comportamento de uma CCST com SAE.

O armazenamento de energia térmica pode ser feito utilizando um ou dois tanques. O armazenamento num tanque único pode ser feito com o mesmo FTC do CS, fazendo uso do efeito de estratificação, ou recorrer a um material de preenchimento, dentro do tanque. No armazenamento com recurso a dois tanques, o sistema utiliza dois tanques isolados termicamente, um tanque frio e um tanque quente. Este processo pode ser efetuado de duas formas: modo indireto ou direto. No processo de armazenamento de energia do modo indireto, o FTC proveniente do CS aquece o meio de armazenamento, passando do tanque frio para o tanque quente. O processo de descarga ocorre de forma inversa. No modo direto, o FTC abandona o tanque frio em direção ao CS, onde é aquecido e posteriormente armazenado no tanque quente.

A equação que descreve um SAE é a equação proveniente do balanço dos fluxos de FTC em cada tanque de armazenamento, que representa a conservação da energia térmica armazenada numa hora k . A equação da dinâmica dum SAE, proveniente do balanço de energia térmica armazenada pelo SAE na hora k , é dada por:

$$q_k^S = q_{k-1}^S + \eta_2 q_k^{FS} - q_k^{SE} \quad (2.16)$$

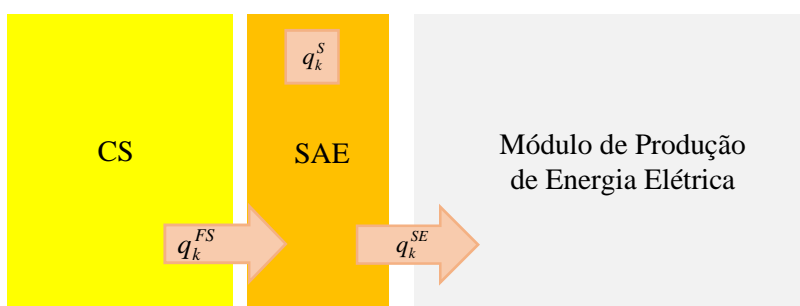


Figura 2.13 – Balanço de energia armazenada no SAE.

Atualmente, o material de preenchimento dos tanques mais utilizado, tendo em conta as temperaturas de operação das diferentes tecnologias, que variam entre os 300°C e os 600°C, consiste em sais fundidos, sendo a mistura mais utilizada constituída por 60% de nitrato de sódio (NaNO_3) e 40% de nitrato de potássio (KNO_3) [52].

Nos últimos anos, têm-se apostado na investigação de sistemas com geração direta de vapor. Esta solução apresenta como vantagens a eliminação de permutadores de calor entre o circuito de recolha de energia térmica e o circuito de armazenamento, a diminuição dos custos das CCST e o aumento do rendimento da central. No entanto, esta solução apresenta como desvantagem o aumento da pressão no circuito hidráulico e no circuito recetor, o que provoca uma maior necessidade de controlo de operação da central [51].

O processo de carga e descarga do SAE obedece a restrições de operação:

- Assegurando o balanço de energia armazenada no SAE;
- Definindo os limites inferior e superior para a potência associada com a energia térmica armazenada no SAE, evitando a solidificação dos sais assim como a ultrapassagem da capacidade máxima de armazenamento;
- Estabelecendo limites de rampa de carga e de descarga do SAE;
- Estabelecendo o tempo mínimo de subida e de descida para o SAE.

Para além da equação (2.16), ainda são incluídas nesta dissertação restrições para a obtenção de um planeamento mais adequado. As restrições (2.17) e (2.18), designadas por restrições de rampa, impedem que em cada período seja aumentado ou reduzido o valor da potência de forma arbitrária. Assim, a operação de um SAE deve respeitar limites de acréscimo ou decréscimo na sua potência entre períodos consecutivos. As equações que regem as taxas de rampa de carga e de descarga do SAE são dadas por:

$$\eta_2(q_{k+1}^{FS} - q_k^{FS}) \leq RU^T \quad (2.17)$$

$$p_k^{SE} - p_{k+1}^{SE} \leq RD^T \quad (2.18)$$

em que RU^T e RD^T são fatores que limitam a variação, súbita, da potência elétrica, sendo geralmente considerado que o acréscimo ou decréscimo de potência elétrica no período horário seguinte é uma percentagem da potência máxima.

Sistemas de Energia Solar Térmica

As taxas de rampa de carga e de descarga bem como o tempo mínimo de subida e de descida para um SAE são apresentadas na Figura 2.14.

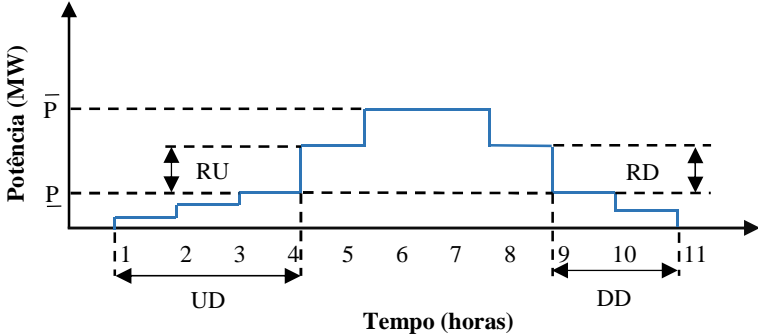


Figura 2.14 – Carga e descarga do SAE.

2.6 Sistema de ‘Backup’

As CCST podem funcionar de forma híbrida, adicionando um sistema de ‘*backup*’ por combustíveis fósseis, como por exemplo, uma central de ciclo combinado a gás ou uma central a carvão. Este sistema de ‘*backup*’ é utilizado principalmente quando a radiação solar não permite o funcionamento da central com recurso exclusivo ao CS. Neste caso, o sistema de ‘*backup*’ fornece energia térmica ao FTC ou fornece energia diretamente ao circuito de geração de vapor. A introdução de um sistema de ‘*backup*’ na CCST permite regular melhor a produção de energia. Acrescentar esta solução a uma CCST que já possua um SAE torna possível obter uma produção de energia elétrica com um perfil idêntico ao apresentado na Figura 2.15.

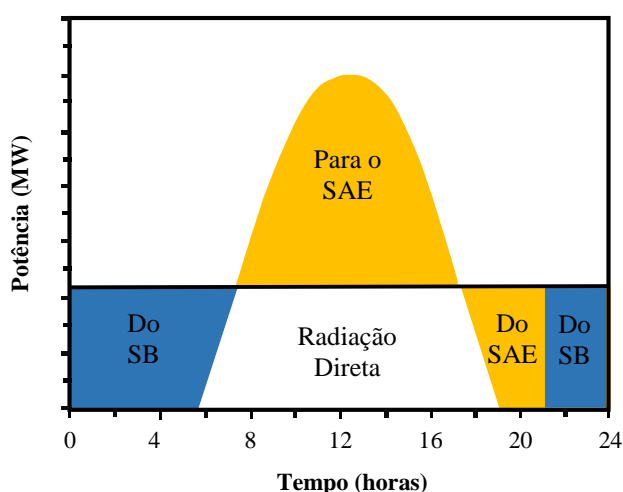


Figura 2.15 – Comportamento de uma CCST com SAE e sistema de ‘*backup*’.

2.6.1 Custo variável do sistema de ‘*backup*’

A operacionalidade do sistema de ‘*backup*’ assim como os custos associados, tais como, o custo variável e o custo de arranque, podem ser modelizados matematicamente através de um conjunto de restrições. Os custos variáveis são geralmente modelizados através de funções não lineares, caracterizadas por serem funções não diferenciáveis e não convexas. No entanto, estas funções podem ser

representadas por aproximações lineares por troços recorrendo à utilização de variáveis binárias, tal como é apresentado na Figura 2.16.

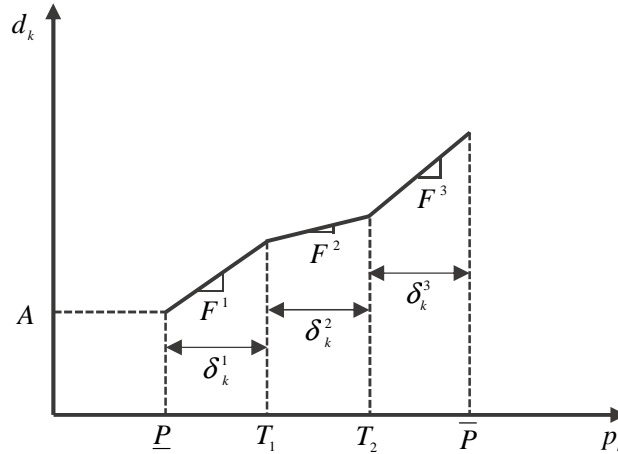


Figura 2.16 – Função linear por troços para os custos variáveis.

A função aproximada para o custo variável, linearizada por NL troços, pode ser modelizada matematicamente utilizando a equação dada por:

$$d_k = \sum_{n=1}^{NL} F^n \delta_k^n \quad (2.19)$$

A potência disponível pelo sistema de ‘*backup*’ na hora k é dada por:

$$p_k^B = \underline{P} v_k + \sum_{n=1}^{NL} \delta_k^n \quad (2.20)$$

Na equação (2.20), a potência disponível corresponde à soma da potência gerada em cada um dos troços mais a potência mínima. A variável binária v_k é introduzida para assegurar que a potência é 0 se o sistema de ‘*backup*’ estiver desligado.

Os limites da potência gerada em cada troço são dados pelas restrições (2.21) a (2.25). A potência gerada em cada troço deve ser maior que 0 e menor que o “comprimento de potência” de cada troço. De modo a assegurar os limites de potência em cada troço é utilizada a variável binária t_k^n , que é igual a 1 se a potência gerada pelo sistema de ‘*backup*’ na hora t exceder o troço n .

$$(T^1 - \underline{P}^B) t_k^1 \leq \delta_k^1 \quad (2.21)$$

$$\delta_k^1 \leq (T^1 - \underline{P}^B) v_k \quad (2.22)$$

$$(T^n - T^{n-1}) t_k^n \leq \delta_k^n \quad (2.23)$$

$$\delta_k^n \leq (T^n - T^{n-1}) t_k^{n-1} \quad (2.24)$$

$$0 \leq \delta_k^{NL} \leq (\overline{P}^B - T_k^{NL-1}) t_k^{NL-1} \quad (2.25)$$

Os limites de potência para o sistema de ‘*backup*’ são dados por:

$$\underline{P}^B v_k \leq p_k^B \leq \overline{p}_k^B \quad (2.26)$$

Na restrição (2.26) é definido, respetivamente, o limite inferior de potência e o limite superior de para o sistema de ‘*backup*’.

2.6.2 Limite superior de potência do sistema de ‘*backup*’

A variável contínua \overline{p}_k^B representa a potência máxima disponível pelo sistema de ‘*backup*’ na hora k . Esta variável permite considerar o limite da taxa de rampa a subir RU^B , e os limites das taxas de rampa de arranque SU^B e de paragem SD^B . A potência máxima disponível tem em conta os seguintes fatores: *i*) a capacidade atual do sistema de ‘*backup*’, considerando que o sistema de ‘*backup*’ está ligado, não arrancou na hora k e não será parado na $k+1$; *ii*) o limite da taxa de rampa de paragem, considerando que o sistema de ‘*backup*’ é desligado na hora $k+1$; *iii*) é 0 considerando que o sistema de ‘*backup*’ é desligado; *iv*) o limite da taxa de rampa de arranque, considerando que o sistema de ‘*backup*’ arranca na hora k ; e *v*) a potência disponível na hora anterior mais o limite da taxa de rampa a subir no caso de o sistema de ‘*backup*’ permanecer ligado.

$$\bar{p}_k^B \leq \bar{P}^B (v_k - z_{k+1}) + SD^B z_{k+1} \quad (2.27)$$

$$\bar{p}_k^B \leq p_{k-1}^B + RU^B v_{k-1} + SU^B y_k \quad (2.28)$$

$$\bar{p}_k^B \geq 0 \quad (2.29)$$

Se o sistema de 'backup' está desligado no hora k , i.e. $v_k = 0$, a potência máxima disponível será 0, sendo assegurado pelas restrições (2.27) a (2.29). Por outro lado, $v_k = 1$ e \bar{p}_k^B deverá ser *i)* menor do que a capacidade do sistema de 'backup' \bar{P}^B , *ii)* menor do que a potência disponível na hora $k-1$ mais o limite da taxa máxima de rampa a subir, *iii)* menor do que o limite de taxa de rampa de arranque no caso em que o sistema de 'backup' arranca no início da hora k , e *iv)* menor do que o limite da taxa de rampa de paragem, no caso em que o sistema de 'backup' é desligado no início da hora $k+1$. Todos estes limites são impostos pelas restrições (2.28) e (2.29).

2.6.3 Limite inferior de potência do sistema de 'backup'

A potência disponível deve ser maior do que a potência mínima nominal \underline{P} e deverá ter em conta o valor máximo do limite de taxa de rampa a descer e o limite de taxa de rampa de paragem. Além disso, se o sistema de 'backup' for desligado, a potência disponível deve ser 0. As restrições que descrevem as características mencionadas anteriormente são dadas por:

$$p_{k-1}^B - p_k^B \leq RD^B v_k + SD^B z_k \quad (2.30)$$

$$\underline{P} v_k \leq p_k \quad (2.31)$$

2.6.4 Custo de arranque do sistema de 'backup'

Os custos de arranque são modelizados através de uma função não linear e dependem do número de horas que o sistema de 'backup' esteve desligado. Como o número de

horas é discreto, o custo de arranque é também uma função discreta podendo ser formulada através de uma aproximação linear por troços. Deve ser notado que, se o número de intervalos é suficientemente grande, então uma função linear por troços para os custos de arranque adquire uma representatividade adequada da função original, i.e., quanto maior for o número de intervalos mais precisa será a discretização.

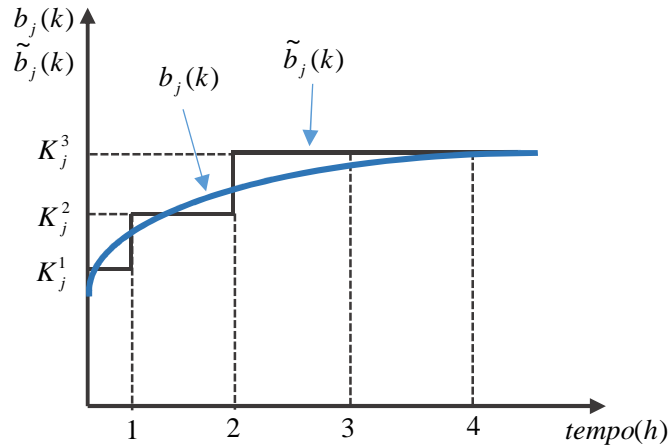


Figura 2.17 – Linearização dos custos de arranque.

Os custos de arranque podem variar de um valor máximo de arranque a frio para um valor mínimo quando o sistema de ‘*backup*’ ainda está relativamente próxima da sua temperatura de funcionamento. A descrição dos custos de arranque que reflete a dependência do tempo de paragem é dada por:

$$b_k \geq \max K^t \left(v_k - \sum_{l=1}^t v_{k-l} \right) \quad (2.32)$$

onde K^t é uma constante. Para $t > 0$ o segundo termo da restrição é igual a 1 se o sistema de ‘*backup*’ estiver ligado na hora t e tem estado desligado para as t horas anteriores. As restrições que modelizam os custos de arranque através de uma formulação linear equivalente são dadas por:

$$b_k \geq K^t \left(v_k - \sum_{l=1}^t v_{k-l} \right) \quad (2.33)$$

$$b_k \geq 0 \quad (2.34)$$

2.7 Operação da CHCST

Neste subcapítulo é pretendido fazer uma descrição geral dos modos de operação da CHCST. Em seguida irá abordar-se de forma detalhada, a constituição e o funcionamento típico, de cada um dos blocos constituintes da CCST.

Uma CCST pode ser descrita como uma estrutura constituída por três blocos: o CS, o SAE e o módulo de produção de energia elétrica. Esta estrutura é apresentada na Figura 2.18.

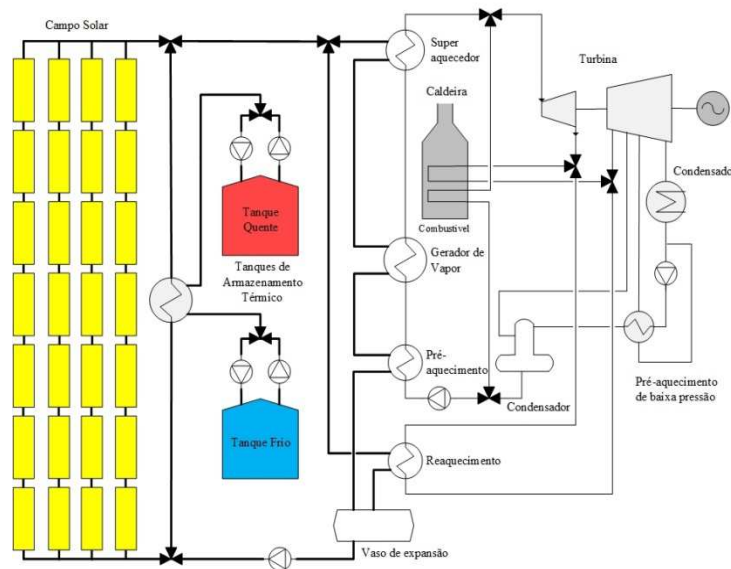


Figura 2.18 – Configuração de uma CHCS.

O tamanho do CS pode ser medido na área efetiva do campo ou utilizando o conceito, ao qual se dá o nome de múltiplo solar (SM), que normaliza o tamanho do CS. Um CS com um múltiplo solar de 1,0 é dimensionado para fornecer energia suficiente para operar o módulo de produção na sua capacidade nominal. A área de um CS é dimensionado com base no CS com um múltiplo de um, ou seja, um CS com um múltiplo de 2.0 cobrirá cerca de duas vezes a área do coletor de um CS múltiplo de 1.0. A equação que estabelece o valor do múltiplo solar é dada por:

$$SM = \frac{\overline{Q}^{FE}}{\overline{Q}^{PB}} \quad (2.35)$$

O módulo de produção de energia elétrica tem como função transformar a energia térmica em energia elétrica, tendo como elementos constituintes um gerador de vapor, uma turbina associada a um gerador e um sistema de refrigeração.

Ao início do dia os coletores situados no CS iniciam o seguimento do Sol, concentrando os raios solares nos tubos de absorção com o objetivo de aquecer um FTC que circula no interior destes. Este é posteriormente, encaminhado para o módulo de produção de energia elétrica onde transfere a sua energia térmica, com o objetivo de gerar vapor sobreaquecido para acionar uma turbina ligada a um gerador, produzindo desta forma energia elétrica.

Para níveis de radiação mais elevados, o CS irá disponibilizar um caudal de FTC suficiente para produzir energia elétrica e também carregar o SAE. O caudal excedente do FTC irá aquecer um meio de armazenamento térmico.

Em períodos de menor radiação, o CS poderá não ser capaz de fornecer a energia necessária para o funcionamento da turbina, sendo, nesse caso, necessário recorrer à energia guardada no SAE. O meio de armazenamento irá, desta forma, aquecer o caudal de FTC em falta, transitando, agora do tanque quente para o tanque frio. O sistema de *'backup'* será utilizado, sempre que o SAE não consiga satisfazer na totalidade a energia necessária para o normal funcionamento da turbina.

CAPÍTULO

3

Metodologia de Otimização

Neste capítulo é apresentada a metodologia de otimização aplicada para o suporte de decisões do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar. Para a resolução do problema, este estudo assenta em uma metodologia baseada em PLIM e otimização robusta.

3.1 Metodologias de Otimização

Ao longo dos últimos anos, com o avanço tecnológico dos recursos informáticos, e consequentemente, com a expansão da capacidade de memória e aumento da velocidade de computação dos mesmos, tem sido possível aumentar não só a capacidade de simulação computacional, mas também a eficiência das técnicas de otimização aplicadas à resolução de problemas com elevado número de variáveis. As metodologias de otimização podem ser classificadas quanto ao tipo de variáveis envolvidas no modelo matemático de programação em metodologias determinísticas ou metodologias estocásticas, ditas de programação estocástica. Enquanto a programação determinística determina a solução ótima sem necessitar da consideração da aleatoriedade das variáveis associadas a cenários, a programação estocástica determina a solução ótima para um conjunto de cenários admitidos como realizações possíveis associadas com uma medida probabilística de possibilidade de ocorrência.

No processo de gestão e planeamento de sistemas de energia elétrica existem diversas decisões que têm de ser tomadas, considerando a incerteza dos dados. Os dados incertos, tais como a radiação solar, os preços da energia elétrica, a fiabilidade dos equipamentos e outros parâmetros do mercado de eletricidade, podem variar com o tempo e são frequentemente sujeitos a desvios inesperados que podem causar distúrbios de produção das centrais. Devido a estes factos, a programação estocástica tem recebido muita atenção.

As metodologias de otimização mencionadas anteriormente podem ainda ser classificadas nas seguintes categorias:

- Programação linear (PL) – nesta metodologia as variáveis são contínuas e apresentam um comportamento linear, tanto em relação às restrições quanto à função objetivo;

Metodologia de Otimização

- Programação não linear (PNL) – nesta metodologia a função objetivo ou qualquer das restrições apresentam qualquer tipo de não linearidade;
- Programação linear inteira mista (PLIM) – nesta metodologia tanto a função objetivo como as restrições são lineares e as variáveis podem assumir valores discretos ou contínuos.

3.2 Programação Linear Inteira Mista

Os problemas de PLIM são estruturados do mesmo modo que os problemas de PL, mas possuem adicionalmente pelo menos uma restrição de integralidade, impondo que as variáveis envolvidas na restrição assumam valores inteiros. Os problemas que possuem todas as variáveis com restrições de integralidade são denominados problemas de programação inteira, enquanto que aqueles que contêm pelo menos uma variável com restrição de integralidade juntamente com variáveis contínuas são denominados de problemas de programação inteira mista.

A PLIM permite uma representação adequada para o problema de determinação de quais os equipamentos que devem estar a funcionar, e qual o seu nível de geração, a cada hora do dia, satisfazendo um conjunto de restrições técnicas impostas quer por restrições locais ligadas com os equipamentos, quer por restrições globais ligadas com modelos matemáticos que descrevem o comportamento conjunto de mais do que um equipamento. O estado discreto de uma CHCST é definido pelo facto de o módulo de produção ou o sistema de *'backup'* estar ligado ou desligado num determinado período. Este facto introduz uma interdependência entre os períodos de tempo no horizonte temporal, pois decisões futuras dependem de decisões tomadas no passado, tendo que ser caracterizado também por restrições.

A operação de desligar e ligar uma central conhecida por arranque, pode ocasionar arranques frequentes das CHCST se não for adequadamente limitado. Os arranques frequentes das CHCST podem ocasionar:

- Incremento da frequência de intervenções para manutenção;
- Excessivo desgaste e corrosão dos equipamentos mecânicos da turbina devido ao aumento de temperatura;
- Uso não eficiente do FTC durante arranque, pois a unidade irá operar longe do seu ponto ótimo.

Ainda, em casos particulares de planeamento em sistemas de energia solar em que é necessário considerar zonas proibidas de geração para a CHCST surge a necessidade de introdução de restrições complementares. Esta consideração está associada com o facto de os equipamentos não operarem em zonas proibidas de geração devido a desgastes mecânicos, causados pela cavitação, vibrações e oscilações na potência.

As zonas proibidas de geração originam um aumento da complexidade do algoritmo computacional, devido ao aumento do número de estados possíveis para os equipamentos e o conseqüente aumento na dimensão do problema. Estas zonas não são abordadas nesta dissertação, visto que, constituem um tratamento que merece individualização no âmbito de uma dissertação.

Nesta dissertação é considerada zona de operação para geração, i.e., entre 0 e \underline{P} a CHCST não pode operar, ou seja, a CHCST pode passar em operação por esta zona, nem pode permanecer nela. A região com limites de \underline{P} a \bar{P} é uma região onde a CHCST pode operar adequadamente. Desta forma, podemos considerar duas possibilidades de operação para a CHCST: desligada, portanto $p_k = 0$; ligada, na região entre \underline{P} e \bar{P} . O problema de PLIM pode ser formulado genericamente por:

$$\text{Max } Z(x) = c^T x \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$Ax \leq b \quad (3.2)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \quad (3.3)$$

$$x_j \text{ inteira } j \in Z \quad (3.4)$$

Esta formulação será aplicada na resolução do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar.

3.3 Programação Estocástica

A resolução de problemas que envolvem a incerteza nos dados, diferentemente da programação determinística, onde se supõe que os parâmetros do problema são conhecidos sem incerteza, exige o recurso a técnicas de programação estocástica. Para modelizar um problema de programação estocástica, cuja incerteza é representada por uma árvore de cenários, devem ser conhecidas as realizações futuras de todas as variáveis aleatórias envolvidas no problema, ou então, gerar cenários de forma sistemática.

Na formulação da programação estocástica, cada parâmetro incerto constitui uma variável aleatória. Uma variável aleatória cujo valor evolui ao longo do tempo é conhecida como um processo estocástico. A evolução do valor dos preços de mercado da energia elétrica ao longo do dia é um exemplo de um processo estocástico. Na programação estocástica, as variáveis aleatórias são geralmente representadas por um conjunto finito de realizações ou cenários [52]. Por exemplo, a variável aleatória ξ pode ser representada por uma série dada por:

$$\xi_{\omega} \text{ para } \omega=1, \dots, \Omega$$

em que ω é o índice do cenário e Ω é o número de cenários considerados. Consequentemente, ξ representa o conjunto de realizações possíveis da variável aleatória, i.e., $\xi = \{\xi_1, \dots, \xi_{\Omega}\}$.

A notação anterior de ξ também pode descrever um vetor de variáveis aleatórias, por exemplo, se ξ caracteriza os preços da energia elétrica para as vinte e quatro horas do dia seguinte, ξ_{ω} é um vetor com vinte e quatro coordenadas, representando uma realização possível dos preços no dia considerado.

Cada realização ξ_ω está associada a uma probabilidade ρ_ω que satisfaz a:

$$\rho_\omega = P(\omega | \xi = \xi_\omega), \quad \text{sendo} \quad \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_\omega = 1 \quad (3.5)$$

A programação estocástica é uma metodologia de programação matemática que permite considerar a distribuição probabilística das variáveis aleatórias intervenientes no modelo. A programação estocástica tem como objetivo encontrar soluções que sejam compatíveis a todas as possíveis realizações, isto é, a programação estocástica considera todos os cenários e as suas probabilidades. A consideração na escolha dos cenários deve ser realizada em conformidade com o interesse desses cenários no que respeita à obtenção de uma solução satisfatória.

A programação estocástica pode ser classificada tendo em conta a forma pela qual a incerteza é expressa e como o problema é adaptado a um modelo de otimização. Uma classificação desta programação é apresentada na Figura 3.1.

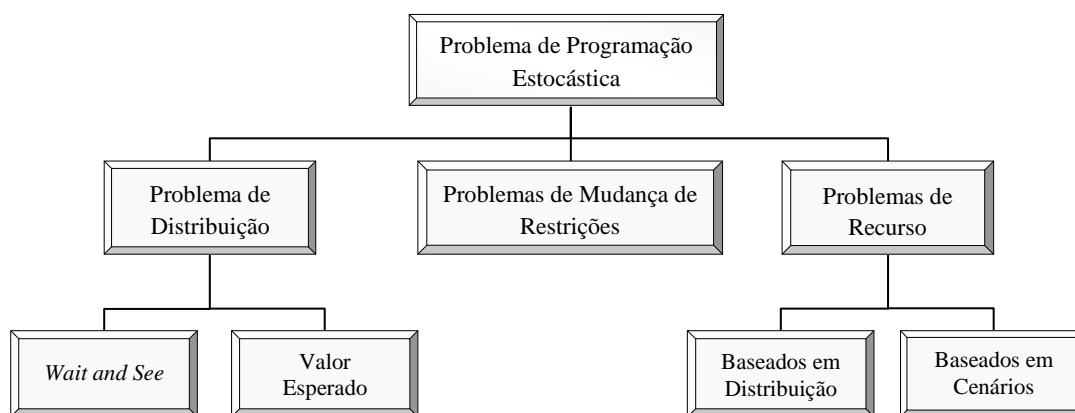


Figura 3.1 – Classificação dos problemas de programação estocástica [53].

Os métodos de programação estocástica mais utilizados correspondem aos problemas de recurso baseados em dois estados, sendo as decisões tomadas num primeiro estado com ausência da aleatoriedade, depois do qual a aleatoriedade presente influenciando o resultado final é considerada. Uma decisão de recurso será então tomada no segundo estado para obviar às discrepâncias obtidas na solução do primeiro estado.

3.3.1 Problemas de recurso

Os problemas de recurso são definidos como programas estocásticos onde algumas decisões, designadas ações recursivas, podem ser tomadas após a incerteza ser revelada [53]. Estes problemas são classificados consoante o seu número de estados, visto que, cada estado representa o momento em que as decisões são tomadas.

Os problemas de recurso utilizados com frequência na literatura são os problemas de programação estocástica de dois estados, onde as decisões são divididas nesses dois estados, nomeadamente:

- Decisões de primeiro estado, ou *here-and-now decisions* – são decisões que devem ser tomadas antes de se conhecer o valor a atribuir às variáveis que envolvem a incerteza, visto que, estas decisões não dependem de cada realização possível dessas variáveis.
- Decisões de segundo estado, ou *wait-and-see decisions* – são decisões que se tomam após serem conhecidos os valores das variáveis que envolvem a incerteza. As variáveis de segundo estado são utilizadas para corrigir possíveis efeitos negativos gerados pela decisão de primeiro estado.

O processo de resolução associado a um programa de recurso é caracterizado pela execução das seguintes etapas [54]:

- O primeiro estado não envolve incertezas.
- As incertezas são conhecidas no início de cada estado.
- As decisões no primeiro estado são tomadas antes das realizações futuras.
- Os efeitos negativos gerados pela decisão do primeiro estado, à medida que os eventos futuros vão sendo conhecidos, devem ser corrigidos.

O problema de programação estocástica de dois estados pode ser formulado genericamente como em [53], sendo dado por:

$$\max c^T x + E[Q(x, \omega)] \quad (3.6)$$

sujeito a:

$$\underline{b} \leq Ax \leq \bar{b} \quad (3.7)$$

$$x \geq 0 \quad (3.8)$$

em que $Q(x, \omega)$ é o valor ótimo do problema de segundo estado:

$$\max q^T y \quad (3.9)$$

sujeito a:

$$\underline{h} \leq T x + W y \leq \bar{h} \quad (3.10)$$

$$y \geq 0 \quad (3.11)$$

Na formulação de (3.6) a (3.11), os dados estão organizados em dois níveis diferentes associados a cada um dos estados. As variáveis de primeiro estado são determinísticas: $x \in \mathfrak{R}_+^{m_1}$ é o vetor das variáveis de decisão; $c \in \mathfrak{R}^{m_1}$ é o vetor dos coeficientes da função objetivo associado com o vetor das variáveis de decisão; $A \in \mathfrak{R}^{m_1 \times m_1}$ é a matriz dos coeficientes; \underline{b} e $\bar{b} \in \mathfrak{R}^{m_1}$ são respetivamente os vetores dos limites mínimos e máximos para as restrições. As variáveis de segundo estado dependem dos dados incertos, variando com cada cenário. O vetor das variáveis de decisão de segundo estado é indicado por $y \in \mathfrak{R}_+^{m_2}$ e $\omega = (q, T, W, \underline{h}, \bar{h})$ é a variável aleatória que contém os dados para o problema de segundo estado. É assumido que o vetor aleatório ω possui um número finito de realizações $\omega_1 \dots \omega_\Omega$ com as respetivas probabilidades $\rho_1 \dots \rho_\Omega$. O valor esperado é dado por:

$$E[Q(x, \omega)] = \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_\omega q_\omega^T y_\omega \quad (3.12)$$

A estrutura da matriz das restrições que envolvem as variáveis de estado correspondentes à formulação de (3.6) a (3.11) é apresentada na Figura 3.2.

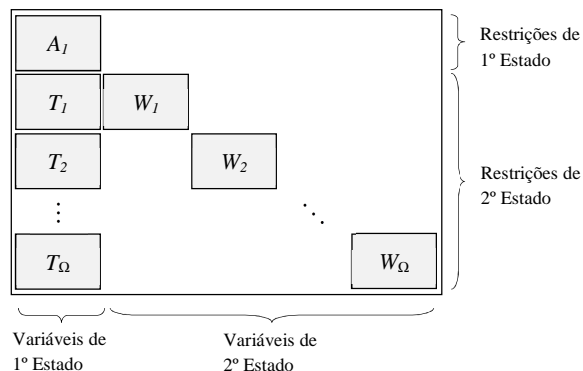


Figura 3.2 – Estrutura da matriz de restrições para o problema estocástico de dois estados.

Uma forma de representar as incertezas consiste em utilizar uma árvore de cenários que se ramifica para cada possibilidade de realização da variável aleatória. A árvore de cenários constitui uma forma representativa de mostrar o comportamento das incertezas ao longo do tempo [54]. Os cenários descritos por uma árvore correspondentes a um problema de programação estocástica podem ser ilustrados como é apresentado na Figura 3.3.

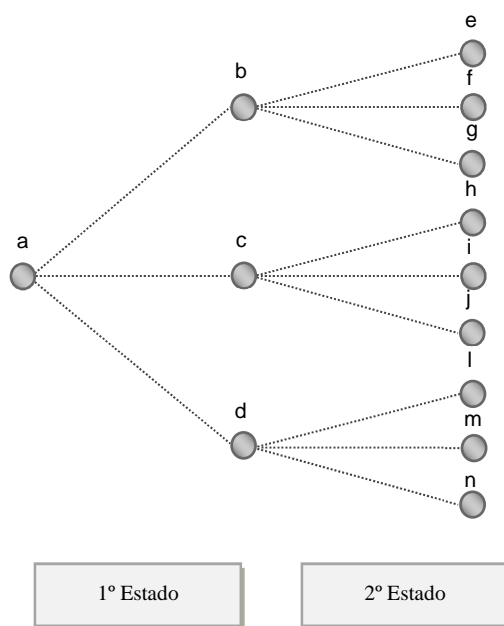


Figura 3.3 – Árvore de cenários.

Uma das desvantagens associadas à programação estocástica é a necessidade de considerar um elevado número de cenários para representarem adequadamente a incerteza dos parâmetros. A consideração de um elevado número de cenários aumenta o tamanho do problema e, conseqüentemente, aumenta a complexidade computacional. Esta é a desvantagem que limita a aplicação da programação estocástica para resolver casos práticos com um elevado número de parâmetros incertos, bem como a necessidade do decisor ter boas estimativas das probabilidades associadas a cada cenário s . Em alternativa à programação estocástica têm sido propostas outras metodologias de otimização como por exemplo, a otimização robusta.

3.4 Otimização Robusta

A otimização robusta é uma técnica matemática predominantemente utilizada para resolver problemas que envolvem parâmetros incertos e cuja sua modelização é feita através de intervalos de previsão. O objetivo inerente à utilização da otimização robusta consiste em alcançar uma solução que seja admissível para o intervalo de previsão.

Contrariamente à otimização estocástica, onde a incerteza é modelizada através de cenários, a otimização robusta requer um menor tempo de computação devido à redução de variáveis de decisão envolvidas no problema de otimização. As principais vantagens da otimização robusta são: *i*) não ser necessário determinar uma função de probabilidade subjacente aos parâmetros incertos; *ii*) fornecer a opção de incorporar diferentes atitudes em relação ao risco. Considerando as vantagens mencionadas anteriormente, será utilizado nesta dissertação a otimização robusta para resolver o problema de planeamento de curto prazo sistema de energia solar, sendo explicado seguidamente em que consiste a otimização robusta.

Seja considerado que a energia térmica gerada pelo CS se encontra dentro de um intervalo de previsão, de modo a ser modelizada a incerteza relacionada com o recurso solar. Pelo que, a metodologia de otimização robusta proposta apresenta a formulação dada por:

$$\text{Min } z = \sum_{j=1}^J c_j x_j \quad (3.13)$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J a_{i,j} x_j \leq \tilde{b}_i \quad i \in I \quad (3.14)$$

$$x_j \geq 0 \quad j \in J \quad (3.15)$$

onde c_j e a_{ij} são dados determinísticos, e \tilde{b}_i é a soma de τ_i parâmetros incertos:

$$\tilde{b}_i = \sum_{s=1}^{\tau_i} \tilde{b}_{i,s} \quad (3.16)$$

Em (3.14), é assumido que \tilde{b}_i apresenta uma distribuição simétrica com uma média igual ao valor nominal $b_{i,s} \in [b_{i,s} - \hat{b}_{i,s}, b_{i,s} + \hat{b}_{i,s}]$, como é apresentado na Figura 3.4.

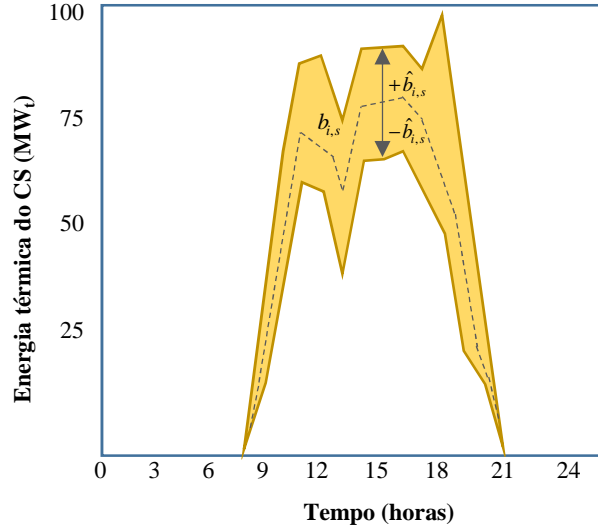


Figura 3.4 – Variação da incerteza $b_{i,s}$.

Combinando (3.14) e (3.16), é obtida a restrição:

$$\sum_{j=1}^J a_{ij} x_j \leq \tilde{b}_i = \sum_{s=1}^{\tau_i} \tilde{b}_{i,s} \quad (3.17)$$

Adicionalmente, é considerado um coeficiente Γ_i para ajustar o nível de conservadorismo da solução alcançada, para cada restrição de ordem i no conjunto I , que assume um valor real em $[0, \tau_i]$. No i -ésimo segundo membro de (3.17), se até $[\Gamma_i]$ parâmetros se alterarem, e se um parâmetro de $\tilde{b}_{i,t}$ se alterar para $(\Gamma_i - [\Gamma_i])\hat{b}_{i,t}$, então a solução é admissível devido à função de proteção, $\beta(\tau_i, \Gamma_i)$ [44]. Deste modo, cada i -ésimo segundo membro de (3.17) pode ser definido de acordo com o valor nominal e com a seguinte função de proteção:

$$\tilde{b}_i = \sum_{s=1}^{\tau_i} \tilde{b}_{i,s} = \sum_{s=1}^{\tau_i} b_{i,s} - \beta(\tau_i, \Gamma_i) \quad (3.18)$$

Por sua vez, a função de proteção é definida para garantir uma solução admissível para o pior caso associado à incerteza modelizada, tendo a seguinte forma:

$$\beta(\tau_i, \Gamma_i) = \max_{\{S_i \cup \tau_i | S_i \subseteq \tau_i, |S_i| = |\Gamma_i|, \tau_i \in \tau_i \setminus S_i\}} \left\{ \sum_{s=1}^{\tau_i} \hat{b}_{i,s} + (\Gamma_i - [\Gamma_i]) \hat{b}_{i,\tau_i} \right\} \quad (3.19)$$

Deste modo, atendendo a (3.18), a restrição (3.14) será:

$$\sum_{j=1}^J a_{ij} x_j + \beta(\tau_i, \Gamma_i) \leq \sum_{s=1}^{\tau_i} b_{i,s} = b_i \quad (3.20)$$

Por conseguinte, a metodologia robusta não linear assume a formulação dada por:

$$\text{Min } z = \sum_{j=1}^J c_j x_j \quad (3.21)$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J a_{i,j} x_j + \beta(\tau_i, \Gamma_i) \leq b_i \quad i \in I \quad (3.22)$$

$$x_j \geq 0 \quad j \in J \quad (3.23)$$

Finalmente, com o objetivo de se evitarem não linearidades no problema robusto (3.21) a (3.23), originadas por (3.22), é utilizada uma metodologia linear dada por:

$$\text{Min } z = \sum_{j=1}^J c_j x_j \quad (3.24)$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J a_{i,j} x_j + r_i \Gamma_i + \sum_{s=1}^{\tau_i} q_{i,s} \leq b_i \quad i \in I \quad (3.25)$$

$$r_i + q_{i,s} \geq \hat{b}_{i,s} \quad i \in I, \quad s \in \tau_i \quad (3.26)$$

$$q_{i,s}, x_j, r_i \geq 0 \quad i \in I, \quad j \in J, \quad s \in \tau_i \quad (3.27)$$

onde r_i e $q_{i,s}$ são variáveis duais associadas às restrições que modelizam linearmente a restrição (3.19), de modo a ser determinada a função de proteção.

CAPÍTULO

4

Formulação do Problema

Neste capítulo é realizada a formulação do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar. Refere-se o horizonte temporal escolhido e mencionam-se as fases elementares para conceber o modelo de otimização. Descreve-se a função objetivo e as restrições do problema.

4.1 Horizonte Temporal

O planeamento de sistemas de energia solar passa por estabelecer um determinado número de decisões admissíveis num número finito de estádios, isto é, um escalonamento temporal, de modo a se obter o melhor desempenho possível das CHCST, neste caso, a maximização do valor da produção de energia elétrica, ao longo do horizonte temporal considerado.

O horizonte temporal considerado é um dia subdividido em períodos de 24 horas. Nesta dissertação, o planeamento de sistemas de energia solar enquadra-se na área do curto prazo, sendo que nestas condições podem-se considerar as grandezas como determinísticas, dada a segurança com que se podem efetuar previsões sobre grandezas de natureza estocástica, tais como, a radiação solar e os preços da energia elétrica.

A otimização da exploração de CHCST consiste em determinar com racionalidade a energia elétrica produzida a partir dos sistemas que constituem uma CHCST, nomeadamente, a energia elétrica produzida pelo CS, a energia elétrica produzida pelo SAE e a energia elétrica produzida pelo sistema de *'backup'*, em cada período do horizonte temporal considerado. As variáveis inerentes ao funcionamento de uma CHCST estão relacionadas com vários fatores, como por exemplo, os limites de potência da CHCST, os limites de potência dos SAE, entre outros que serão abordados neste capítulo. Consequentemente, para atingir racionalidade na gestão é necessário o recurso à simulação computacional do modelo matemático que descreve o funcionamento de uma CHCST, gerando um sistema de informação para o suporte à tomada das decisões.

Uma das variáveis que condiciona o aproveitamento do Sol por parte de uma CHCST é a radiação solar. Dado que o horizonte temporal considerado é o curto prazo, será possível estimar o valor da radiação solar.

Formulação do Problema

Ao conceber um modelo de otimização para um problema deve-se considerar um conjunto de fases, como é apresentado na Figura 4.1:

- Verificação, no contexto do problema, da legitimidade do uso de inequações ou equações lineares;
- Identificação das variáveis de decisão;
- Identificação das restrições;
- Identificação da função objetivo;
- Formulação matemática do problema.

Depois de se obter a formulação matemática, é então possível resolver o problema de otimização.

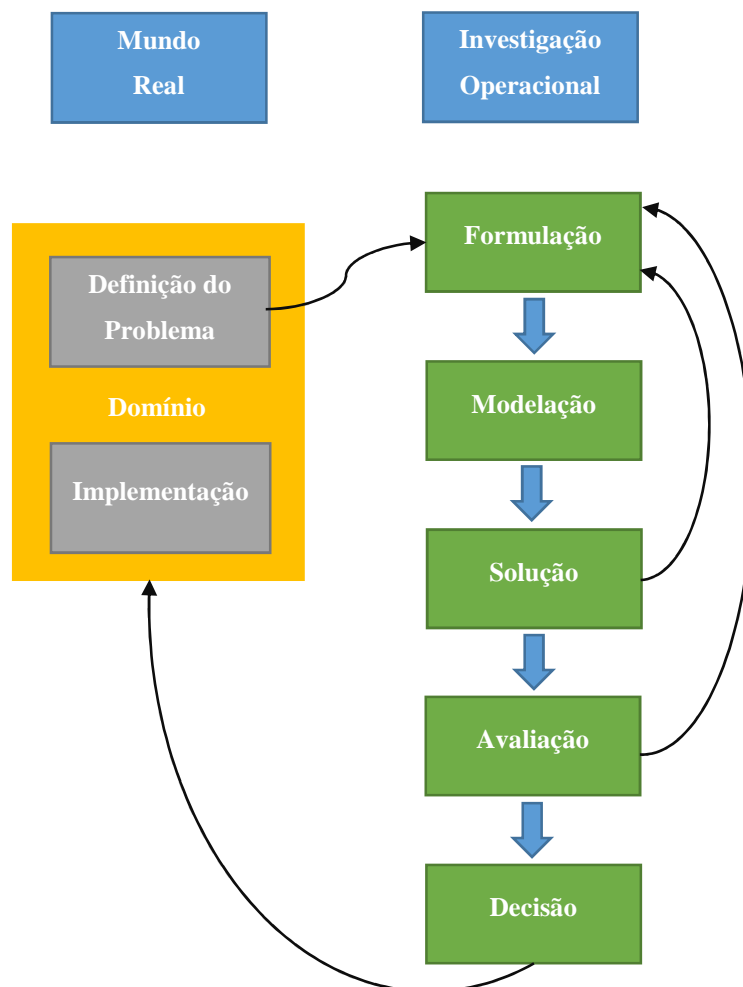


Figura 4.1 – Fases para a concepção de um modelo de otimização.

Formulação do Problema

A formulação matemática do problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar constitui uma fase importante na resolução do problema, visto que, modelizar matematicamente o objetivo e as restrições técnicas e operacionais referentes ao problema requerem a utilização conjunta de diferentes técnicas de programação matemática. Dada a complexidade associada às técnicas de programação, é requerido a utilização de *software* apropriado para determinar uma solução admissível.

A implementação de um fluxograma é usual para descrever os procedimentos fundamentais que caracterizam o problema. De uma forma simples e esquematizada, descreve os processos a ter em consideração para a resolução do problema de planeamento.

Para o caso de planeamento da central de CHCST, inicialmente é considerada a quantidade de energia térmica armazenada pelo SAE, tendo em consideração a energia disponível será possível determinar a quantidade de potência associada com a energia térmica a gerar e por sua vez a quantidade de energia elétrica que será possível fornecer à rede elétrica. No entanto, deverá ser considerado o preço da energia no mercado diário para a hora k , pelo que, surge o problema de planeamento: Qual a quantidade de energia elétrica que deverá ser produzida e quando?

O problema de planeamento para o produtor é o de como maximizar o lucro com a venda da energia escolhendo as variáveis de forma conveniente, i.e., respeitando as restrições operacionais e considerando os custos da CHCST, este problema é situado de forma a abranger o horizonte temporal em estudo (24 horas).

Na figura 4.2 estão representados os principais procedimentos a considerar no problema de planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar.

Formulação do Problema

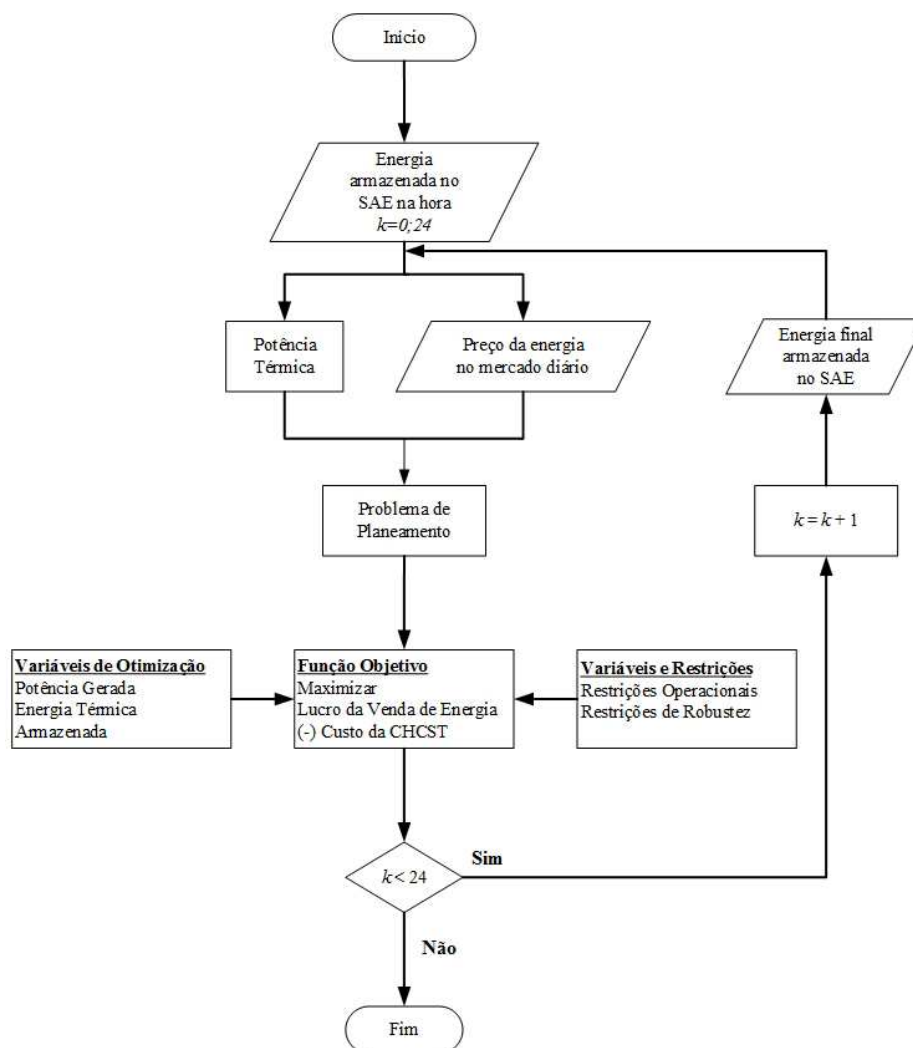


Figura 4.2 – Fluxograma dos principais procedimentos do problema.

4.2 Variáveis e Restrições

O objetivo do problema de planejamento de sistemas de energia solar consiste em encontrar o modo de operação ótimo de uma CHCST em todos os períodos de modo a maximizar o lucro total de uma empresa produtora, tendo em conta o horizonte temporal de um dia.

4.2.1 Restrições operacionais

As seguintes restrições descrevem as características operacionais da CHCST durante o horizonte temporal considerado.

$$p_k = p_k^{FE} + p_k^{SE} + p_k^B \quad (4.1)$$

$$p_k^{FE} = \eta_1 q_k^{FE} \quad (4.2)$$

$$p_k^{SE} = \eta_3 q_k^{SE} \quad (4.3)$$

$$\underline{Q}^{PB} u_k \leq q_k^{FE} + q_k^{SE} \leq \overline{Q}^{PB} u_k \quad (4.4)$$

$$\underline{Q}^{PB} w_k \leq q_k^{FE} + q_k^{SE} + \frac{p_k^B}{\eta_4} \leq \overline{Q}^{PB} w_k \quad (4.5)$$

$$q_k^S = q_{k-1}^S + \eta_2 q_k^{FS} - q_k^{SE} \quad (4.6)$$

$$0 \leq p_k \leq \overline{P} \quad (4.7)$$

$$\underline{Q}^S \leq q_k^S \leq \overline{Q}^S \quad (4.8)$$

$$p_k^{SE} - p_{k+1}^{SE} \leq RD^T \quad (4.9)$$

$$\eta_2 (q_{k+1}^{FS} - q_k^{FS}) \leq RU^T \quad (4.10)$$

$$p_k^{FE}, p_k^{SE}, q_k^{FE}, q_k^{SE} \geq 0 \quad (4.11)$$

Formulação do Problema

A equação (4.1) assegura o balanço da potência elétrica da geração agregada do CF, do SAE e do sistema de *'backup'*.

As equações (4.2) e (4.3) impõem que a potência elétrica associada com a energia da geração no CS e no SAE depende das eficiências associadas com o CS e da potência associada com a energia térmica armazenada no SAE, respetivamente.

A restrição (4.4) estabelece os limites da soma da potência térmica do SAE e do CS para o módulo de produção. A variável binária u_k assume o valor lógico 1 se a CCST estiver em funcionamento na hora k .

A restrição (4.5) estabelece também os limites de potência térmica no módulo de produção, mas incluindo a potência térmica do sistema de *'backup'*. A variável binária w_k assume o valor lógico 1 se a CHCST estiver em funcionamento na hora k .

A equação (4.6) assegura o balanço da energia armazenada no SAE.

A restrição (4.7) define os limites inferior e superior para a potência gerada pela CHCST.

A restrição (4.8) define os limites inferior e superior para a potência associada com a energia térmica armazenada no SAE, evitando a solidificação do sal assim como a ultrapassagem da capacidade máxima de armazenamento.

A restrição (4.9) e (4.10) estabelecem as taxas de rampa de carga e descarga do SAE, respetivamente.

A restrição (4.11) estabelece a condição de não-negatividade para os fluxos de potência.

4.2.2 Restrições do tempo mínimo de subida/descida para o CS+SAE

As seguintes restrições definem o tempo mínimo de subida/descida para o CS+SAE durante o horizonte temporal considerado.

$$(x_{k-1} - UT^{SF+T})(u_{k-1} - u_k) \geq 0 \quad (4.11)$$

$$(x_{k-1} - DT^{SF+T})(u_{k-1} - u_k) \geq 0 \quad (4.12)$$

As restrições (4.11) e (4.12) são substituídas por uma aproximação linear dada em [13], para o tempo mínimo de subida/descida para o CS e o SAE.

4.2.3 Restrições de robustez

As restrições de robustez são definidas, usando o modelo de otimização robusto, demonstrado pelas expressões descritas no subcapítulo 3.4.

$$q_k^{FE} + q_k^{FS} - E_k + r_k \Gamma_k + q_k \leq 0 \quad \forall k | \hat{E}_k > 0 \quad (4.13)$$

$$r_k + q_k \geq \hat{E}_k \quad \forall k | \hat{E}_k > 0 \quad (4.14)$$

$$r_k \geq 0 \quad (4.15)$$

$$q_k \geq 0 \quad \forall k | \hat{E}_k > 0 \quad (4.16)$$

As restrições (4.13) a (4.16) estabelecem as restrições associadas à metodologia de otimização robusta (3.25) a (3.28). A restrição (4.13) estabelece o balanço da potência térmica no CS, considerando a incerteza de E_k , para valores do intervalo $[E_k - \hat{E}_k, E_k + \hat{E}_k]$, com $\hat{E}_k \geq 0$ sendo \hat{E}_k o desvio do valor médio de E_k , e $\Gamma_k \in [0, 1]$. Se não há incerteza para E_k , então $\hat{E}_k = 0$, donde $\Gamma_k = 0$.

4.2.4 Restrições de potência para o sistema de ‘backup’

As seguintes restrições definem os limites de potência para o sistema de ‘backup’ durante o horizonte temporal considerado.

$$\underline{P}^B v_k \leq p_k^B \leq \overline{P}^B \quad (4.17)$$

$$\overline{P}^B \leq \overline{P}^B (v_k - z_{k+1}) + SD^B z_{k+1} \quad (4.18)$$

$$\overline{P}^B \leq \overline{P}^B_{k-1} + RU^B v_{k-1} + SU^B y_k \quad (4.19)$$

$$p_{k-1}^B - p_k^B \leq RD^B v_k + SD^B z_k \quad (4.20)$$

$$\overline{P}^B \geq 0 \quad (4.21)$$

A restrição (4.17) define o limite inferior e superior para a potência do sistema de ‘backup’. As restrições (4.18) a (4.20) definem a relação entre as variáveis de arranque e de paragem do sistema de ‘backup’.

4.2.5 Função de custos variáveis

As seguintes restrições definem a linearização por troços da função de custos variáveis para o sistema de ‘backup’ durante o horizonte temporal considerado.

$$d_k = \sum_{n=1}^{NL} F^n \delta_k^n \quad (4.22)$$

$$p_k^B = \underline{P}^B v_k + \sum_{n=1}^{NL} \delta_k^n \quad (4.23)$$

$$(T^1 - \underline{P}^B) t_k^1 \leq \delta_k^1 \quad (4.24)$$

$$\delta_k^1 \leq (T^1 - \underline{P}^B) v_k \quad (4.25)$$

Formulação do Problema

$$(T^n - T^{n-1})t_k^n \leq \delta_k^n \quad \forall n = 2, \dots, NL-1 \quad (4.26)$$

$$\delta_k^n \leq (T^n - T^{n-1})t_k^{n-1} \quad \forall n = 2, \dots, NL-1 \quad (4.27)$$

$$0 \leq \delta_k^{NL} \leq (\bar{P}^B - T_k^{NL-1})t_k^{NL-1} \quad (4.28)$$

As restrições (4.22) a (4.28) definem para o sistema de ‘*backup*’ uma função aproximada para o custo variável, linearizada por três troços [55]. De salientar que a função original é não convexa e não diferenciável. A variável binária, t_k^n , introduzida no problema, é igual a 1 se a potência da caldeira na hora k exceder o segmento n .

4.2.6 Função de custo de arranque

As seguintes restrições definem a linearização por troços da função de custo de arranque para o sistema de ‘*backup*’ durante o horizonte temporal considerado.

$$b_k \geq \max K^t \left(v_k - \sum_{l=1}^t v_{k-l} \right) \quad (4.29)$$

$$b_k \geq K^t \left(v_k - \sum_{l=1}^t v_{k-l} \right) \quad (4.30)$$

$$b_k \geq 0 \quad (4.31)$$

As restrições (4.29) a (4.31) definem uma função aproximada para o custo de arranque normalmente descrito por uma função exponencial. Esta função é aproximada por uma função afim com dez intervalos. Notar que o termo dentro de parêntesis em (4.29) é igual a 1 para $t > 0$ quando a caldeira está ligada na hora k , e esteve desligada nas t horas precedentes.

4.2.7 Restrições do tempo mínimo de subida/descida para o sistema de *'backup'*

As seguintes restrições definem o tempo mínimo de subida/descida para o sistema de *'backup'* durante o horizonte temporal considerado.

$$(x_{k-1}^B - UT^B)(v_{k-1} - v_k) \geq 0 \quad (4.32)$$

$$(x_{k-1}^B + DT^B)(v_k - v_{k-1}) \geq 0 \quad (4.33)$$

As restrições (4.32) e (4.33) são substituídas por uma aproximação linear dada em [55], para o tempo mínimo de subida/descida para o sistema de *'backup'*.

4.2.8 Equações de estado de funcionamento do sistema de *'backup'*

Uma das contribuições apresentadas nesta dissertação para a obtenção de um planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar mais adequado é a inclusão dos custos de arranque. Os sistemas de *'backup'* estão sujeitos a problemas mecânicos devido aos arranques e paragens frequentes. Assim, são introduzidos os custos de arranque no modelo, de forma a evitar as frequentes operações de ligar/ desligar os sistemas de *'backup'*, que podem conduzir a avarias precoces.

O número de arranques nos centrais sistemas de *'backup'* deve ser reduzido, pois arranques frequentes aumentam a necessidade de proceder a trabalhos de manutenção, que afetam a disponibilidade deste sistema. Assim, os custos de arranque são geralmente introduzidos para reduzir a frequência destas operações de ligar/ desligar os sistemas de *'backup'*.

A equação matemática relacionada com o estado de funcionamento dos sistemas de *'backup'* requer variáveis binárias, assumindo o valor lógico 1 quando o sistema de *'backup'* é ligado, ou seja, entra em funcionamento, e assumindo o valor lógico 0 quando o sistema de *'backup'* é desligado.

Formulação do Problema

A equação seguinte constitui uma restrição que assegura a coerência entre as variáveis binárias, u_i^k , relacionando o compromisso de ligar/desligar o sistema de 'backup', a decisão de arranque, y_i^k , e a decisão da paragem, z_i^k :

$$y_k - z_k = v_k - v_{k-1} \quad (4.34)$$

$$y_k + z_k \leq 1 \quad (4.35)$$

As restrições (4.34) e (4.35) são necessárias para modelizar os estados de arranque e de paragem do sistema de 'backup', e para evitar a ocorrência simultânea destes estados. Notar que (4.35) estabelece que os estados de arranque e de paragem não podem assumir ambos o valor lógico 1.

k	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
v_k	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
y_k	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
z_k	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabela 4.1 – Estado de funcionamento do sistema de 'backup'.

4.2.9 Restrições de emissões poluentes

As seguintes restrições limitam as emissões poluentes emitidas pelo sistema de 'backup' durante o horizonte temporal considerado.

$$e_k = A_e v_k + \sum_{r=1}^{NR} F_e^r \delta_k^r \quad (4.36)$$

$$\sum_{k=1}^K e_k \leq EMS \quad (4.37)$$

A equação (4.36) define a função de emissões poluentes do sistema de 'backup', através de uma aproximação linear por troços.

A restrição (4.37) impõe que a soma das emissões do sistema de 'backup' para o horizonte temporal considerado, não pode ser superior ao total das licenças de emissões poluentes.

4.3 Função Objetivo

Com a apresentação das restrições para o problema de planeamento de sistemas de energia solar, no subcapítulo 4.2, é necessário estudar em linguagem matemática como escolher a decisão ótima, implicando que se estabeleça uma equação que traduza o objetivo que se pretende alcançar.

A função objetivo que mede o mérito das decisões tomadas resulta da soma dos lucros obtidos na exploração da CHCST, sendo a expressão do lucro dada por:

$$\sum_{k=1}^K [\lambda_k p_k - (A v_k + d_k + b_k + C z_k)] \quad (4.38)$$

em que K é o número total de horas do horizonte temporal considerado, λ_k é o preço da energia elétrica na hora k , p_k é a potência entregue pela CHCST na hora k , A é o custo fixo do sistema de 'backup' no nível de potência mínima, v_k é a afetação do sistema de 'backup' na hora k , d_k é a função linear por troços para os custos variáveis, b_k é a função escalonada por troços para o custo de arranque, C é o custo de paragem do sistema de 'backup' e z_k é a decisão de paragem do sistema de 'backup' na hora k .

A função objetivo na equação (4.38) é composta por dois termos. O primeiro termo representa o lucro obtido com a venda da energia convertida para a forma elétrica durante o horizonte temporal considerado. O segundo termo representa o custo total associado ao sistema de 'backup'. O custo total resulta da soma do custo fixo, do custo variável, do custo de arranque e do custo de paragem.

O valor ótimo da função objetivo é determinado pela maximização da soma dos lucros obtidos com a exploração da CHCST em cada período k contabilizando neste lucro, também, o custo fixo, o custo variável, o custo de arranque e o custo de paragem a que o sistema de 'backup' está sujeito durante o horizonte temporal considerado.

Formulação do Problema

Assim, o planeamento de curto prazo de sistemas de energia solar formulado pelo seguinte problema de programação matemática.

$$\text{Max} \quad \sum_{k=1}^K [\lambda_k p_k - (A v_k + d_k + b_k + C z_k)] \quad (4.39)$$

sujeito a:

$$p_k = p_k^{FE} + p_k^{SE} + p_k^B \quad (4.40)$$

$$p_k^{FE} = \eta_1 q_k^{FE} \quad (4.41)$$

$$p_k^{SE} = \eta_3 q_k^{SE} \quad (4.42)$$

$$\underline{Q}^{PB} u_k \leq q_k^{FE} + q_k^{SE} \leq \overline{Q}^{PB} u_k \quad (4.43)$$

$$\underline{Q}^{PB} w_k \leq q_k^{FE} + q_k^{SE} + \frac{p_k^B}{\eta_4} \leq \overline{Q}^{PB} w_k \quad (4.44)$$

$$q_k^S = q_{k-1}^S + \eta_2 q_k^{FS} - q_k^{SE} \quad (4.45)$$

$$0 \leq p_k \leq \overline{P} \quad (4.46)$$

$$\underline{Q}^S \leq q_k^S \leq \overline{Q}^S \quad (4.47)$$

$$p_k^{SE} - p_{k+1}^{SE} \leq RD^T \quad (4.48)$$

$$\eta_2 (q_{k+1}^{FS} - q_k^{FS}) \leq RU^T \quad (4.49)$$

$$(x_{k-1} - UT^{SF+T})(u_{k-1} - u_k) \geq 0 \quad (4.50)$$

$$(x_{k-1} - DT^{SF+T})(u_{k-1} - u_k) \geq 0 \quad (4.51)$$

$$q_k^{FE} + q_k^{FS} - E_k + r_k \Gamma_k + q_k \leq 0 \quad \forall k | \hat{E}_k > 0 \quad (4.52)$$

$$r_k + q_k \geq \hat{E}_k \quad \forall k | \hat{E}_k > 0 \quad (4.53)$$

Formulação do Problema

$$r_k \geq 0 \quad (4.54)$$

$$q_k \geq 0 \quad \forall k \mid \hat{E}_k > 0 \quad (4.55)$$

$$d_k = \sum_{n=1}^{NL} F^n \delta_k^n \quad (4.56)$$

$$p_k^B = \underline{P}^B v_k + \sum_{n=1}^{NL} \delta_k^n \quad (4.57)$$

$$(T^1 - \underline{P}^B) t_k^1 \leq \delta_k^1 \quad (4.58)$$

$$\delta_k^1 \leq (T^1 - \underline{P}^B) v_k \quad (4.59)$$

$$(T^n - T^{n-1}) t_k^n \leq \delta_k^n \quad \forall n = 2, \dots, NL-1 \quad (4.60)$$

$$\delta_k^n \leq (T^n - T^{n-1}) t_k^{n-1} \quad \forall n = 2, \dots, NL-1 \quad (4.61)$$

$$0 \leq \delta_k^{NL} \leq (\bar{P}^B - T_k^{NL-1}) t_k^{NL-1} \quad (4.62)$$

$$\underline{P}^B v_k \leq p_k^B \leq \bar{p}_k^B \quad (4.63)$$

$$\bar{p}_k^B \leq \bar{P}^B (v_k - z_{k+1}) + SD^B z_{k+1} \quad (4.64)$$

$$\bar{p}_k^B \leq \bar{P}_{k-1}^B + RU^B v_{k-1} + SU^B y_k \quad (4.65)$$

$$p_{k-1}^B - p_k^B \leq RD^B v_k + SD^B z_k \quad (4.66)$$

$$\bar{p}_k^B \geq 0 \quad (4.67)$$

$$b_k \geq \max K^t \left(v_k - \sum_{l=1}^t v_{k-1} \right) \quad (4.68)$$

$$b_k \geq K^t \left(v_k - \sum_{l=1}^t v_{k-1} \right) \quad (4.69)$$

$$b_k \geq 0 \quad (4.70)$$

Formulação do Problema

$$(x_{k-1}^B - UT^B)(v_{k-1} - v_k) \geq 0 \quad (4.71)$$

$$(x_{k-1}^B + DT^B)(v_k - v_{k-1}) \geq 0 \quad (4.72)$$

$$y_k - z_k = v_k - v_{k-1} \quad (4.73)$$

$$y_k + z_k \leq 1 \quad (4.74)$$

$$e_k = A_e v_k + \sum_{r=1}^{NR} F_e^r \delta_k^r \quad (4.75)$$

$$\sum_{k=1}^K e_k \leq EMS \quad (4.76)$$

CAPÍTULO

5

Casos de Estudo

Neste capítulo é realizada a abordagem a três casos de estudo, respectivamente: um caso de estudo considerando apenas uma CCST; um caso de estudo considerando uma CCST com SAE; um caso de estudo considerando uma CHCST com sistema de 'backup'. São apresentados e comparados os resultados da simulação computacional, relativos à aplicação da metodologia de resolução do problema.

5.1 Casos de Estudo

Para se ilustrar o desempenho da metodologia de otimização estocástica/robusta modelizada por PLIM são apresentados seguidamente três casos de estudo baseados num produtor que dispõe de uma CHCST, instalada em Puertollano, Castilla-La Mancha. Este produtor determina o planeamento horário da CHCST considerando diferentes níveis de conservadorismo. O horizonte temporal considerado é um dia subdividido em 24 períodos horários. Os três casos de estudo analisados correspondem a: apenas uma CCST; uma CCST com SAE; uma CHCST com sistema de ‘*backup*’.

A CHCST possui um CS constituído por coletores parabólicos com rendimento $\eta_1 = 0,40$, um SAE com rendimento $\eta_2 = 0,35$ possuindo dois tanques de sal fundido com rendimento $\eta_3 = 0,80$, e um sistema de ‘*backup*’ com rendimento $\eta_4 = 0,95$. As características técnicas desta central, tais como, as condições de funcionamento da caldeira dadas pelos limites de taxa de rampa de arranque/paragem são apresentadas na Tabela 5.1. As características relativas ao sistema de ‘*backup*’ são apresentadas nas Tabelas 5.2 a 5.4.

$\frac{\underline{Q}^{PB}}{\overline{Q}^{PB}}$ (MW-e)	$\frac{\underline{P}}{\overline{P}}$ (MW-e)	\overline{Q}^{FE} (MW-t)	RD^T (MW-e/h)	RU^T (MW-e/h)
50/125	0/50	150	35	80
$\frac{\underline{Q}^S}{\overline{Q}^S}$ (MWh-t)	q_0^S (MWh-t)	DT^{SF+T} (h)	UT^{SF+T} (h)	v_0
45/700	350	2	2	0
$\frac{SD^B}{SU^B}$ (MW-e)	$\frac{\underline{P}^B}{\overline{P}^B}$ (MW-e)	p_0^B (MW-e)	RD^B (MW-e/h)	RU^B (MW-e/h)
16/17	11/29	0	5	6
$\frac{DT^B}{UT^B}$ (h)	s_0 (h)	U_0 (h)	A (Eur)	C (Eur)
2/2	0	0	85	10

Tabela 5.1 – Características técnicas da CHCST.

Casos de Estudo

Os custos do t-ésimo intervalo do custo de arranque do sistema de 'backup' são apresentados na Tabela 5.2.

K^1	K^2	K^3	K^4	K^5	K^6	K^7	K^8	K^9	K^{10}	K^{11}
9,67	16,33	20,67	23,37	25,33	26,98	27,35	27,84	28,09	28,62	29,98

Tabela 5.2 – Custo do t-ésimo intervalo do custo de arranque do 'backup'.

A linearização por troços para os custos variáveis do sistema de 'backup' é apresentada na Tabela 5.3.

T^1 (MW)	T^2 (MW)	F^1 (Eur/MWh)	F^2 (Eur/MWh)	F^3 (Eur/MWh)
14,80	25,30	30,50	40,50	46,00

Tabela 5.3 – Linearização por troços para os custos variáveis do sistema de 'backup'.

A linearização por troços para as emissões do sistema de 'backup' é apresentada na Tabela 5.4.

A_e (kg/h)	F_e^1 (kg/MWh)	F_e^2 (kg/MWh)	F_e^3 (kg/MWh)
870,00	7,27	9,02	12,83

Tabela 5.4 – Linearização por troços para as emissões do sistema de 'backup'.

Um perfil de produção térmica gerada no CS é considerado para um dia anual representativo. Este perfil é utilizado nos três casos de estudo. A potência térmica média horária e respetivos desvios, baseados em dados históricos [15], são apresentados na Figura 5.1.

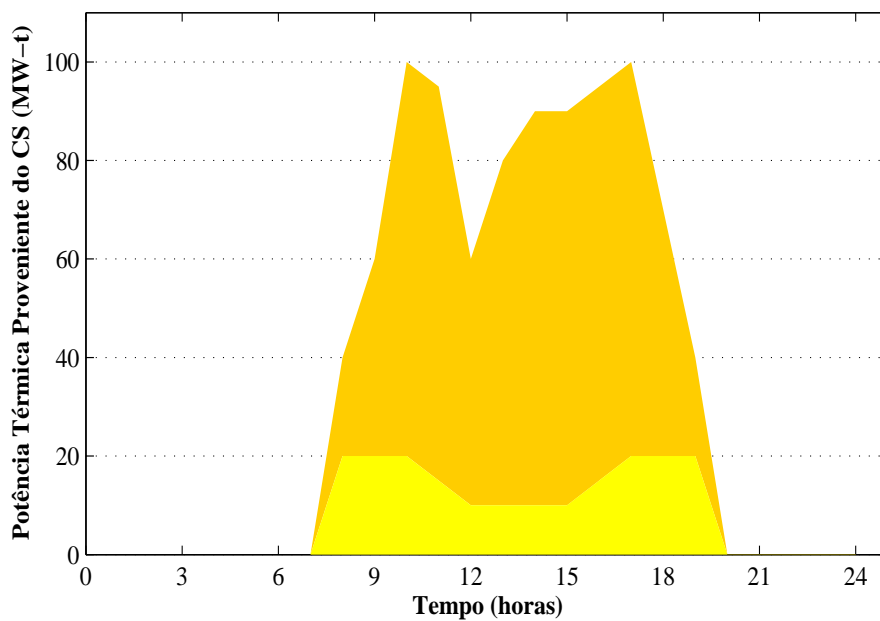


Figura 5.1 – Potência térmica média horária gerada pelo CS (superfície a laranja), e respectivos desvios (superfície a amarelo).

O perfil do preço da energia elétrica é apresentado na Figura 5.2.

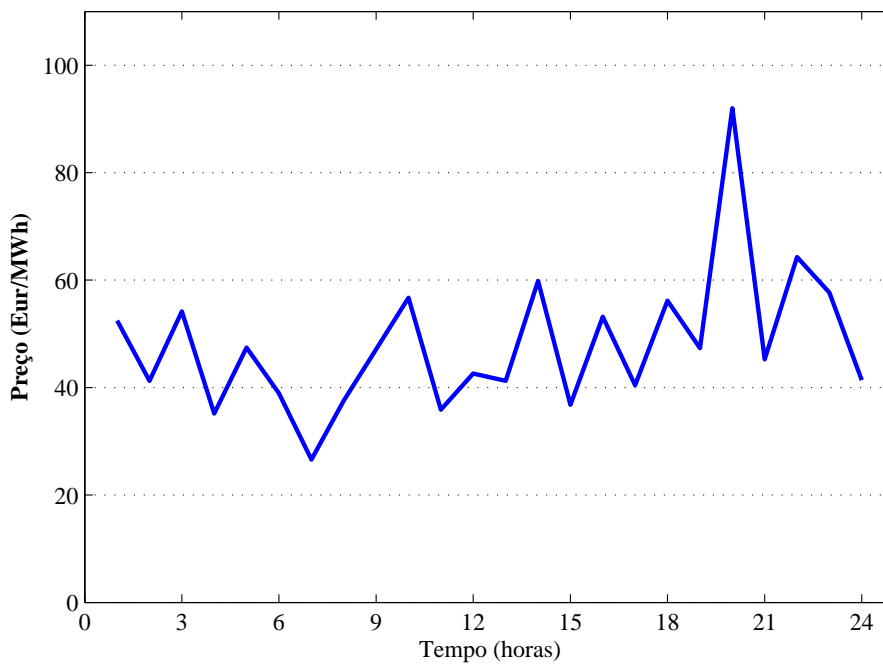


Figura 5.2 – Preço da energia elétrica.

5.2 Casos de Estudo - CCST

Neste caso de estudo é considerada apenas uma CCST. Neste tipo de configuração, a central só irá funcionar em períodos em que exista Sol. A central irá usar a radiação solar captada pelo CS e será convertida em energia térmica, que por sua vez irá acionar a turbina e assim produzir energia.

O planeamento da CCST considerando o coeficiente de robustez $\Gamma_k = 1$ é apresentado na Figura 5.3.

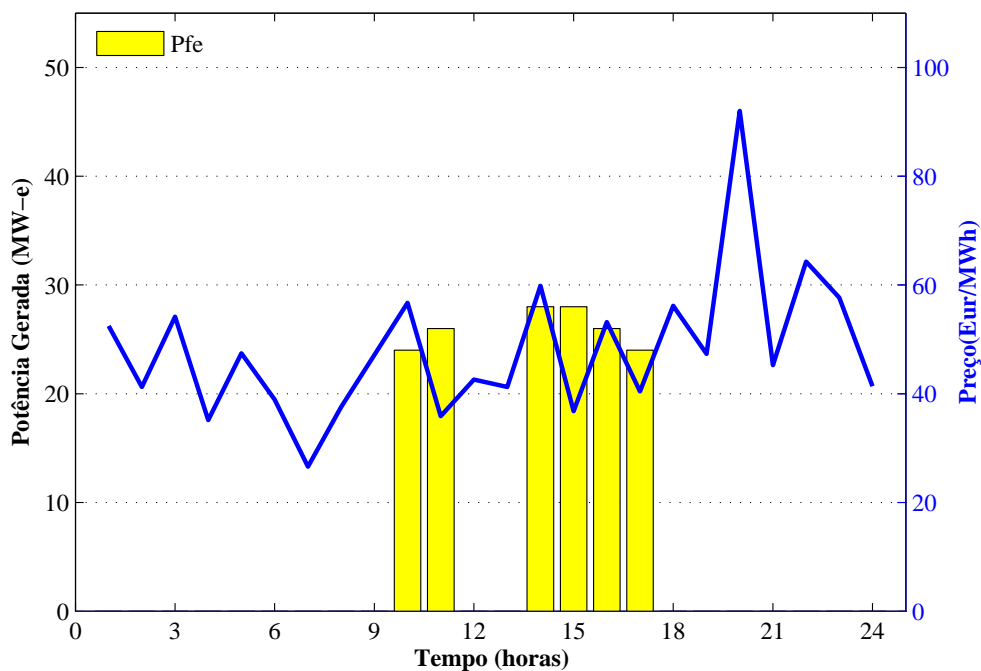


Figura 5.3 - Comportamento da CCST para $\Gamma_k = 1$.

Na Figura 5.3, a energia total produzida durante o período de 24 horas é 156 MWh e o lucro esperado de 7.351,52 €. O coeficiente de robustez $\Gamma_k = 1$ corresponde ao caso em que a incerteza da radiação solar é tomada em consideração, o que equivale a dizer que o produtor é avesso ao risco. Como se pode verificar, a central só funciona quando existe radiação solar disponível e os preços da energia justificam a venda da mesma no mercado diário.

Casos de Estudo

No período entre as $k = 12$ horas e as $k = 13$ horas é verificado que a central se encontra desligada, visto que o preço da energia não justifica a sua venda. No entanto, durante as 24 horas é verificado que existem horas em que os preços da energia são favoráveis. Contudo, este tipo de configuração de central não possibilita despachar a energia durante essas horas devido à ausência de radiação solar.

O planeamento da CCST considerando o coeficiente de robustez $\Gamma_k = 0,5$ é apresentado na Figura 5.4.

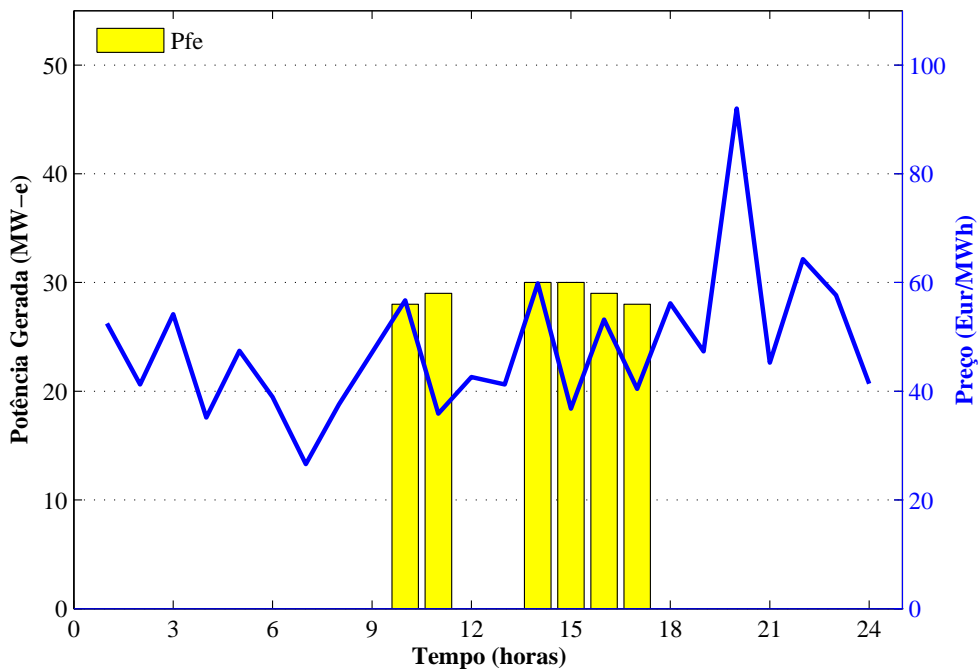


Figura 5.4 - Comportamento da CCST para $\Gamma_k = 0,5$.

Na Figura 5.4, a energia total produzida durante o período de 24 horas é 174 MWh e o lucro esperado de 8.200,40 €. O aumento do lucro relativamente ao caso em que $\Gamma_k = 1$ resulta do coeficiente de robustez não ser tão elevado.

O planeamento da CCST considerando o coeficiente de robustez $\Gamma_k = 0$ é apresentado na Figura 5.5.

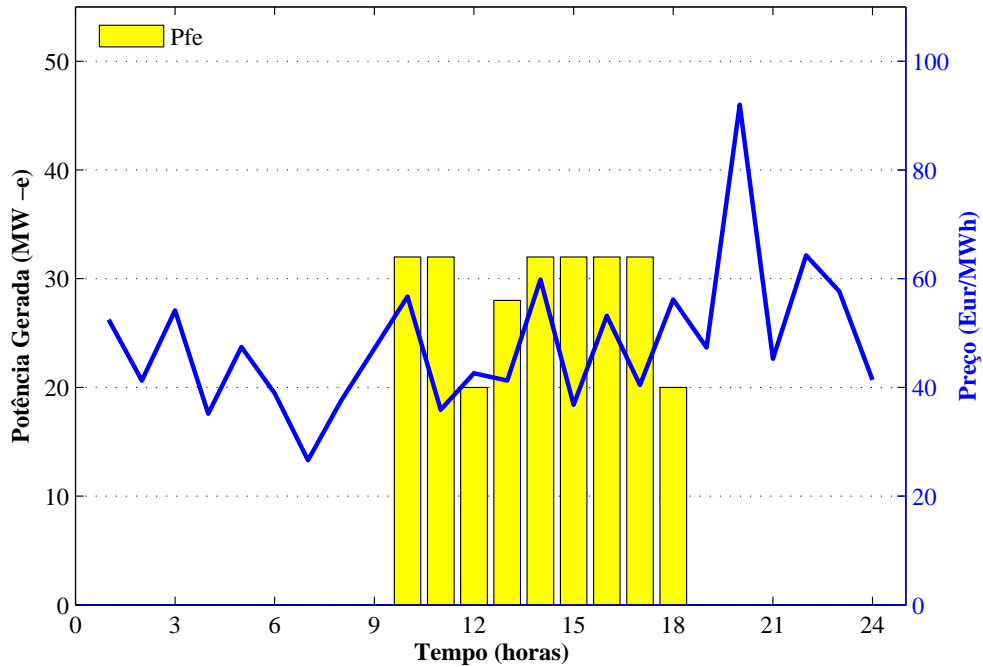


Figura 5.5 - Comportamento da CCST para $\Gamma_k = 0$.

Na Figura 5.5, a energia total produzida durante o período de 24 horas é 260 MWh e o lucro esperado de 12.179,88 €, representando um aumento de cerca de 66% relativamente ao caso em que o produtor é mais conservador $\Gamma_k = 1$. Contrariamente aos dois casos analisados anteriormente, $\Gamma_k = 1$ e $\Gamma_k = 0,5$, a central está sempre em funcionamento durante todo o período em que existe radiação solar disponível, de forma a obter o máximo de lucro possível.

O portfolio de soluções associado a diferentes coeficientes de robustez, considerando a energia produzida e o lucro esperado, é apresentado na Tabela 5.5.

Γ	Energia Produzida (MWh)	Lucro Esperado (€)
0,00	260	12 179,00 €
0,10	188	8 879,00 €
0,20	184	8 709,00 €
0,30	181	8 539,00 €
0,40	177	8 370,00 €
0,50	174	8 200,00 €
0,60	170	8 030,00 €
0,70	167	7 860,00 €
0,80	163	7 691,00 €
0,90	160	7 521,00 €
1,00	156	7 351,00 €

Tabela 5.5 - Comportamento da CCST variando o valor de Γ_k .

Para este tipo de configuração o produtor está limitado à quantidade de radiação solar disponível na hora k , e aos preços da energia, como se pode verificar pelas figuras anteriores, existem horas em que o preço da energia é mais atrativo. No entanto, com este tipo de configuração da central não é possível satisfazer a procura, uma das soluções será acrescentar a possibilidade de armazenamento de energia térmica.

5.3 Casos de Estudo – CCST com SAE

Neste caso de estudo é considerada uma CCST com SAE, permitindo ao produtor armazenar energia térmica captada pelo CS e utilizar essa energia para a produção de energia elétrica em períodos em que o preço da energia é mais atrativo.

O planeamento da CCST com SAE considerando o coeficiente de robustez $\Gamma_k = 1$ é apresentado na Figura 5.6.

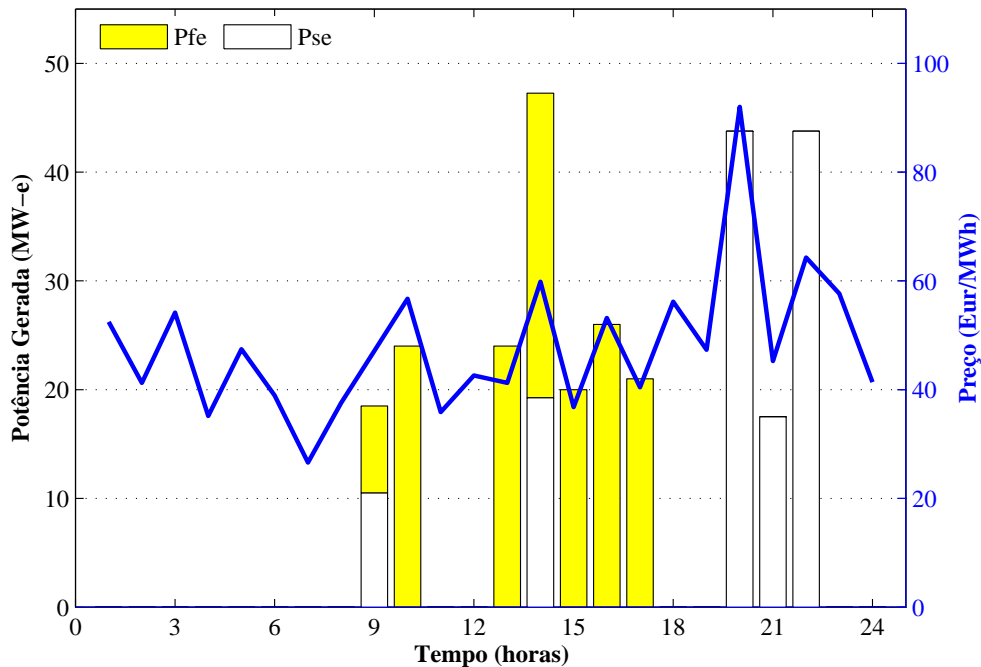


Figura 5.6 - Comportamento da CCST com SAE para $\Gamma_k = 1$.

Comparativamente com o caso de estudo em que a CCST não tem SAE é verificado que no período em que não existe radiação solar, a central está a produzir energia elétrica. Isto deve-se a facto de durante os períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo, o sistema armazena energia térmica para produzir energia elétrica em períodos em que os preços sejam mais favoráveis, como se pode comprovar na Figura 5.7. Neste caso de estudo para $k = 0$ horas é assumido que o SAE tem armazenado 350 MWh de energia térmica.

A energia armazenada no SAE considerando o coeficiente de robustez $\Gamma_k = 1$ é apresentado na Figura 5.7.

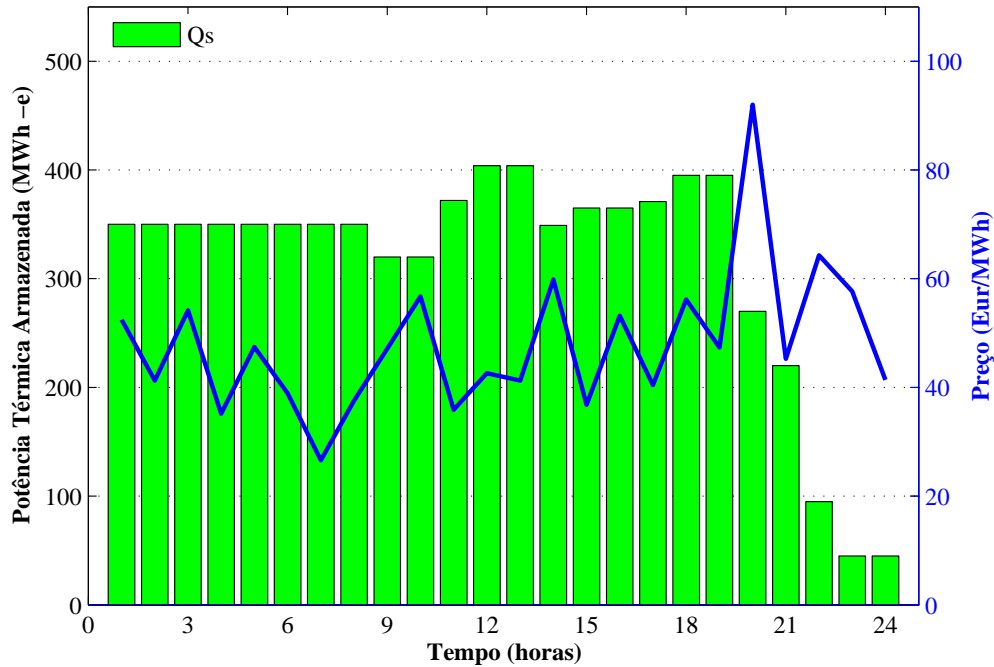


Figura 5.7 - Comportamento da Q_s para $\Gamma_k = 1$.

Para o caso representado na Fig. 5.6, a energia total produzida durante o período de 24 horas é 303 MWh e o lucro esperado é 17.655,00€, o que comparativamente com uma CCST sem SAE representa um aumento significativo dos lucros.

O planeamento da CCST com SAE considerando o coeficiente de robustez $\Gamma_k = 0,5$ é apresentado na Figura 5.8.

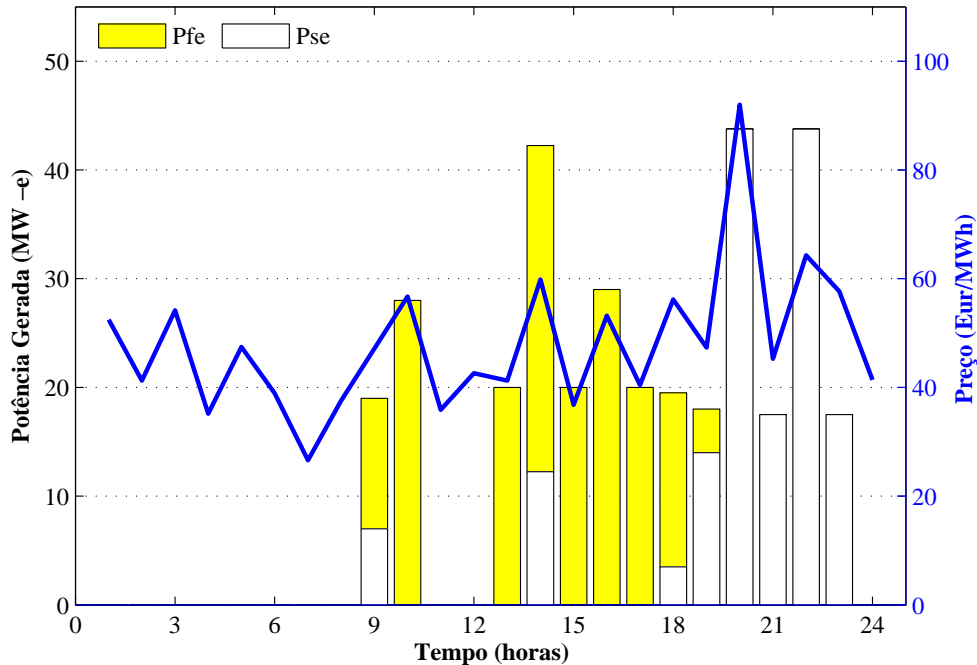


Figura 5.8 - Comportamento da CCST com SAE para $\Gamma_k = 0,5$.

Na Figura 5.8 a energia total produzida é de 338 MWh e um lucro esperado de 19.508,00 €, o que comparativamente ao caso em que $\Gamma_k = 1$ representa um aumento do lucro de cerca de 11%. Nesta situação verifica-se, em comparação com a Figura 5.6, que para as $k = 18$ horas, $k = 19$ horas e $k = 23$ horas, a central está em funcionamento, visto que existe energia térmica suficiente para produzir energia elétrica e uma vez que o produtor não é tão avesso ao risco como na simulação anterior.

O planeamento da CCST com SAE considerando o coeficiente de robustez $\Gamma_k = 0$ é apresentado na Figura 5.9.

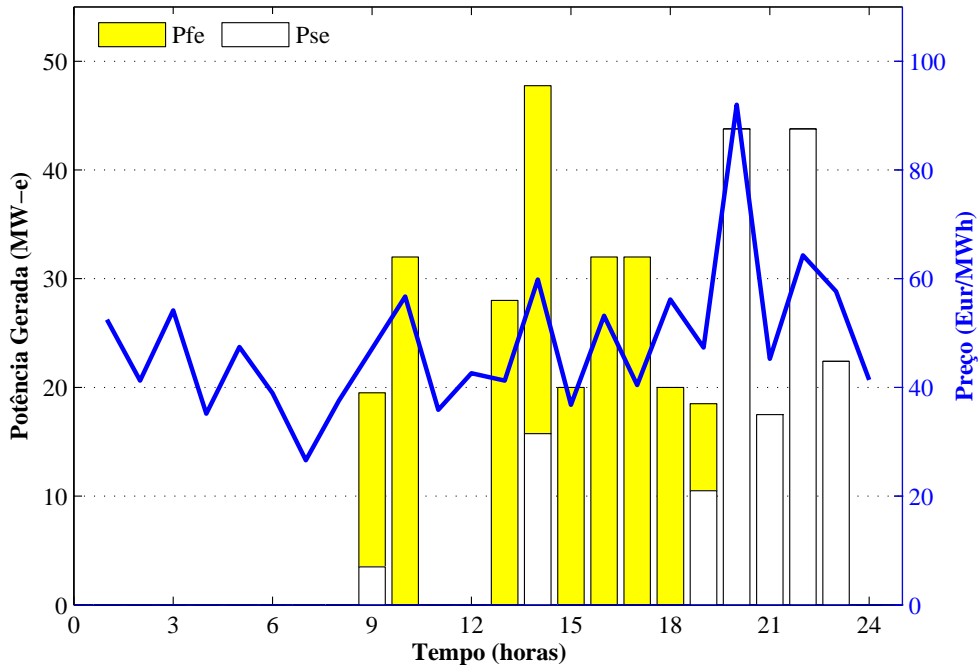


Figura 5.9 - Comportamento da CCST com SAE para $\Gamma_k = 0$.

Para este caso de estudo a energia total produzida é de 377 MWh, e um lucro esperado de 21.397,00 €, o que representa um aumento dos lucros, comparativamente com um $\Gamma_k = 1$ de aproximadamente 21%.

O comportamento da central é em tudo igual para $\Gamma_k = 0,5$, verifica-se que para as $k = 18$ horas, $k = 19$ horas e $k = 23$ horas, a central está também em funcionamento, uma vez que existe energia térmica suficiente para produzir energia.

Casos de Estudo

O portfolio de soluções associado a diferentes coeficientes de robustez, considerando a energia produzida e o lucro esperado, é apresentado na Tabela 5.6.

Γ	Energia Produzida (MWh)	Lucro Esperado (€)
0,00	377	21 397,00 €
0,10	370	21 022,00 €
0,20	362	20 648,00 €
0,30	353	20 273,00 €
0,40	345	19 892,00 €
0,50	338	19 508,00 €
0,60	327	19 129,00 €
0,70	319	18 753,00 €
0,80	313	18 368,00 €
0,90	311	18 004,00 €
1,00	303	17 655,00 €

Tabela 5.6 - Comportamento da CCST variando o valor de Γ .

Este tipo de configuração, comparativamente ao primeiro caso de estudo, permite algum grau de liberdade para o produtor, nesta situação o produtor pode armazenar energia térmica, em períodos menos favoráveis e utilizar essa energia armazenada em situações mais rentáveis, com ficou demonstrado.

No entanto, a central com este tipo de configuração, em caso de um aumento da procura, não consegue dar uma resposta eficaz, uma vez que o produtor fica limitado a radiação solar disponível e à energia térmica que o SAE conseguiu armazenar.

Para responder a um aumento da procura poderá ser associado um sistema de *'backup'*.

5.4 Casos de Estudo – CHCST com Sistema de ‘Backup’

Neste último caso de estudo vamos considerar uma CHCST, à configuração da central descrita no subcapítulo 5.3, acrescentamos um sistema de ‘backup’, este sistema é utilizado principalmente quando a radiação solar não permite o funcionamento da central com recurso exclusivo ao CS.

No entanto, este tipo sistema de ‘backup’, uma vez que funciona com combustíveis fósseis fica limitado devido às emissões de GEE, para isso o produtor terá de adquirir EMS, por forma a poder utilizar o sistema de ‘backup’.

Neste caso de estudo, além de serem considerados três valores para o coeficiente de robustez, também são considerados vários valores para EMS. As soluções mais conservadoras ocorrem para $\Gamma_k = 1$, proporcionando um lucro esperado de 37.524 € para um $EMS = 20$ Mg, Figura 5.10.

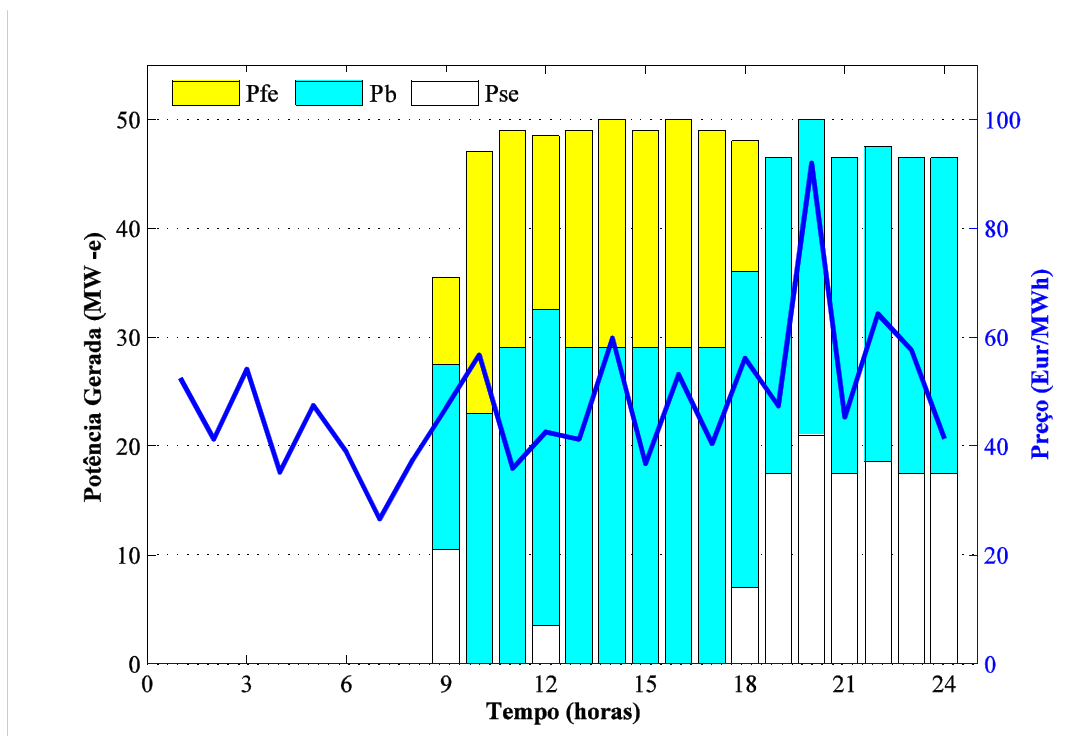


Figura 5.10 – Comportamento da CHCST para $EMS=20Mg$ e $\Gamma_k = 1$.

A associação do SAE e de um sistema de *'backup'* é capaz de aumentar a capacidade de despacho da central é evitar variações significativas de produção.

A contribuição do SAE e do sistema de *'backup'* são aproximada e respetivamente de 18% e 48% . O sistema de *'backup'* pode manter o nível de produção da central durante períodos de baixa radiação solar e ajuda a manter a central aquecida, devido aos diversos elementos que constituem a central.

As soluções menos conservadoras ocorrerem para $\Gamma_k = 0$, proporcionando o maior lucro esperado de 43.003 € para um $EMS = 20$ Mg. No entanto, para $\Gamma_k = 0$, a incerteza da radiação solar não é devidamente considerada, Figura 5.11.

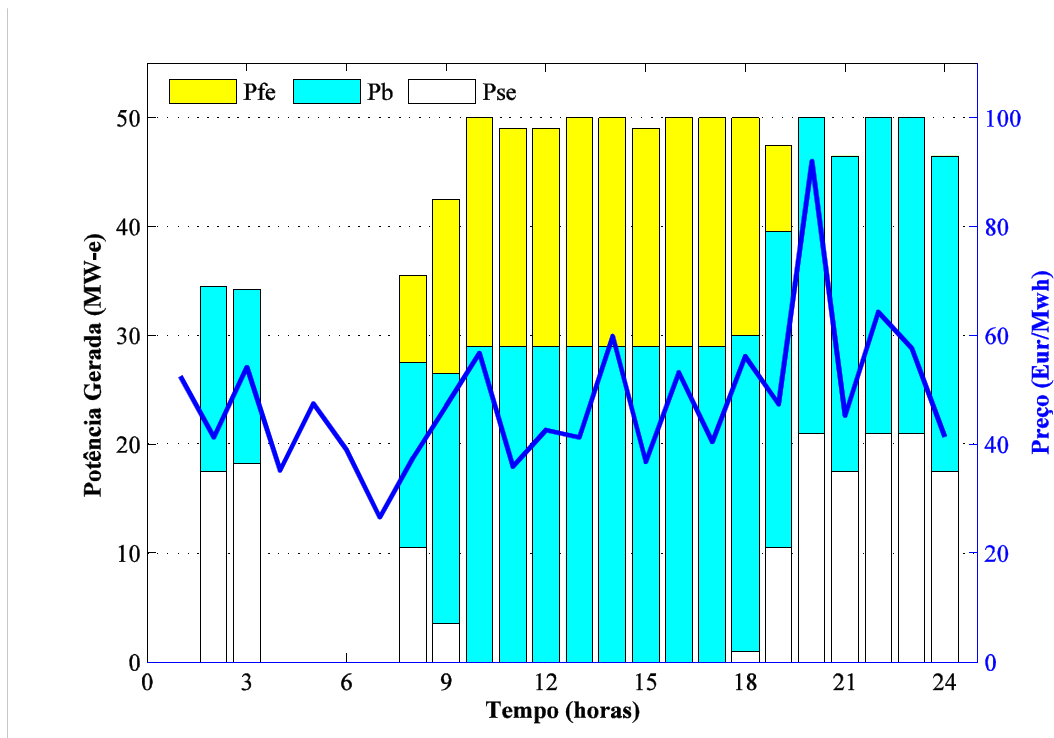


Figura 5.11 – Comportamento da CHCST para $EMS=20Mg$ e $\Gamma_k = 0$.

Na Figura 5.11 o nível de conservadorismo é nulo e a central está em funcionamento para o período $k = 2$ horas até $k = 3$ horas. Este funcionamento permite que seja possível aproveitar do facto do preço de energia para nessas horas ser favorável para proceder à venda da energia elétrica no mercado.

É computado um aumento do lucro esperado de cerca de 15% quando existe a alteração de $\Gamma_k = 1$ para $\Gamma_k = 0$.

A potência associada com a energia produzida quando é assumido $EMS = 0$ Mg é apresentada na Figura 5.12.

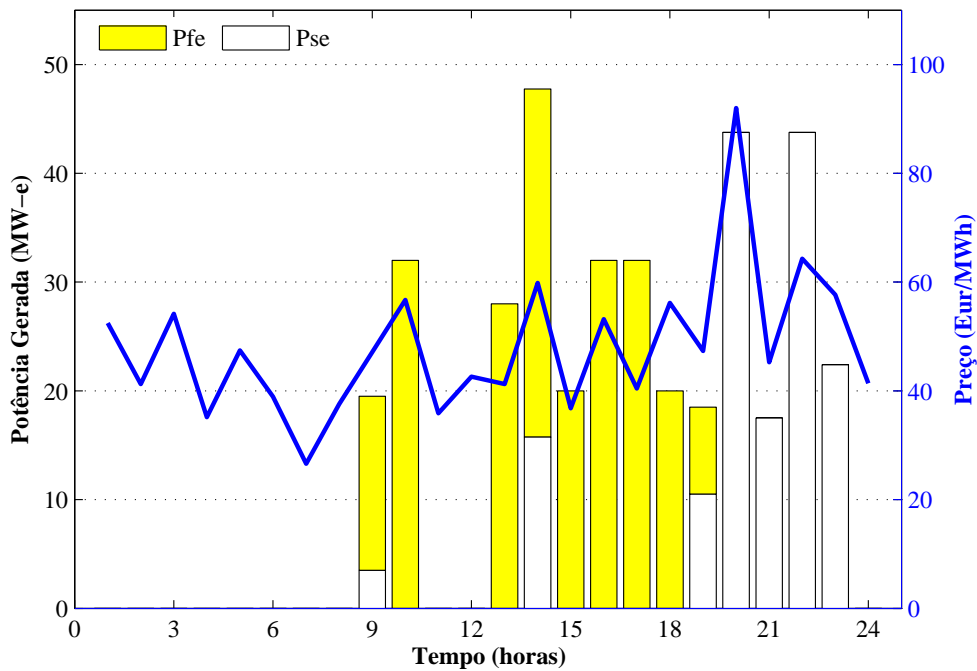


Figura 5.12 – Comportamento da CHCST para $EMS=0$ Mg e $\Gamma_k = 0$.

A produção de energia é distribuída ao longo do dia, entre as $k = 9$ horas e as $k = 19$ horas com o objetivo de atingir a solução ótima, tendo em consideração os preços em cada período de uma hora. É de notar que, se $EMS = 0$ Mg, o sistema de 'backup' é forçado a estar desligado durante todo o horizonte temporal.

A variação de potência segue os preços do mercado, aumentando a potência associada com a energia produzida nos períodos em que os preços são mais favoráveis e a potência associada com a energia armazenada que vem do CS durante os períodos em que os preços são desfavoráveis.

A influência de considerar diferentes níveis EMS no comportamento de SAE é apresentada na Figura 5.13.

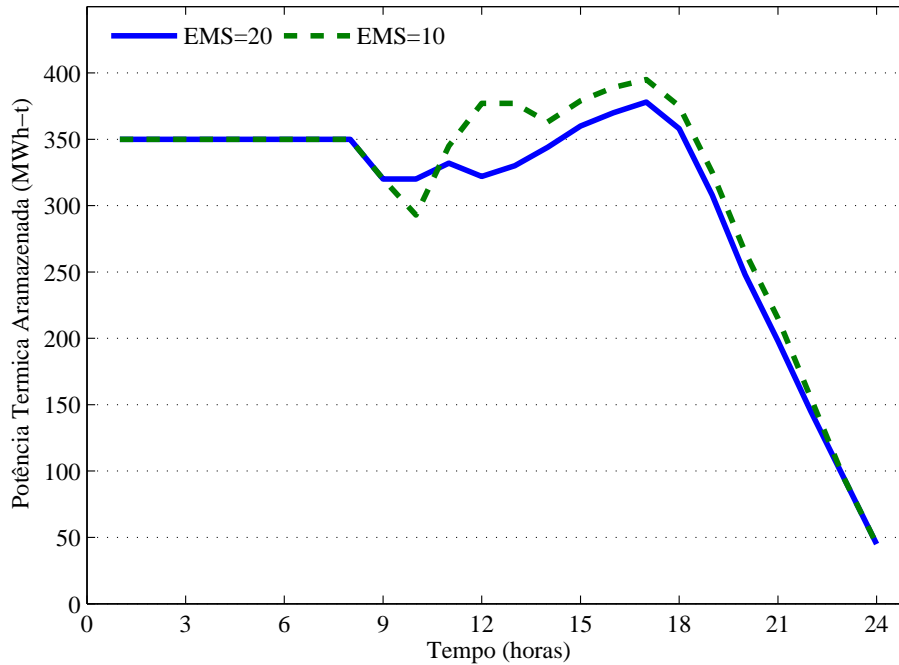


Figura 5.13 – Armazenamento no SAE para $\Gamma_k = 1$.

Uma comparação entre os resultados obtidos para $EMS = 20$ Mg e $EMS = 0$ Mg revela que o sistema de *'backup'* aumenta a comercialização de energia para $EMS = 20$ Mg, aumentando o lucro esperado. Para $EMS = 20$ Mg, o SAE deve proceder a um elevado nível de armazenamento de energia.

A energia térmica proveniente do CS, em períodos de preços desfavoráveis, tende a ser armazenada no SAE, sendo utilizada em períodos de preços favoráveis.

O lucro esperado em função do coeficiente de robustez e do nível de emissões é apresentado na Figura 5.14.

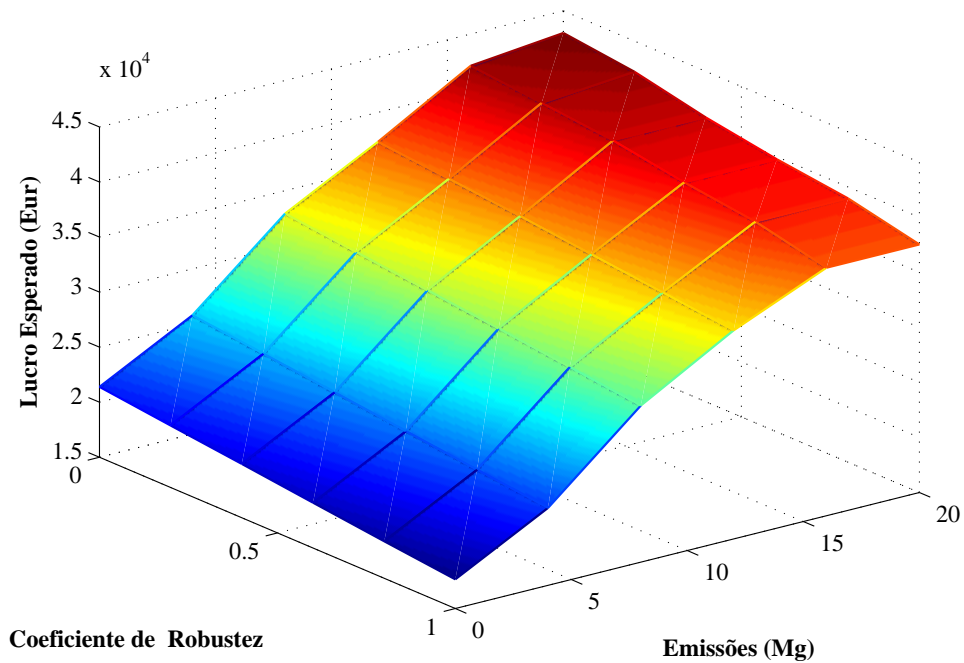


Figura 5.14 – Lucro esperado em função de Γ_k e EMS.

A robustez para o produtor menos conservador, $\Gamma_k = 0$, torna a influência da incerteza da produção térmica não relevante, ficando o produtor mais exposto a penalizações, visto que, eventualmente, oferece mais potência do que a disponível em operação real. Por oposição, para o mais conservador, $\Gamma_k = 1$, a incerteza leva a operar durante menos horas, evitando eventuais penalizações. Pela análise da Figura 5.14 é constatado que um aumento do nível disponível para as licenças de emissões conduz a um aumento no lucro esperado, visto que, há mais oportunidade para utilizar o sistema de *'backup'* em horas com preços favoráveis.

5.5 Análise de Resultados

Como seria expectável, o SAE e o sistema de *'backup'* aumentam consideravelmente o valor da capacidade da CCST. Este aumento resulta do excesso de energia disponível poder ser armazenado e posteriormente utilizado durante períodos não só de radiação solar pouco favorável, mas também de preços mais favoráveis, atenuando a característica não-despachável da CCST e evitando variações significativas de produção.

Analisando a produtividade operacional da central sob diferentes configurações: i) considerando apenas a CCST; ii) considerando a CCST com um SAE; iii) considerando uma CHCST com sistema de *'backup'*. Para cada configuração, a contribuição energética de cada sistema parcial é discriminada na Figura 5.15.

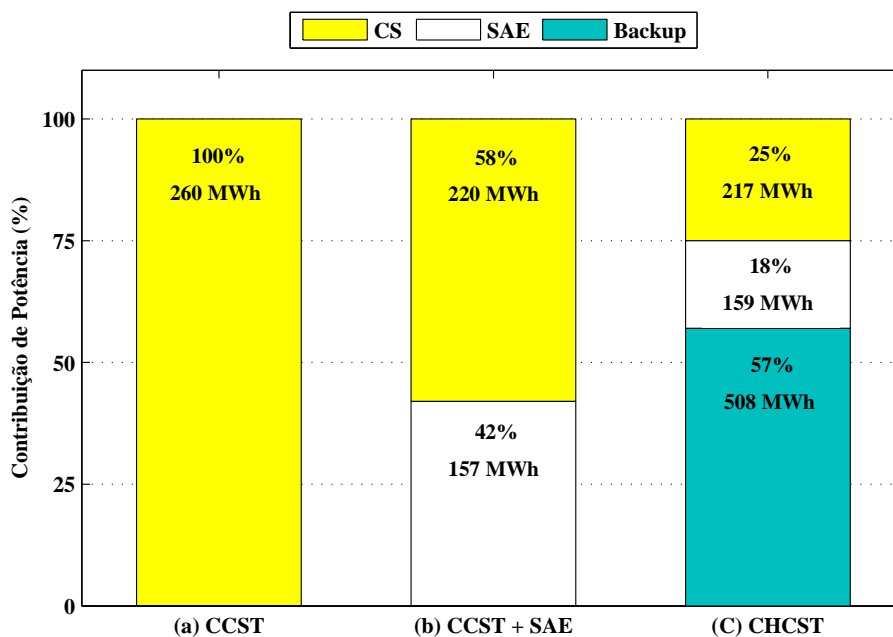


Figura 5.15 – Produtividade operacional sob diferentes configurações, em valor relativo (%) e em valor absoluto (MWh) considerando $\Gamma_k = 0$.

Casos de Estudo

Para a configuração (c), a distribuição de quotas de produção para o SAE e para a caldeira é 18% e 57%, respetivamente. A caldeira pode contribuir para o aquecimento da central ou para manter o nível de produção durante períodos transitórios de desfavoráveis radiação solar. Além disso, o lucro esperado da central aumenta progressivamente à medida que se altera a sua configuração: (a) 12.179,88 €, (b) 21.397,00 € e (c) 40.396,13 €.

Os resultados provenientes das simulações relativas ao planeamento da CCST para diferentes níveis de robustez permitem concluir que a variação da potência de geração tende a acompanhar o comportamento dos preços. Assim, resulta um aumento de potência associada com a energia produzida nas horas em que os preços são mais favoráveis, sendo em horas menos favoráveis no que respeita aos preços armazenada a energia proveniente do CS, quer tendo em consideração a disponibilidade de radiação solar, quer a potência térmica média do CS e seus desvios.

CAPÍTULO

6

Conclusão

Neste capítulo enuncia-se uma síntese do trabalho e apresentam-se as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida para a resolução do problema de otimização da exploração das CHCST. Apontam-se ainda algumas direções em que pode ser desenvolvida investigação de interesse relevante para a solução do problema.

6.1 Contribuições

Perante um problema de planeamento, a construção de um modelo de otimização contribui de uma forma clara e prática para a resolução da questão.

Os trabalhos realizados caminham cada vez mais para a construção de modelos de otimização que retratem as considerações fundamentais dos problemas reais, desta forma serão evitadas as simplificações que anteriormente eram necessárias devido a não existirem algoritmos apropriados e capacidade de computação para obter uma solução credível.

É proposta neste trabalho a utilização do método de otimização robusta, para otimizar o planeamento de curto prazo de uma CHCST. Tendo por base estudos publicados anteriormente, neste trabalho foram propostas contribuições onde são usadas variáveis inteiras para modelar o comportamento das CHCST. Foram consideradas restrições de rampa de modo a suavizar as variações da energia térmica disponível, dado que fisicamente o SAE, o sistema de *'backup'* e a central não permitem variações elevadas.

Os resultados obtidos mostram que a metodologia é computacionalmente apropriada para a exploração de uma CHCST, considerando as restrições de rampa, custos de arranque e restrições de emissões, com o objetivo de obter resultados mais adequados e exequíveis.

Em todos os casos de estudo, as simulações realizadas mostraram sempre convergência.

6.2 Direções de Investigação

Uma vez que as tecnologias associadas às CCST estão a evoluir e têm tido uma grande aceitação, apresenta-se como direção de investigação futura a necessidade de coordenar estas centrais com outras que utilizem fontes de energia renováveis, como por exemplo, as centrais eólicas.

O desenvolvimento de metodologias eficazes para prever a radiação solar constitui também uma direção de investigação futura necessária para a obtenção de resultados mais precisos, com o objetivo de efetuar um melhor planeamento diário ou semanal das CCST.

A crescente tendência de instalação de CCST e respetiva integração de energia solar térmica na rede elétrica requer o desenvolvimento de técnicas de otimização que tenham em consideração não só a determinação do planeamento de energia para o mercado diário, mas também a determinação do planeamento de energia para o mercado de serviços auxiliares, como por exemplo, o mercado de reservas.

Referências Bibliográficas

- [1] Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy, 2011. [Online] Disponível em: <http://europa.eu>.
- [2] Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1997. [Online] Disponível em: [http:// unfccc.int](http://unfccc.int).
- [3] Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen, 2009. [Online] Disponível em: <http:// unfccc.int>
- [4] D. Barlev, R. Vidu, P. Strove, “Innovation in concentrated Solar Power”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no.10, pp. 2703–2735, Out. 2011.
- [5] K. Williges, J. Lilliestam, A. Patt, “Making concentrated solar power competitive with coal: The costs of a European feed-in tariff”, *Energy Policy*, vol. 38, no. 6, pp. 3089–3097, Jun. 2010.
- [6] Estratégia Nacional para a Energia 2020, 2014. [Online] Disponível em: <http://www.apren.pt/>.
- [7] Direção Geral de Energia e Geologia – “Energia em Portugal – Principais Números – Janeiro 2013”, Jan. 2013.
- [8] GeoModel Solar, 2014. [Online] Disponível em: <http://solargis.info>.
- [9] Rede Elétrica de Espanha, 2014. [Online] Disponível em: <http://www.ree.es/>.
- [10] E. Lannoye, D. Flynn, M. O’Malley, “Evaluation of Power System Flexibility”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 922–931, May 2012.
- [11] J. A. Taylor, D. S. Callaway, K. Poolla, “Competitive energy storage in the presence of renewables”, *IEEE Transactions on Power System*, vol. 28, no. 2, pp. 985–996, May 2013.
- [12] E. Lannoye, D. Flynn, M. O’Malley, “Evaluation of power system flexibility”, *IEEE Transactions on Power System*, vol. 27, no. 2, pp. 922–931, May 2012.
- [13] H. L. Zhang, J. Baeyens, J. Degève, G. Cacères, “Concentrated solar power plants: Review and design methodology”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 466–481, Jun. 2013.
- [14] E. H. M. van Voorthuysen, “The promising perspective of concentrating solar power”, *Future Power Systems*, Nov. 2005.

- [15] K. Williges, J. Lilliestam, and A. Patt, “Making concentrated solar power competitive with coal: The costs of a European feed-in tariff”, *Energy Policy*, vol. 38, no. 6, pp. 3089–3097, Jun. 2010.
- [16] B. Tamimi, C. Cañizares, K. Bhattacharya, “System stability impact of large scale and distributed solar photovoltaic generation: The case of Ontario, Canada”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 680–688, Jul 2013.
- [17] P. Bacher, H. Madsen, H. A. Nielsen, “Online short-term solar power forecasting”, *Solar Energy*, vol. 83, pp. 1772–1783, Out 2009.
- [18] L. Martíns, L. F. Zarzalejo, J. Polo, A. Navarro, R. Marchante, M. Cony, “Prediction of global solar irradiance based on time series analysis: Application to solar thermal power plants energy production planning”, *Solar Energy*, vol. 84, pp. 1772–1781, Jul. 2010.
- [19] C. Voyant, M. Muselli, C. Paoli, M-L. Nivet, “Hybrid methodology for hourly global radiation forecasting in Mediterranean area”, *Renewable Energy*, vol. 53, pp. 1–11, May 2013.
- [20] T. H. M., El-Fouly, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, “One Day Ahead Prediction of Wind Speed Using Annual Trends”, *Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [21] S. N. Kaplanis, “New methodologies to estimate the hourly global solar radiation; Comparisons with existing models”, *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 781–790, May 2006.
- [22] L. Landberg, “Short-term prediction of the power production from wind farms” *Jornal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 80, pp. 207–220, Mar. 1999.
- [23] J. Soares, A. P. Oliveira, M. Z. Boznar, P. Mlakar, J. F. Escobedo, A. J. Machado, “Modeling hourly diffuse solar-radiation in the city of São Paulo using a neural-network technique”, *Applied Energy*, vol. 79, pp. 201–214, Abr. 2004.

- [24] A. S. S. Dorvloa, J. A. Jervaseb, A. Al-Lawatib “Solar radiation estimation using artificial neural networks”, *Applied Energy*, vol. 71, pp. 307–319, Abr. 2002.
- [25] S. Rehmana, M. Mohandesb, “Artificial neural network estimation of global solar radiation using air temperature and relative humidity”, *Energy Policy*, vol. 36, pp. 571–576, Fev. 2008.
- [26] V. Gomez, A. Casanovas, “Fuzzy modeling of solar irradiance on inclined surfaces”, *Solar Energy*, vol. 75, pp. 307–315, Out. 2003.
- [27] A. Will, J. Bustos, M. Bocco, J. Gotaya, C. Lamelas, “On the use of niching genetic algorithms for variable selection in solar radiation estimation”, *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 168–176, Fev. 2013.
- [28] J. Wu, C. Keong Chan, “Prediction of hourly solar radiation using a novel hybrid model of ARMA and TDNN”, *Solar Energy*, vol. 85, pp. 808–817, May 2011.
- [29] S. Y. Wang, J. L. Yu, “Optimal sizing of the CAES system in a power system with high wind power penetration”, *International Journal Electrical Power & Energy Systems*, vol. 37, pp. 117–125, May 2012.
- [30] R. Shah, N. Mithulananthan, R. C. Bansal, “Damping performance analysis of battery energy storage system, ultracapacitor and shunt capacitor with large-scale photovoltaic plants”, *Applied Energy*, vol. 96, pp. 235–244, Ago. 2012.
- [31] H. M.I. Pousinho, “Nova metodologia de otimização da exploração de recursos hídricos: Programação não linear inteira mista”, *Dissertação de Mestrado*, Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, Jun. 2009.
- [32] R. Sioshansi, P. Denholm, “The value of concentrating solar power and thermal energy storage”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, no. 3, pp. 173–183, Out. 2010.
- [33] J. Usaola, “Operation of concentrating solar power plants with storage in spot electricity markets”, *Renewable Power Generation*, vol. 6, no. 1, pp. 59–66, Jan 2012.

- [34] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, P. Denholm, “How thermal energy storage enhances the economic viability of concentrating solar power”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 335–347, May 2012.
- [35] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, P. Denholm, “Estimating the capacity value of concentrating solar power plants with thermal energy storage: A case study of the Southwestern United States”, *IEEE Transactions on Power System*, vol. 28, no. 2, pp. 1205–1215, May 2013.
- [36] S. J. Wagner, E. S. Rubin, “Economic implications of thermal energy storage for concentrated solar thermal power”, *Renewable Energy*, vol. 61, pp. 81–95, Jan. 2014.
- [37] R. Domínguez, L. Baringo, A. J. Conejo, “Optimal offering strategy for a concentrating solar power plant”, *Applied Energy*, vol. 98, pp. 316–325, Oct. 2012.
- [38] H. M. I. Pousinho, V. M. F. Mendes, J. P. S. Catalão, “A stochastic programming approach for the development of offering strategies for a wind power producer”, *Electric Power Systems Research*, vol. 89, pp. 45–53, Aug. 2012.
- [39] A. J. Conejo, J. Contreras, R. Espínola, M. A. Plazas, “Forecasting electricity price for a day-ahead pool-based electric energy market”, *International Journal of Forecast*, vol. 21, no. 3, pp. 435–462, Set. 2005.
- [40] A. Ben-Tal, L. El Ghaoui, A. Nemirovski, “Robust optimization”, *Princeton, NJ: Princeton University Press*, 2009.
- [41] D. Bertsimas, M. Sim, “Robust discrete optimization and network flows”, *Math Program*, vol. 98, pp. 49–71, Set. 2003.
- [42] R. Jiang, J. Wang, Y. Guan, “Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro”, *IEEE Transactions on Power System*, vol. 27, no. 2, pp. 800–810, May 2012.
- [43] D. Bertsimas, M. Sim, “The price of robustness”, *Operations Research*, vol. 52, no. 1, pp. 35–53, Jan. 2004.

- [44] D. Bertsimas, D. B. Brown, C. Caramanis, “Theory and applications of robust optimization”, 2007.
- [45] A. H. Hajimiragha, C. A. Cañizares, M. W. Fowler, S. Moazeni, A. Elkamel, “A robust optimization approach for planning the transition to plug-in hybrid electric vehicles”, vol 26, no. 4, pp. 2264–2274, Nov. 2011.
- [46] R. Jiang, J. Wang, Y. Guan, “Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro”, *IEEE Transactions on Power System*, vol. 27, no. 2, pp. 800–810, May 2012.
- [47] J. P. N. Silva, “Central de Canal Parabólico – Modelação e Simulação do Sistema”, *Dissertação de Mestrado*, Instituto Superior Tecnico, Jun. 2011.
- [48] Solar Power, 2014. [Online] Disponível em: <http://solarpower.com/>
- [49] K. Larsen, “The power of the concentrated sun”, *Renewable Energy Focus*, vol. 11, no. 3, pp. 54–57, Jun. 2010.
- [50] Halotechnics, 2014. [Online] Disponível em: <http://www.halotechnics.com/>
- [51] J. F. Mendes, A. Joyce, M. Giestas, P. Horta, M. J. Brites, “Armazenamento de Energia Térmica”, *Laboratório Nacional de Energia e Geologia*, 2010.
- [52] J. R. Birge, F. Louveaux, “Introduction to stochastic programming”, in: *Springer Series Oper. Res.*, 1997.
- [53] N. D. Domenica, G. Mitra, P. Valente, G. Birbilis, “Stochastic programming and scenario generation within a simulation framework: an information systems perspective”, *Decision Support Systems*, vol. 42, pp. 2197–2218, Jan. 2007.
- [54] J. C. Borrós, “Modelo de gestión del riesgo de mercado en el negocio de generación de electricidad”, Tese de Doutoramento, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Espanha, Julho 2007.
- [55] J. M. Arroyo, A. J. Conejo, “Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market”, *IEEE Transactions on Power System*, vol. 15, pp. 1098–1104, Aug. 2000.

Anexos

IET Renewable Power Generation Conference — RPG 2014

Wind-CSP short-term coordination by MILP approach

WIND-CSP SHORT-TERM COORDINATION BY MILP APPROACH

H.M.I. Pousinho *, *H. Silva* †, *V.M.F. Mendes* *, †, *M. Collares-Pereira* *, *C. Pereira Cabrita* #

* *University of Évora, Évora, and IDMEC/LAETA, Universidade de Lisboa, Lisbon, Portugal;*
email of corresponding author: pousinho@uevora.pt

† *Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisbon, Portugal*

University of Beira Interior, Covilha, and CISE, Covilha, Portugal

Keywords: Concentrated solar power; wind power; mixed-integer linear programming; transmission constraints.

Abstract

This paper is on the maximization of total profit in a day-ahead market for a price-taker producer needing a short-term scheduling for wind power plants coordination with concentrated solar power plants, having thermal energy storage systems. The optimization approach proposed for the maximization of profit is a mixed-integer linear programming problem. The approach considers not only transmission grid constraints, but also technical operating constraints on both wind and concentrated solar power plants. Then, an improved short-term scheduling coordination is provided due to the more accurate modelling presented in this paper. Computer simulation results based on data for the Iberian wind and concentrated solar power plants illustrate the coordination benefits and show the effectiveness of the approach.

1 Introduction

Among the renewable energy technology, wind turbine and concentrated solar power (CSP) plant are reported in 2013 as the world's fastest growing energy resources [1]. US and Spain have made notable investment in CSP, with Spain being the leader in CSP deployment. The increased integration of non-dispatchable renewable wind and solar energy into the power grid poses technical challenges on the forecast due to the intermittency and variability of those resources [2].

Typically, wind power plants (WPP) have high variability over the day and low capacity factors [3], meaning that transmission lines sized to transmit the full amount of installed power is mostly unused or underused. Moreover, wind power variability poses problems for system stability, affecting unit commitment decisions, leading to either overcommitment of unneeded reserves, augmenting costs, or undercommitment, decreasing power grid security. So, wind power is to be curtailed [4] and one of the reasons for curtailment is the congestion situations recurrent stressing the lines [5]. Improvements on the use of the existing lines and mitigation on the costs of integrating wind power into power grid, reducing the uncertainty in the power output, requires a coordination between wind power with other energy sources.

Several coordination schemes and optimization approaches for short-term scheduling have been investigated, for instances: a wind-thermal coordination scheduling via simulated annealing unveiled an improvement of smoothing the active power fluctuations [6]; a wind-thermal coordination via mixed-integer linear programming (MILP) unveiled a reduction of the uncertainty in wind power output [7]; a coordination of wind power with compressed air energy storage unveiled an improvement due to the synergies between wind power and compressed air energy storage [5]. Also, schemes based on the coordination of wind and hydro power, specially pumped-storage hydro power plants [8,9], unveiled an improvement on minimization of curtailment, energy imbalance and dispatchability. Furthermore, electrical vehicles connection to the power grid are expected to be used as controllable loads and a convenient operation with suitable market design may help accommodate more wind power [10].

Coordination schemes have unveiled progress in reducing of the uncertainty of wind power output by the use of different dispatchable resources or loads, even though resources may not be installed in the same region of WPP deployment. However, to attain this coordination, a novel and accurate wind-CSP scheme is an option followed mainly in regions where the surroundings of the load centres have attractive conditions of wind speed and solar irradiation. The wind-CSP coordination enables to accommodate energy integration into the power grid and electricity markets [11], as well as to increase the dispatchability attribute on that accommodation.

The non-dispatchable characteristic of CPS plants, due to quick changes in output as cloud cover shifts, can be attenuated using thermal energy storage (TES) systems, providing a highly flexible resource of power that can make up for shortfalls in supply from wind power. A CSP plant advantages from having non-expensive TES, allowing dispatchability. TES allows: offsetting generation deficits due to insufficient solar irradiation; shifting power towards suitable periods [12]; reducing real-time net power variability and peak shaving; reducing high marginal cost units due to unpredicted drop in renewable energy [13]; providing ancillary services. Studies on the operation of CSP plant having TES have reported that a CSP producer may earn more profits in the day-ahead market [11,13] and benefits may be expected for the power systems reliability [14].

This paper presents an optimization approach based on MILP to solve the short-term scheduling problem of WPP coordinated with CSP plants, having TES. The goal is to obtain the optimal schedule that maximizes the profit of a price-taker producer taking part in the day-ahead market. The optimization approach, which differs from the above ones, considers not only transmission line constraints, but also technical operating constraints on WPP and on CSP.

The main contributions of this paper can be summarized as follows: 1) The optimal scheduling of WPP with CSP plants having TES; 2) The evaluation of benefits by a comparison between the non-coordination and the coordination scheme considering transmission line constraints; 3) The identification of the added flexibility offered by the TES.

The rest of this paper is organized as follows: Section 2 presents a description of the problem context; Section 3 presents the formulation for the followed approach; Section 4 presents two case studies, comparing schemes of coordination with a non-coordination one; Section 5 concludes the paper.

2 Problem description

2.1 Decision framework

As an overview of the problem, assume a set of wind and CSP plants belonging to a price-taker power producer being able to buy and sell energy in a day-ahead market. The power producer has to take decisions on an hourly basis over a day and needs a schedule to support decisions to maximize profit. Also, assume that the uncertainty about wind and solar power is handled through an artificial neural network (ANN) forecaster [15] and System Advisor Model [16], respectively. While the day-ahead market prices are provided in [17].

2.2 MILP approach

The wind-CSP short-term coordination problem is formulated as a MILP problem given as follows:

$$\text{Max } F(\mathbf{x}) = \mathbf{f}^T \mathbf{x} \quad (1)$$

subject to:

$$\underline{\mathbf{b}} \leq \mathbf{A} \mathbf{x} \leq \bar{\mathbf{b}} \quad (2)$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \bar{\mathbf{x}} \quad (3)$$

$$\mathbf{x}_j \text{ integer, } j \in J \quad (4)$$

where $F(\cdot)$ is a linear objective function of the decision variables, \mathbf{f} is the vector of coefficients for the linear term, \mathbf{x} is the vector of decision variables, \mathbf{A} is the constraint matrix, $\underline{\mathbf{b}}$ and $\bar{\mathbf{b}}$ are the lower and upper bound vectors on constraints, $\underline{\mathbf{x}}$ and $\bar{\mathbf{x}}$ are the lower and upper bound vectors on variables, \mathbf{x}_j are integer variables for $j \in J$.

A MILP approach is an efficient way to determine the optimal wind-CSP coordination scheduling in a reasonable CPU time.

The MILP approach is based on a deterministic framework, meaning that future wind and solar power are taken as known data given by the average forecasted values. Hence, the wind-CSP coordination problem may be seen as a sub-problem of a stochastic optimization formulation.

3 Wind-CSP coordination scheduling formulation

The wind-CSP coordination is designed in order to find out in each hour: the thermal power to be charged/discharged for the TES and power selling from the CSP plant to the day-ahead market; the amount of energy storage in TES and storage capacity available; the wind power selling to the day-ahead market. The optimal solution is attained by the maximization an objective function profit subject to constraints as follow.

3.1 Objective function

The objective function provides the profit from the coordination of wind turbines with CSP plants having TES. The profit is equal to the revenues from day-ahead market sales and wind production incentive rate minus the CSP variable costs during the time horizon for the schedule. The objective function to be maximized is given as follows:

$$F = \sum_{k \in K} \left[\pi_k^{da} (p_k^s - p_k^b) + \sum_{i \in I} \xi p_{i,k}^{Wind} - \sum_{c \in C} \beta_c p_{c,k}^{CSP} \right] \quad (5)$$

In Equation (5), K is the set of hours in the time horizon, π_k^{da} is the forecasted day-ahead market price in hour k , p_k^s is the power sold to day-ahead market in hour k , p_k^b is the power purchased from day-ahead market in hour k , I is the set of wind turbines, ξ is the wind production incentive rate, $p_{i,k}^{Wind}$ is the power output of the wind turbine i , C is the set of CSP plants, β_c is the variable cost of the CSP plant c and $p_{c,k}^{CSP}$ is the power output of the CSP plant c in hour k .

3.2 Constraints

The constraints for the wind-CSP short-term coordination problem are expressed in the form of equality and inequality constraints including simple bounds on the variables.

3.2.1 Transmission grid constraints

The transmission grid constraints are given as follows:

$$(1-\psi)^{-1} p_k^s - (1-\psi) p_k^b = \sum_{i \in I} p_{i,k}^{Wind} + \sum_{c \in C} p_{c,k}^{CSP} \quad \forall k \quad (6)$$

$$-\chi \leq (1-\psi)^{-1} p_k^s - (1-\psi) p_k^b \leq \chi \quad \forall k \quad (7)$$

$$0 \leq \sum_{i \in I} p_{i,k}^{Wind} + \sum_{c \in C} p_{c,k}^{CSP} \leq \chi \quad \forall k \quad (8)$$

$$0 \leq p_k^s \leq \chi y_k \quad \forall k \quad (9)$$

$$0 \leq p_k^b \leq \chi(1-y_k) \quad \forall k \quad (10)$$

where ψ is the transmission loss, χ is the transmission capacity, and y_k is a 0/1 variable.

In Equation (6), the electric power balance is enforced between the day-ahead market trading with WPP and CSP plants. In constraints (7) and (8), the electric power bounds are set for the line. In constraints (9) and (10), the energy flow in the line is set infeasible for simultaneously trading by selling and purchasing.

3.2.2 Operational constraints of CSP plants

The operational constraints of CSP plants are given as follows:

$$p_{c,k}^{CSP} = p_{c,k}^{FE} + p_{c,k}^{SE} - X_c \quad \forall c, k \quad (11)$$

$$p_{c,k}^{FE} = \eta_1 q_{c,k}^{FE} \quad \forall c, k \quad (12)$$

$$p_{c,k}^{SE} = \eta_3 q_{c,k}^{SE} \quad \forall c, k \quad (13)$$

$$\underline{Q}_c^{PB} u_{c,k} \leq q_{c,k}^{FE} + q_{c,k}^{SE} \leq \overline{Q}_c^{PB} u_{c,k} \quad \forall c, k \quad (14)$$

$$q_{c,k}^{FE} + q_{c,k}^{FS} \leq S_{c,k} \quad \forall c, k \quad (15)$$

$$q_{c,k}^S = q_{c,k-1}^S + \eta_2 q_{c,k}^{FS} - q_{c,k}^{SE} \quad \forall c, k \quad (16)$$

$$\underline{Q}_c^S \leq q_{c,k}^S \leq \overline{Q}_c^S \quad \forall c, k \quad (17)$$

$$\underline{Q}_c^{FE} \leq q_{c,k}^{FE} \leq \overline{Q}_c^{FE} \quad \forall c, k \quad (18)$$

$$0 \leq p_{c,k}^{CSP} \leq \overline{P}_c^{CSP} \quad \forall c, k \quad (19)$$

$$p_{c,k}^{SE} - p_{c,k+1}^{SE} \leq RD_c^T \quad \forall c, k = 0, \dots, K-1 \quad (20)$$

$$\eta_2 (q_{c,k+1}^{FS} - q_{c,k}^{FS}) \leq RU_c^T \quad \forall c, k = 0, \dots, K-1 \quad (21)$$

$$0 \leq p_{c,k}^{SE} \leq M z_{c,k} \quad \forall c, k \quad (22)$$

$$0 \leq p_{c,k}^{FS} \leq M (1 - z_{c,k}) \quad \forall c, k \quad (23)$$

$$p_{c,k}^{FE}, p_{c,k}^{SE}, q_{c,k}^{FE}, q_{c,k}^{SE} \geq 0 \quad \forall c, k \quad (24)$$

where $p_{c,k}^{FE}$ and $p_{c,k}^{SE}$ are the power produced by the solar field (SF) c and the TES c in hour k , X_c is the parasitic power of the CSP plant c , η_1 is the SF efficiency, $q_{c,k}^{FE}$ is the thermal power from the SF c in hour k , η_3 is the molten-salt tanks efficiency, $q_{c,k}^{SE}$ is the storage power in TES c to produce electricity in hour k , \underline{Q}_c^{PB} and \overline{Q}_c^{PB} are the thermal power bounds of the power block of CSP plant c , $u_{c,k}$ is the CSP plant c commitment in hour k , $q_{c,k}^{FS}$ is the thermal power from the SF c stored in hour k , $S_{c,k}$ is the thermal power produced by the SF c in hour k , $q_{c,k}^S$ is the thermal energy stored in TES c at the end of hour k , η_2 is the TES efficiency, \underline{Q}_c^S and \overline{Q}_c^S are the TES c thermal energy bounds, \underline{Q}_c^{FE} and \overline{Q}_c^{FE} are the thermal power bounds from the SF c , \overline{P}_c^{CSP} is the CSP plant c power bound, RD_c^T and RU_c^T are the ramp-up and ramp-down limits for charging and discharging the stored energy of TES c , M is a sufficiently large constant $M \geq \overline{P}_c^{CSP}$, and $z_{c,k}$ is the 0/1 variable equal to 1 if TES c discharges power in hour k .

In constraint (11), the electric power balance is enforced between the power output of CSP plant with the electric power produced from the SF, the storage and the parasitic power needed for maintaining the molten-salt fluid in operational conditions. This parasitic power occurs even that a CSP plant is not operating, eventually implying that if producer has not enough energy available, a small quantity of energy is soaked up from the grid, incurring on an associated cost. The parasitic power is assumed constant. In constraints (12) and (13), the electric power from the SF and TES is considered dependent on the efficiencies associated with the thermal power of the SF and the storage power, respectively. In constraint (14), the bounds for the sum of the power from the SF and TES are set. In constraints (15) and (16), the balance of the thermal power in the SF and the energy stored in the TES is set, respectively. In constraint (17), the bounds for the thermal power storage in the TES are set in order to avoid the solidification of salts and the maximum storage capacity to be exceeded. In constraint (18), the bounds for the thermal power from the SF are set. In constraint (19), the bounds for the power output of the CSP plants are set. In constraints (20) and (21), the charge and the discharge ramp rates of the TES are set, respectively. In constraints (22) and (23), power restrictions are set to prevent simultaneous discharging and charging of the TES in the same hour, imposed by the 0/1 variable, z_k .

3.2.3 Minimum up/down time constraints of CSP plants

The minimum up/down time constraints of CSP plants are given as follows:

$$\sum_{r=k-UT_c^{SF+T}+1, r \geq 1 \in k} (u_{c,r} - u_{c,r-1}) \leq u_{c,k} \quad \forall c, k = L^{SF+T} + 1, \dots, K \quad (25)$$

$$\sum_{r=k-DT_c^{SF+T}+1, r \geq 1 \in k} (u_{c,r-1} - u_{c,r}) \leq 1 - u_{c,k} \quad \forall c, k = F^{SF+T} + 1, \dots, K \quad (26)$$

In constraints (25) and (26), the minimum up/down times for the CSP plant c are set based on [18], where $L_c^{SF+T} = \min[K, UT_c^{SF+T}]$ and $F_c^{SF+T} = \min[K, DT_c^{SF+T}]$.

3.2.4 Operational constraints of WPP

The operational constraints of WPP are given as follows:

$$0 \leq p_{i,k}^{Wind} \leq W_{i,k} \quad \forall i, k \quad (27)$$

$$0 \leq p_{i,k}^{Wind} \leq \overline{P}_i^{Wind} \quad \forall i, k \quad (28)$$

where $W_{i,k}$ is the scheduled of wind turbine i in hour k , and \overline{P}_i^{Wind} is the wind turbine i power bound.

In constraint (27), the operating limits for the scheduled wind power of each wind turbine i are set. In constraint (28), the maximum power capacity of each wind turbine i is set.

The developed application for the wind-CSP coordination scheme allows a coding in any computing language interfacing with an optimization solver able to solve MILP problems, for instance, GAMS/CPLEX 12.1. The main

procedures for the wind-CSP are presented in the flowchart shown in Fig. 1.

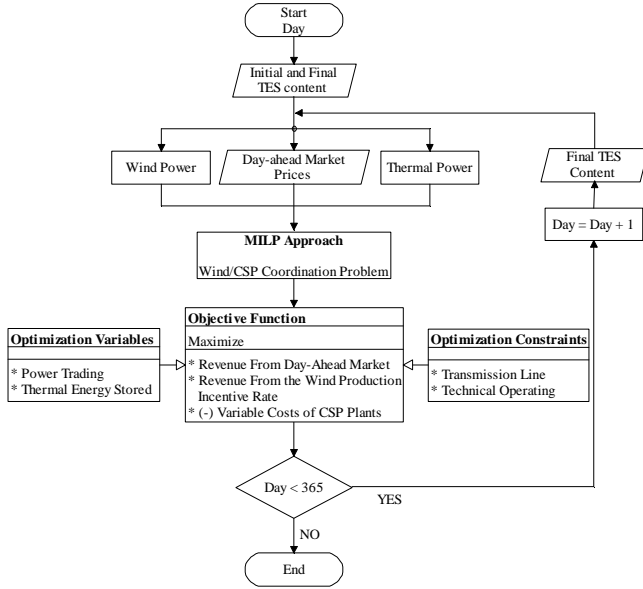


Figure 1: Flowchart of the wind-CSP coordination scheme.

4 Simulation results

The optimization approach modelled as a mixed-integer linear program has been solved using CPLEX 12.1 solver under GAMS environment [19]. The simulations were carried out on a computer with 8 GB RAM with 2.30 GHz CPU.

Realistic case studies based on Iberian wind-CSP system with 40 wind turbines, $i=1, \dots, 40$, and 2 CSP plants, $c=1, 2$ having been carried out. The technical data for plants to illustrate the simulation results are shown in Table 1.

Parameters	Values
$\underline{P}_i^{Wind} / \overline{P}_i^{Wind}$ (MW)	0 / 2
$\underline{P}_c^{CSP} / \overline{P}_c^{CSP}$ (MW _e)	0 / 50
$\underline{Q}_c^S / \overline{Q}_c^S$ (MWh _t)	45 / 700
$\underline{Q}_c^{FE} / \overline{Q}_c^{FE}$ (MW _t)	0 / 150
$\underline{Q}_c^{PB} / \overline{Q}_c^{PB}$ (MW _t)	50 / 125
$q_{c,0}^S$ (MWh _t)	120
RU_c^T / RD_c^T (MW _e /h)	35 / 80
$UT_c^{SF+T} / DT_c^{SF+T}$ (h)	2 / 2

Table 1: Wind-CSP system data.

All WPP have the same data as well as CSP plants. The installed wind power capacity is 80 MW and for CSP is 100 MW_e. The plants share a line connecting to the power grid, having 3% of losses and the exported power is between 50 MW and 130 MW. The CSP plant module efficiencies are: 1) $\eta_1 = 0.40$; 2) $\eta_2 = 0.35$; 3) $\eta_3 = 0.80$. The parasitic power is 3.5 MW_e. The wind production incentive rate is 35 €/MWh.

The time horizon chosen in the simulations is a day on an hourly basis, corresponding to a participation in a day-ahead market. Within the time horizon are considered as input data not only the solar and the wind power profiles, but also the day-ahead market prices profile. The solar irradiation profile derived from the System Advisor Model [16] was converted into an available thermal power. The wind power profile is derived from the ANN forecaster designed in [15]. The wind power and thermal power output profiles respectively are assumed to be the same for each wind turbine and CSP plant as is shown in Fig. 2.

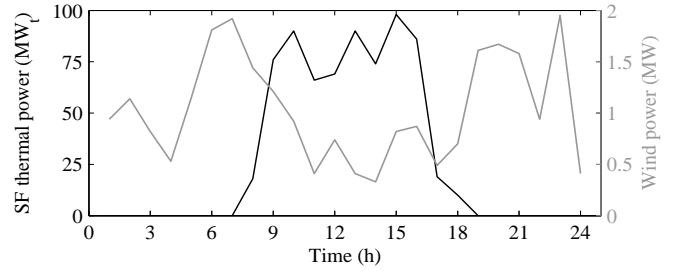


Figure 2: SF thermal and wind power profiles.

Several forecasters are used for forecasting market prices, but for the short-term self-scheduling problem of the wind-CSP coordination the market prices are considered as deterministic input data. So, the Iberian electricity market energy prices in [17] are used and shown in Fig. 3.

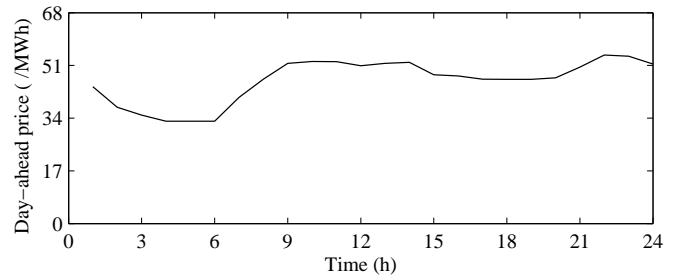


Figure 3: Day-ahead energy market prices.

The effectiveness of the optimization approach applied for solving the optimal self-scheduling is illustrated using simulations on two case studies, namely: Case 1) scheduling for CSP plants with TES; Case 2) scheduling for wind-CSP coordination with TES.

A summary of the case studies showing the number of constraints, continuous variables, binary variables and computation times is shown in Table 2.

#	Case 1	Case 2
Constraints	476	1,436
Continuous variables	384	864
Binary variables	120	120
CPU time (s)	2	8

Table 2: Optimizing characteristics of each case.

3.1 Results obtained for Case 1

This case only considers two CSP plants with TES with a total capacity of 100 MW_e. The energy and profit for the transmission capacity of $\chi = 60$ MW are shown in Table 3.

#	Energy stored (MWh)	Energy sold (MWh)	Profit (€)
Case 1	7,229	566.27	16,888

Table 3: Energy and profit for $\chi = 60$ MW.

The optimal schedule for the set of the CSP plants having TES is shown in Fig. 4.

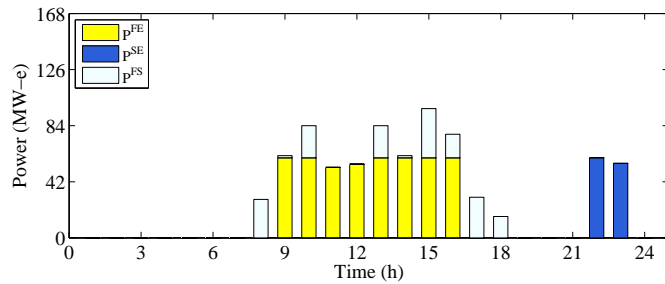


Figure 4: Self-scheduling for CSP plants with TES considering $\chi = 60$ MW.

Fig. 4 shows that CSP having TES introduce dispatchability, allowing the thermal energy collected to be shifted and to fill-in the transmission line in order to increment the capacity factor during lower-source hours with a convenient price. Approximately 30 % of the thermal energy collected by the SF is stored in hours 8, 9 and 10 and in hours 14 to 18 to be into production in hours 22 and 23 when market prices rise. This behaviour allowed by the availability of the TES allows an added improvement on the profit.

3.2 Results obtained for Case 2

This case exploits the synergies between WPP and CSP plants having TES and proves the proficiency of the proposed approach. The number of installed wind turbines and CSP plants having TES are 20 and 2, respectively. The total installed capacities of WPP and CSP plants having TES are 80 MW and 100 MW_e, respectively. The energy and profit for the transmission capacity of $\chi = 60$ MW and $\chi = 130$ MW associated with the enforced system are shown in Table 4.

#	Transmission capacity (MW)	Energy stored (MWh)	Energy sold (MWh)	Profit (€)
Case 2	60	6,405	1,259	83,527
	130	6,269	1,544	95,673

Table 4: Energy and profit for different transmission capacities.

Table 4 allows a comparison between the profits, revealing a reduction of about 15% for $\chi = 60$ MW. Table 4 shows that an increase in the transmission capacity of the line allows to make a better use of the energy stored, allowing an augmented profit.

The optimal schedule for the wind-CSP coordination in what regards the assessing of the impact of transmission constraints with $\chi = 60$ MW and with $\chi = 130$ MW are respectively shown in Fig. 5 (a) and (b).

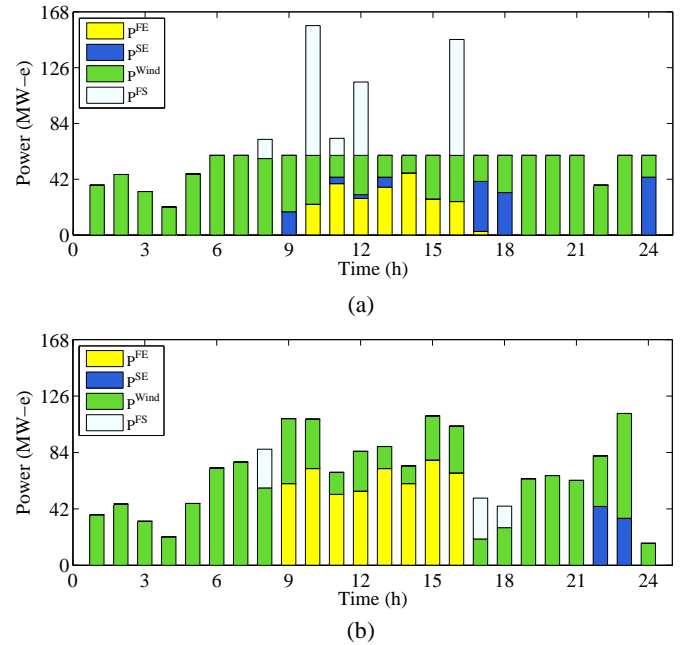


Figure 5: Self-scheduling for wind-CSP coordination, having TES, with different transmission capacities: (a) $\chi = 60$ MW; (b) $\chi = 130$ MW.

Fig. 5 (a) shows for the high price hours a significant CSP production in comparison with low price hours. The benefit of TES shifting the production is revealed, where the excess energy eventually overloading transmission from hours 8, 10 to 12 and 16 is able to be stored for a convenient discharge at hours 11 to 13, 17, 18 and 24. Additionally, the features between wind and solar energies allows for the possibility of enhancement for the scheduling due to the negative correlation. Thus, an efficient energy schedule is obtained, illustrating the proficiency of the optimization approach for accommodating this deployment with different changing patterns of renewable energy in a power system grid.

The thermal energy storage shows the significance of the line capacity regarding the storage in the TES, for instance, the increase in the line capacity raises the level of the storage in the low prices hours with solar thermal power in order to be conveniently used during the other hours. The capacity factor is incremented by downsizing the transmission, causing curtailment and consequent decrease of the energy produced. The thermal energy storage for different transmission capacities are shown in Fig. 6.

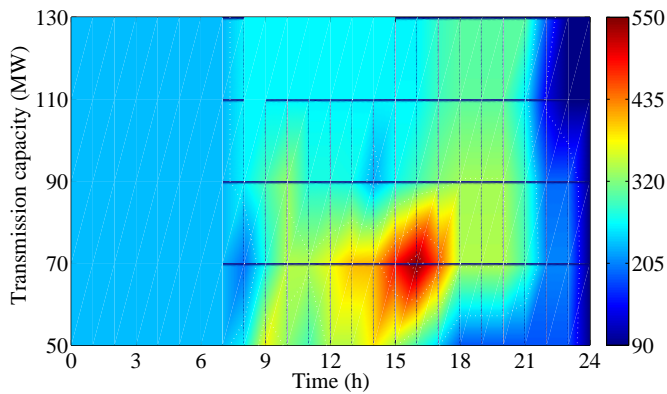


Figure 6: Thermal energy storage for transmission capacities over the time horizon.

A comparison for $\chi = 60$ MW between the results obtained in Case 1 and 2 shows that the maximum achievable profit (83,527 €) is obtained for Case 2. An increase in profit, almost 80%, is attained with the Case 2 over the Case 1. This increase in profit is due to the coordination benefits, which significantly decrease the level of uncertainty of the total power output as well as plays a vital role in enabling large amounts of wind power to be sold in the day-ahead market.

5 Conclusions

An optimization approach based on MILP is presented for the wind-CSP short-term coordination problem, in order to support the decisions of a power producer participating in the day-ahead market. A TES is effectively handled in our approach in order to improve the operational productivity of the CSP plant. Additionally, the proposed approach takes into account transmission line constraints and prevailing technical operating ones. The case studies show that: the wind-CSP plants coordination can considerably reduce generation uncertainty and may help improve the integration of more renewable energy, i.e., more CSP and wind power into a power grid. The computation time is about 10 seconds for the case studies carried out. The proposed approach is both accurate and computationally acceptable and provides an enhanced scheduling.

Acknowledgements

This work was partially supported by Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT), through IDMEC under LAETA, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Portugal. Moreover, H.M.I. Pousinho acknowledges FCT for a post-doctoral grant (SFRH/BPD/52163/2013).

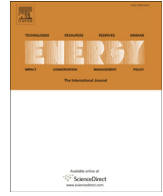
References

[1] Report: “Europe renewable energy policy handbook 2013”, pp. 1–319, (2013).
 [2] F. Monforti, T. Huld, K. Bodis, L. Vitali, M. D’Isidoro, R. Lacal-Arantes, “Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy.

A Monte Carlo approach”, *Renew. Energy*, vol. 63, pp. 576–586, (2014).
 [3] H. P. Cheng, M. T. Yu, “Effect of the transmission configuration of wind farms on their capacity factors”, *Energy Conv. Manag.*, vol. 66, pp. 326–35, (2013).
 [4] D. J. Burke, M. J. O’Malley, “Factors influencing wind energy curtailment”, *IEEE Trans. Sust. Energy*, vol. 2, pp. 185–193, (2011).
 [5] H. Daneshi, A. K. Srivastava, “Security-constrained unit commitment with wind generation and compressed air energy storage”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 6, pp. 167–175, (2012).
 [6] C.-L. Chen, “Simulated annealing-based optimal wind-thermal coordination scheduling”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, pp. 447–455, (2007).
 [7] S. Kamalinia, M. Shahidehpour, “Generation expansion planning in wind-thermal power systems”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, pp. 940–51, (2010).
 [8] A. A. Sanchez de la Nieta, J. Contreras, J. I. Munoz, “Optimal coordinated wind-hydro bidding strategies in day-ahead markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, pp. 798–809, (2013).
 [9] M. E. Khodayar, M. Shahidehpour, L. Wu, “Enhancing the dispatchability of variable wind generation by coordination with pumped-storage hydro units in stochastic power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, pp. 2808–2818, (2013).
 [10] Z. Li, Q. Guo, H. Sun, Y. Wang, S. Xin, “Emission-concerned wind-EV coordination on the transmission grid side with network constraints: Concept and case study”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, pp. 1692–1704, (2013).
 [11] J. Usaola, “Operation of concentrating solar power plants with storage in spot electricity markets”, *IET Renew. Power Gener.*, vol. 6, pp. 59–66, (2012).
 [12] R. Dominguez, L. Baringo, A. J. Conejo, “Optimal offering strategy for a concentrating solar power plant”, *Appl. Energy*, vol. 98, pp. 316–25, (2012).
 [13] R. Sioshansi, P. Denholm, “The value of concentrating solar power and thermal energy storage”, *IEEE Trans. Sust. Energy*, vol. 1, pp. 173–183, (2010).
 [14] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, P. Denholm, “Estimating the capacity value of concentrating solar power plants with thermal energy storage: A case study of the southwestern united states,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, pp. 1205–1215, (2013).
 [15] J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, V. M. F. Mendes, “An artificial neural network approach for short-term wind power forecasting in Portugal”, *Eng. Intell. Syst. Electr. Eng. Commun.*, vol. 17, pp. 5–11, (2009).
 [16] National Renewable Energy Laboratory, USA, Solar Advisor Model User Guide for Version 2.0, 2008. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs>.
 [17] Market operator of the electricity market of the Iberian Peninsula, OMEL, 2014. [Online]. Available: <http://www.omel.es>.
 [18] J. Ostrowski, M. F. Anjos, A. Vannelli, “Tight mixed integer linear programming formulations for the unit commitment problem”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, pp. 39–46, (2012).
 [19] Cplex, Gams, The solver manuals. Gams/Cplex, 2014. [Online]. Available: <http://www.gams.com>.

Energy – Elsevier

**Self-scheduling for energy and spinning reserve of wind/CSP plants
by a MILP approach**



Self-scheduling for energy and spinning reserve of wind/CSP plants by a MILP approach



H.M.I. Pousinho ^{a, b, *}, H. Silva ^c, V.M.F. Mendes ^{a, c}, M. Collares-Pereira ^a,
C. Pereira Cabrita ^d

^a Department of Physics, University of Évora, R. Romão Ramalho, 7002-554 Évora, Portugal

^b IDMEC/LAETA, Instituto Superior Técnico, Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisbon, Portugal

^c Department of Electrical Engineering and Automation, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, R. Conselheiro Emídio Navarro, 1950-062 Lisbon, Portugal

^d CISE, University of Beira Interior, R. Fonte do Lameiro, 6201-001 Covilhã, Portugal

ARTICLE INFO

Article history:

Received 18 April 2014

Received in revised form

15 October 2014

Accepted 15 October 2014

Available online 7 November 2014

Keywords:

Wind/CSP self-scheduling

Mixed-integer linear programming

Spinning reserve

Transmission constraints

ABSTRACT

This paper is on the self-scheduling for a power producer taking part in day-ahead joint energy and spinning reserve markets and aiming at a short-term coordination of wind power plants with concentrated solar power plants having thermal energy storage. The short-term coordination is formulated as a mixed-integer linear programming problem given as the maximization of profit subjected to technical operation constraints, including the ones related to a transmission line. Probability density functions are used to model the variability of the hourly wind speed and the solar irradiation in regard to a negative correlation. Case studies based on an Iberian Peninsula wind and concentrated solar power plants are presented, providing the optimal energy and spinning reserve for the short-term self-scheduling in order to unveil the coordination benefits and synergies between wind and solar resources. Results and sensitivity analysis are in favour of the coordination, showing an increase on profit, allowing for spinning reserve, reducing the need for curtailment, increasing the transmission line capacity factor.

© 2014 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Renewable energy use is a worldwide reality nowadays [1,2], for instance, in Denmark [3,4], Ireland [5] and in the Iberian Peninsula [6]. The total installed renewable capacity in the Iberian Peninsula at end of 2013 reached 60,587 MW, with solar power contributing with 6738 MW and wind power with 27,114 MW. Wind power and other RES (renewable energy sources) have contributed to the achievement of low-carbon emission targets and to the reduction of the use of fossil fuels [7,8]. Carbon emissions in the Iberian Peninsula due to the electricity sector have been reduced more than 62 million tons in 2013. Notwithstanding, wind power is characterized by intermittency and variability leading to a limited predictability, implying a non-dispatchable attribute difficult to control when integrated into a power grid. So, wind power is expected to be curtailed [9], due to congestion prevention in lines

owing to recurrent stress [10,11]. Also, this integration has a propensity to yield more reserve power due to the limited predictability eventually leading to more calls on the reserve [12].

Normally due to the nature of deployment locations for capturing wind power, transmission lines have to be erected to transport wind power to load centres [13] and often roughness of the ground and orography are expected to be hard-hitting, implying a costly erection [14]. Additionally, if the maximum power of a line is scaled for the total wind power capacity, then a low capacity factor is expected due to the low capacity factor of wind power [15]. So, coordination with other energy sources is an answer for a better operation and greater benefit.

Power grid integration of RES can benefit from accommodating different sources of energy in a coordination scheme and research for wind power reveals significant enhancements [16]. For instance: a wind-thermal coordination scheduling via simulated annealing reveals an enhancement of smoothing the active power fluctuations [17]; a wind-thermal coordination via MILP (mixed-integer linear programming) reveals an enhancement of profit, but with the need to strengthen ramping capabilities for thermal units [18]; a coordination of wind power with compressed air energy

* Corresponding author. Department of Physics, University of Évora, R. Romão Ramalho, 7002-554 Évora, Portugal. Tel.: +351 218 317038; fax: +351 218 317009.
E-mail addresses: pousinho@uevora.pt, hpousinho@gmail.com (H.M.I. Pousinho).

Nomenclature*Subscripts*

c, C	CSP plant, solar field (SF) or TES index and set
i, I	wind turbine index and set
k, K	hour index and set

Superscripts

da	day-ahead market characters for parameters or variables
sr	SR market characters for parameters or variables
b	energy purchased character for variables
s	energy sold character for variables
Wind	wind power plant characters for parameters or variables
CSP	CSP plant characters for parameters or variables
S	energy storage character for parameters or variables
FE	power from the SF characters for parameters or variables
FS	power from the SF to TES characters for variables
SE	power from the TES characters for variables
PB	power block characters for parameters or variables
T	TES character for parameters or variables
SF + T	SF and TES characters for parameters or variables

Parameters

β_c	variable cost of the CSP plant c
χ	transmission capacity
π_k^{da}	forecasted day-ahead market price in hour k
π_k^{sf}	forecasted SR market price in hour k
σ	maximum SR capacity
ξ	wind production incentive rate
ψ	transmission loss
$S_{c,k}$	thermal power produced by the SF c in hour k
$W_{i,k}$	scheduled of wind turbine i in hour k
X_c	parasitic power of the CSP plant c
$\bar{P}_c^{CSP}, \underline{P}_c^{CSP}$	CSP plant c power bounds
\bar{P}_i^{Wind}	wind turbine i power bound
$\bar{Q}_c^S, \underline{Q}_c^S$	TES c thermal energy bounds
$\bar{Q}_c^{FE}, \underline{Q}_c^{FE}$	thermal power bounds from the SF c
$\bar{Q}_c^{PB}, \underline{Q}_c^{PB}$	thermal power bounds of the power block of CSP plant c

RU_c^T, RD_c^T ramp-up/down limit for charging/discharging the stored energy of TES c

UT_c^{SF+T}, DT_c^{SF+T} minimum up/down time of CSP plant c

Binary variables

$u_{c,k}$	CSP plant c commitment in hour k
y_k	equal to 1 if energy is sold in hour k
$z_{c,k}$	equal to 1 if TES c discharges power in hour k

Continuous variables

p_k^b	power purchased from day-ahead market in hour k
p_k^s	power sold to day-ahead market in hour k
p_k^{Wind}	power output of wind power plant in hour k
$p_{i,k}^{Wind}$	power produced by the wind turbine i in hour k
$p_{c,k}^{CSP}$	power output of CSP plant c in hour k
$p_{c,k}^{FE}$	power produced by the SF c in hour k
$p_{c,k}^{SE}$	power produced from the energy stored in TES c in hour k
$p_{c,k}^{SE, sr}$	SR produced from the energy stored in TES c in hour k
$p_{c,k}^{sr}$	power produced of CSP plant c , if SR is called in hour k
$q_{c,k}^{FE}$	thermal power from the SF c in hour k
$q_{c,k}^{FS}$	thermal power from the SF c stored in hour k
$q_{c,k}^{SE}$	storage power in TES c to produce electricity in hour k
$q_{c,k}^{SE, sr}$	storage power in TES c to produce spinning reserve in hour k
$q_{c,k}^S$	thermal energy stored in TES c at the end of hour k
$q_{c,k}^{S, sr}$	thermal energy stored in TES c , used for SR, at the end of hour k
$r_{c,k}$	SR sold by CSP plant c to SR market in hour k
f	vector of coefficients for the linear term
x	vector of decision variables
A	constraint matrix
b^{\min}, b^{\max}	lower and upper bound vectors on constraints
x^{\min}, x^{\max}	lower and upper bound vectors on variables

Abbreviation

CSP	concentrated solar power
LP	linear programming
MILP	mixed-integer linear programming
pdf	probability density function
RES	renewable energy sources
SF	solar field
SR	spinning reserve
TES	thermal energy storage

storage reveals an enhancement due to the synergies between wind power and compressed air energy storage [10]; a coordination of wind and pumped-storage hydro power reveals an enhancement of the reduction of curtailment, energy imbalance and dispatchability [19,20]. In addition, research should consider the accommodation of RES with different changing patterns on a coordination scheme to deal with intermittency and variability in order to increase the dispatchability attribute of the accommodation. The accommodation of wind power plants with CSP (concentrated solar power) plants on energy and SR (spinning reserve) is a significant research issue in order to evaluate the propensity to smooth energy integration into the power grid and electricity markets [21,22]. Particularly, this accommodation is expected to be relevant in places having not only favourable wind speeds and solar irradiation levels, but also located not far from load centres, for instance, as in the Southern Iberian Peninsula, where wind [23] and solar [24]

energy are an appealing energy source in what regards a sustainable development policy.

Wind and solar power characteristics are capable of being favourably modelled as linear or piecewise linear functions in what regards the self-scheduling problem. Also, the solution procedure for the problem benefits from this modelling, i.e., it is based on LP (linear programming) or MILP. LP is a well-known optimisation method and standard software can be found commercially. MILP is very powerful for mathematical modelling and is applied successfully to solve large-size scheduling problems in power systems [25]. Moreover, MILP has the advantage of having proficiency tested solvers not only able of reducing the computation time, but also capable of finding a globally optimal solution. Hence, self-scheduling of wind power with CSP plants is often modelled as a MILP, having binary variables for modelling start-up costs or discrete CSP plants unit-commitment constraints.

A CSP plant benefits from having non-expensive TES (thermal energy storage), allowing for dispatchability and for participation in SR. SR offered by CSP plants may be called on, due to some temporary fault in a power stressed system, then the SR of the CSP plant goes into production [21,26], but either called or not SR contributes to an augmented profit. Also, TES allows: offsetting generation deficits due to insufficient solar irradiation; shifting power towards suitable periods [22,27]; reducing real-time net power variability and peak shaving; reducing high marginal cost units due to unpredicted drop in the RES [28,29].

The literature on CSP plants and the optimal self-scheduling of these plants shows that most work done so far has been confined to deal with the trading of energy in the day-ahead market or assessing the capacity value of the CSP plants with and without TES [28,30]. For instance: Ref. [26] deals with the estimation of the daily irradiation to determine the optimum design and operation of CSP plants in the day-ahead market, whilst defining the required TES and backup for reducing curtailment [30]; deals with the range of capacity values, showing that a CSP plant without TES is between 60% and 86% of the maximum capacity, while for CSP plant with TES ranges between 79% and 92%. However, literature reviews [26,28,30] reveal the absence of treatment of other complementary markets, such as the SR market jointly with day-ahead market in an optimisation framework. Also, a coordination of CSP plants with other RES subjected to power transmission constraints is a line of research deserving more effort.

This paper is an involvement in the above-mentioned line of research, dealing with day-ahead coordination between wind power and CSP plants having TES and with the coordination subjected to line power transmission constraints. The coordination gives the joint energy and SR self-scheduling based on a MILP approach with the intermittency and variability of wind power or of solar irradiation treated by hourly models based on continuous pdf (probability density functions). The major contributions are: 1) the optimal self-scheduling of wind power with CSP plants having TES; 2) the evaluation of the benefit of wind power with CSP plants having TES; 3) the identification of the synergies due to the negative correlation between wind and solar power and of the added flexibility offered by the TES. The rest of the paper is outlined as follows. Section 2 presents a detailed description of the problem. Section 3 provides the mathematical formulation for the optimisation problem, modelled by a MILP approach. Section 4 presents the data for the case studies of a realistic system based on a wind/CSP system deployment in the Iberian Peninsula. Section 5 presents the results and a discussion of the proposed approach applied to the case studies. Section 6 outlines the concluding remarks.

2. Problem description

2.1. Structure of the electricity market

The structure of the electricity market in this paper incorporates two independent markets, namely the day-ahead and SR markets as in Ref. [31]. Power producers have to submit their schedules for the next day in these electricity markets. However, the involvement of power producers in these electricity markets is constrained according to their technical characteristics. These electricity markets are intended respectively to satisfy power supply and to convey support power as a security measure. This security measure helps on providing power grid stability, i.e., ensuring that the power grid can face temporary occurrences due to unforeseen: plant or transmission line failures; or an increase on electric demand requiring a call on SR. Although unforeseen, the provision for these occurrences must be prepared by means of a suitable short-term schedule. Additionally, the integration of RES requires even more

provision to cope with intermittency and variability. Normally, wind power plants participate in a day-ahead market, but not in an ancillary service one [32], i.e., in SR due to the intermittency and variability in wind power. Also, the same can be said for solar power plants, but an exception can be allowed for a CSP plant having TES. Just as research on coordination schemes of wind with hydro pumped-storage are proposed to mitigate additional needs of ancillary services, also coordination schemes of wind/CSP having TES deserve research attention in order to allow them to participate not only in day-ahead market, but also in the SR market. But a coordination scheme of wind/CSP having TES for the improvement of the operational productivity implies the need to access the information to model the behaviour of the wind speed and the solar irradiation. An approach for modelling this behaviour is presented in the next subsections.

2.2. Wind speed modelling

Several methods are reported in literature for wind speed data modelling [33–37], among these methods a probabilistic one applied to the hourly wind speed data modelled by the Weibull distribution which is used in this paper, having the pdf for $v_{i,k} > 0$ stated [38] as follows:

$$f_v(v_{i,k}) = \frac{c}{\eta} \left(\frac{v_{i,k}}{\eta} \right)^{c-1} \exp \left[- \left(\frac{v_{i,k}}{\eta} \right)^c \right] \quad (1)$$

where $f_v(\cdot)$ is the Weibull pdf, $v_{i,k}$ is the wind speed at the wind turbine i in hour k ; $c > 0$ is the shaping factor, and $\eta > 0$ is the scaling factor, both computed from the historical data of wind speed. The pdf for $v_{i,k} \leq 0$ is null. Equation (1) is graphically shown in Fig. 1.

The Weibull pdf model based on historical data of wind speed is used for the performance function giving the power output of a wind turbine as a function of the wind speed and stated as follows [38]:

$$p_{i,k}^{\text{Wind}} = \begin{cases} 0 & , \quad 0 \leq v_{i,k} < v_{ci} \text{ OR } v_{co} < v_{i,k} \\ P_r \frac{v_{i,k}^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} & , \quad v_{ci} \leq v_{i,k} < v_r \\ P_r & , \quad v_r \leq v_{i,k} \leq v_{co} \end{cases} \quad \forall i, k \quad (2)$$

where $p_{i,k}^{\text{Wind}}$ is the power output of the wind turbine i in hour k , v_{ci} is the cut-in wind speed, v_{co} is the cut-out wind speed, v_r is the rated wind speed, and P_r is the rated power output. This performance function converting data from wind speed series into data for wind power series is shown in Fig. 2.

The performance function in Fig. 2 is used for self-schedule purpose and is not intended to consider eventual losses due to the wake effect in an array of wind turbines.

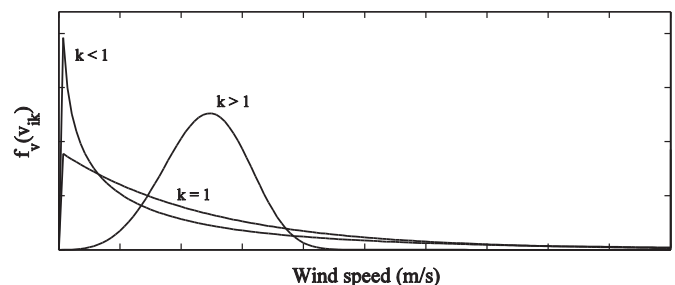


Fig. 1. Wind speed Weibull distribution.

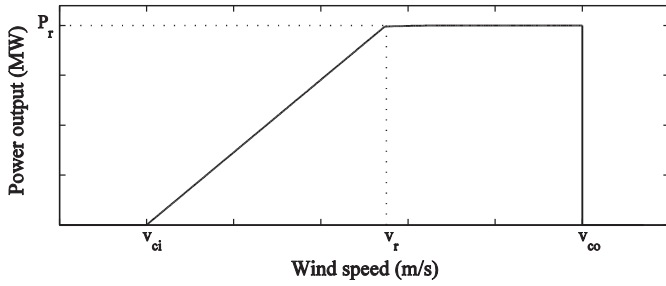


Fig. 2. Wind turbine power function.

2.3. Solar irradiation modelling

The incoming solar irradiation at solar receivers is the main factor influencing the thermal power produced by a SF (solar field). Solar irradiation modelling is similar to wind speed modelling, i.e., a Weibull distribution is used in the modelling. The performance function giving the thermal power output of a solar receiver as a function of the solar irradiation is stated as follows [39]:

$$S_{c,k} = \begin{cases} S_r \frac{S_{c,k}}{s_r} & , 0 \leq s_{c,k} < s_r \\ S_r & , s_r \leq s_{c,k} \end{cases} \quad \forall c, k \quad (3)$$

where $S_{c,k}$ is the thermal power produced by the SF c in hour k , $s_{c,k}$ is the incoming solar irradiation, s_r is the rated solar irradiation, and S_r is the rated output power of the solar receiver. This performance function converting data from solar irradiation series into data for thermal power series is shown in Fig. 3.

The output power of a solar receiver depends on other factors among which the temperature is the most influential one. Although the thermal output power of a solar receiver may vary about 2% with the normal temperature variations as reported in Ref. [40], this variation is assumed to be neglected in (3) due to the main purposes of the self-scheduling.

2.4. Combining wind speed and solar irradiation models

The wind/CSP coordination problem has to take into account not only the wind speed and the solar irradiation data modelling, but also the usual technical constraints for the plants and the bounds due to the power transmission capacity. This account is important for assessing the flexibility of CSP plant having TES and is significant for assessing the impacts of intermittency and variability of wind and solar thermal power in a short-term electricity market. A correlation coefficient, i.e., a statistical measure combining wind power with thermal power, defined as a function of the data series of the wind power, p_k^{Wind} , and of thermal power, S_k , is used and stated as follows:

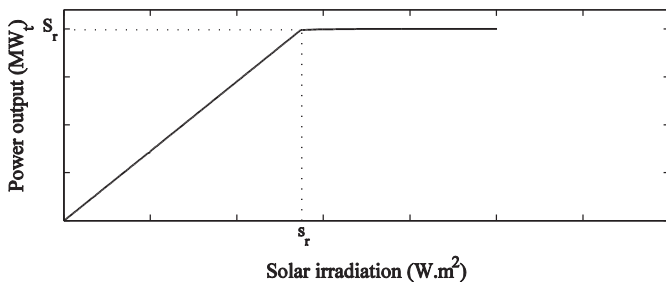


Fig. 3. Solar receiver power function.

$$\rho_{p^{Wind}, S} = \frac{\sum_k (p_k^{Wind} - \bar{p}^{Wind})(S_k - \bar{S})}{\sqrt{\sum_k (p_k^{Wind} - \bar{p}^{Wind})^2} \sqrt{\sum_k (S_k - \bar{S})^2}} \quad (4)$$

where $\rho_{p^{Wind}, S}$ is the correlation coefficient, \bar{p}^{Wind} is the average value of the wind turbine power output, and \bar{S} is the average value of the thermal power produced.

A negative correlation between wind speed and solar irradiation is assumed in order to take into consideration the behaviour of wind and solar thermal power. The negative correlation can be imposed by the use of the Cholesky decomposition algorithm [41], employed to provide correlated series. The Cholesky decomposition algorithm can be stated as follows:

- 1) Generate the series for wind speed, v_k , and for solar irradiation, s_k , from the Weibull models.
- 2) Convert respectively wind speed and solar irradiation to wind, p_k^{Wind} , and to thermal, S_k , powers.
- 3) Normalize the converted series into the range $[-1, 1]$.
- 4) Compute the correlation matrix ρ :

$$\rho = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{p^{Wind}, S} \\ \rho_{p^{Wind}, S} & 1 \end{bmatrix}$$

where $\rho_{p^{Wind}, S} = \rho_{S, p^{Wind}}$ is the correlation coefficient given by (4).

- 5) Compute the Cholesky decomposition U of ρ :

$$U = \begin{bmatrix} a_{11} & 0 \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \quad \text{such that} \quad \mathbf{U}\mathbf{U}^T = \rho$$

For the two correlated series the elements of U are: $a_{11} = 1$; $a_{21} = \rho_{p^{Wind}, S}$; and $a_{22} = \sqrt{1 - \rho_{p^{Wind}, S}^2}$.

- 6) Compute two new series ε_1 and ε_2 with correlation $\rho_{p^{Wind}, S}$ stated as follows:

$$\begin{aligned} \mathbf{E} = \mathbf{U}\mathbf{X} &\Leftrightarrow \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \end{bmatrix} = \mathbf{U} \begin{bmatrix} p_k^{Wind} \\ S_k \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} p_k^{Wind} \\ \rho_{p^{Wind}, S} p_k^{Wind} + S_k \sqrt{1 - \rho_{p^{Wind}, S}^2} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

where \mathbf{E} contains the final correlated series.

- 7) Recover series from the range $[-1, 1]$ into the data real range for the wind power and thermal power output, respectively.

2.5. General MILP approach

The optimal energy and SR self-scheduling problem of the wind/CSP coordination is formulated as a MILP problem stated as follows:

$$\text{Max } \mathbf{F}(\mathbf{x}) = \mathbf{f}^T \mathbf{x} \quad (5)$$

subject to:

$$\mathbf{b}^{\min} \leq \mathbf{A} \mathbf{x} \leq \mathbf{b}^{\max} \quad (6)$$

$$\mathbf{x}^{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}^{\max} \quad (7)$$

$$\mathbf{x}_j \text{ integer, } j \in J \quad (8)$$

In (5) the function $F(\cdot)$ is a linear objective function of decision variables, where \mathbf{f} is the vector of coefficients. In (6) \mathbf{A} is the constraint matrix, \mathbf{b}^{\min} and \mathbf{b}^{\max} are the lower and upper bound vectors on constraints. Equality constraints are defined by setting the lower bound equal to the upper bound, i.e. $\mathbf{b}^{\min} = \mathbf{b}^{\max}$. In (7) \mathbf{x}^{\min} and \mathbf{x}^{\max} are the lower and upper bound vectors on variables. The variables \mathbf{x}_j with $j \in J$ are restricted to be integers. This restriction allows modelling the on-off periods behaviour of CSP plants. This is a modelling contribution to earlier studies.

A MILP approach is an efficient way to find out the optimal solution for the wind/CSP coordination with a moderate request for computation time. The MILP approach considers the optimal self-scheduling in a deterministic context, meaning that future wind power and thermal power are taken as known data given by average forecasted values. Hence, the wind/CSP coordination problem may be seen as a sub-problem of a stochastic optimisation formulation.

3. Mathematical formulation

The optimal energy and SR self-scheduling problem of the wind/CSP coordination is stated as optimise an objective function subject to constraints to find out the hourly integer commitment decision of the CSP $c = 1, \dots, C$, $u_{c,k}$, and the continuous commitment power output levels to offer in the day-ahead market, p_k^s , and the SR market, $r_{c,k}$, derived from power contribution of wind power plants, p_k^{Wind} , and of CSP plants, $p_{c,k}^{\text{CSP}}$, in each hour of the time horizon, $k = 1, \dots, K$. The thermal energy stored in TES c at the end of the time horizon, $q_{c,K}^S$, must be decided according to: 1) the thermal power to be charged/discharged for the TES in each hour and power sent from the CSP plant into the day-ahead and/or SR markets; 2) the amount of energy storage in TES and storage capacity available in each hour; 3) the wind power to be sent into the day-ahead market in each hour.

3.1. Objective function

The objective function is a measure of the profit attained by the conversion of renewable energy into electric energy. The objective function to be maximized is stated as follows:

$$F = \sum_{k \in K} \left[\pi_k^{\text{da}} (p_k^s - p_k^b) + \xi p_k^{\text{W}} + \sum_{c \in C} (\pi_k^{\text{sr}} r_{c,k} - \beta_c p_{c,k}^{\text{CSP}}) \right] \quad (9)$$

The objective function in (9) provides the total profit from the coordination of wind turbines with CSP plants having TES. This profit is equal to the revenues from day-ahead and SR markets sales added with wind production incentive rate minus the CSP plants variable costs over the short-term time horizon. Null production costs are assumed for the wind turbines.

3.2. Constraints

The optimal value of the objective function is determined subject to constraints of two kinds: equality constraints and inequality constraints including simple bounds on the variables. The constraints are as follow:

- Transmission constraints

$$(1 - \psi)^{-1} p_k^s - (1 - \psi) p_k^b = p_k^{\text{Wind}} + \sum_{c \in C} p_{c,k}^{\text{CSP}} \quad \forall k \quad (10)$$

$$-\chi \leq (1 - \psi)^{-1} p_k^s - (1 - \psi) p_k^b \leq \chi \quad \forall k \quad (11)$$

$$0 \leq p_k^{\text{Wind}} + \sum_{c \in C} (p_{c,k}^{\text{CSP}} + r_{c,k}^{\text{sr}}) \leq \chi \quad \forall k \quad (12)$$

$$0 \leq p_k^s \leq \chi y_k \quad \forall k \quad (13)$$

$$0 \leq p_k^b \leq \chi (1 - y_k) \quad \forall k \quad (14)$$

- Operational constraints of CSP plants

$$p_{c,k}^{\text{CSP}} = p_{c,k}^{\text{FE}} + p_{c,k}^{\text{SE}} - X_c \quad \forall c, k \quad (15)$$

$$p_{c,k}^{\text{FE}} = \eta_1 q_{c,k}^{\text{FE}} \quad \forall c, k \quad (16)$$

$$p_{c,k}^{\text{SE}} = \eta_3 q_{c,k}^{\text{SE}} \quad \forall c, k \quad (17)$$

$$\underline{Q}_c^{\text{PB}} u_{c,k} \leq q_{c,k}^{\text{FE}} + q_{c,k}^{\text{SE}} \leq \overline{Q}_c^{\text{PB}} u_{c,k} \quad \forall c, k \quad (18)$$

$$q_{c,k}^{\text{FE}} + q_{c,k}^{\text{FS}} \leq S_{c,k} \quad \forall c, k \quad (19)$$

$$q_{c,k}^S = q_{c,k-1}^S + \eta_2 q_{c,k}^{\text{FS}} - q_{c,k}^{\text{SE}} \quad \forall c, k \quad (20)$$

$$\underline{Q}_c^S \leq q_{c,k}^S \leq \overline{Q}_c^S \quad \forall c, k \quad (21)$$

$$\underline{Q}_c^{\text{FE}} \leq q_{c,k}^{\text{FE}} \leq \overline{Q}_c^{\text{FE}} \quad \forall c, k \quad (22)$$

$$0 \leq p_{c,k}^{\text{CSP}} \leq \overline{P}_c^{\text{CSP}} \quad \forall c, k \quad (23)$$

$$p_{c,k}^{\text{SE}} - p_{c,k+1}^{\text{SE}} \leq \text{RD}_c^T \quad \forall c, k = 0, \dots, K - 1 \quad (24)$$

$$\eta_2 (q_{c,k+1}^{\text{FS}} - q_{c,k}^{\text{FS}}) \leq \text{RU}_c^T \quad \forall c, k = 0, \dots, K - 1 \quad (25)$$

$$0 \leq p_{c,k}^{\text{SE}} \leq M z_{c,k} \quad \forall c, k \quad (26)$$

$$0 \leq p_{c,k}^{\text{FS}} \leq M (1 - z_{c,k}) \quad \forall c, k \quad (27)$$

$$p_{c,k}^{\text{FE}}, p_{c,k}^{\text{SE}}, q_{c,k}^{\text{FE}}, q_{c,k}^{\text{SE}} \geq 0 \quad \forall c, k \quad (28)$$

- Minimum up/down time constraints of SF + TES

$$\sum_{r=k-\text{UT}_c^{\text{SF}+T}+1, r \geq 1 \in k} (u_{c,r} - u_{c,r-1}) \leq u_{c,k} \quad \forall c, k = L^{\text{SF}+T} + 1, \dots, K \quad (29)$$

$$\sum_{r=k-DT_c^{SF+T}+1, r \geq 1}^{k-1} (u_{c,r-1} - u_{c,r}) \leq 1 - u_{c,k} \quad \forall c, k = F^{SF+T} + 1, \dots, K \quad (30)$$

• Operational constraints of wind power plants

$$p_k^{Wind} = \sum_{i \in I} p_{i,k}^{Wind} \quad \forall k \quad (31)$$

$$0 \leq p_{i,k}^{Wind} \leq W_{i,k} \quad \forall i, k \quad (32)$$

$$0 \leq p_{i,k}^{Wind} \leq \bar{P}_i^{Wind} \quad \forall i, k \quad (33)$$

• Spinning reserve constraints

$$0 \leq r_{c,k} \leq \sigma \bar{P}_c^{CSP} \quad \forall c, k \quad (34)$$

$$p_{c,k}^{sr} = p_{c,k}^{CSP} + r_{c,k} \quad \forall c, k \quad (35)$$

$$p_{c,k}^{sr} = p_{c,k}^{FE} + p_{c,k}^{SE, sr} \quad \forall c, k \quad (36)$$

$$p_{c,k}^{SE, sr} = \eta_3 q_{c,k}^{SE, sr} \quad \forall c, k \quad (37)$$

$$\underline{Q}_c^{PB} u_{c,k} \leq q_{c,k}^{FE} + q_{c,k}^{SE, sr} \leq \bar{Q}_c^{PB} u_{c,k} \quad \forall c, k \quad (38)$$

$$q_{c,k}^{S, sr} = q_{c,k-1}^S + \eta_2 q_{c,k}^{FS} - q_{c,k}^{SE, sr} \quad \forall c, k \quad (39)$$

$$\underline{Q}_c^S \leq q_{c,k}^{S, sr} \leq \bar{Q}_c^S \quad \forall c, k \quad (40)$$

$$p_{c,k}^{SE, sr} - p_{c,k+1}^{SE, sr} \leq RD_c^T \quad \forall c, k = 0, \dots, K - 1 \quad (41)$$

$$0 \leq p_{c,k}^{SE, sr} \leq M z_{c,k} \quad \forall c, k \quad (42)$$

In (10) the electric power balance between the day-ahead market trading and the wind and CSP plant is enforced. In (11) and (12) the electric power bounds are set for the transmission line. In (13) and (14) the energy flow in the transmission line is set as infeasible for simultaneously selling and purchasing. In (15) the electric power balance between the power output of CSP plant and the electric power produced from the SF, the storage and the parasitic power needed for maintaining the molten-salt fluid in operational conditions is enforced. This parasitic power occurs even when a CSP plant is not operating, i.e., if the CSP plant is not producing, then a small quantity of energy will be soaked up from the grid, implying on an associated cost [28]. The parasitic power is assumed constant. In (16) and (17) the electric power from the SF and TES is considered dependent on the efficiencies associated with the thermal power of the SF and the storage power, respectively. In (18) the bounds for the sum of the power from the SF and TES are set. In (19) and (20) the balance of the thermal power in the SF and the energy stored in the TES is set, respectively. The initial energy stored in the TES, $q_{c,0}^S$, and the thermal power produced by

the SF c are known input data. In (21) the bounds for the thermal power storage in the TES are set in order to avoid the solidification of salts and to avoid exceeding the maximum storage capacity. In (22) the bounds for the thermal power from the SF are set. In (23) the bounds for the power output of the CSP plants are set. In (24) and (25) the charge and the discharge ramp rates of the TES are set, respectively. In (26) and (27) power restrictions are set to prevent simultaneous discharging and charging of the TES in the same hour, imposed by the 0/1 variable, z_k , where M is a large quantity. In (28) the non-negativeness of power flows is set. In (29) and (30) the minimum up/down times for the SF and TES are set, where $L_c^{SF+T} = \min[K, UT_c^{SF+T}]$ and $F_c^{SF+T} = \min[K, DT_c^{SF+T}]$. These constraints based on [42] can have a favourable impact on the required computation time. In (31) the total wind power produced is enforced as the sum of the power produced for each wind turbine i . In (32) the operating limits are set for the scheduled wind power of a wind turbine i . In (33) the maximum power capacity of a wind turbine i is set.

The CSP plants are considered in this paper to have the ability to provide SR. In (34) SR sales are limited, based on the ramping capability of the power block. In (35)–(38) the operation of CSP plants is compelled to satisfy the SR. In (35) the operation of CSP plants is enforced to be eventually balanced by the day-ahead energy and SR sales, the left side of (35) is the net power in a SR calling. In (36) the balance of SR is enforced. In (37)–(42) additional requirements for fully modelling the SR are set.

The flowchart of the wind/CSP coordination is shown in Fig. 4.

This flowchart has the main procedures for the developed application and the programming of this application is possible in any computing language interfacing with an optimisation solver able to run MILP problems, for instance, as GAMS/CPLEX 12.1 [43] or Matlab/Genetic Algorithm Toolbox [44].

4. Case studies

The data for the case studies are from a wind/CSP system deployed in the Iberian Peninsula with 100 wind turbines, $i = 1, \dots, 100$, and with 7 CSP plants, $c = 1, \dots, 7$. The coordination is on

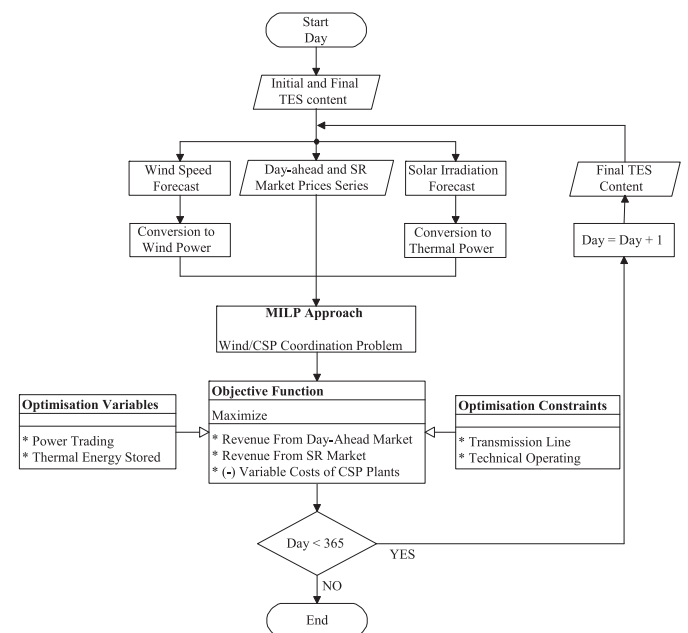


Fig. 4. Flowchart of the wind/CSP coordination scheme.

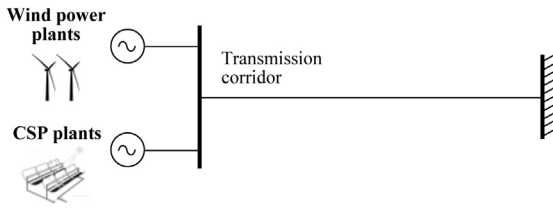


Fig. 5. Wind/CSP plants and transmission line.

an hourly basis with a 24-h range time for the day-ahead and SR markets. An illustration of the wind/CSP system is shown in Fig. 5.

The technical data for the plants are shown in Table 1.

Wind turbines as well as CSP plants have respectively the same characteristics. Installed capacity for wind power is 200 MW and for CSP plants is 350 MW_e. The plants share a line to connect to the power grid, having 3.5% of transmission losses and exported power has to be between 250 MW and 550 MW. The CSP plant has a rated solar irradiation of 1000 W/m². The CSP plant module efficiencies are: 1) $\eta_1 = 0.40$, for the SF installed parabolic trough collectors; 2) $\eta_2 = 0.35$, for the TES, using two molten-salt tanks with an efficiency $\eta_3 = 0.80$. Parasitic power loss due to the fluid operational conditions occurs even if the CSP plant is not operating. The parasitic power is 3.5 MW_e and only CSP plants provide SR up to 66% of the maximum capacity. The wind power turbine's model given by (2) is used to model a wind turbine rated at 2 MW, with cut-in, rated, and cut-out wind speeds of 4, 15, and 24 m/s, respectively. The wind production incentive rate is 30 €/MWh.

The proposed MILP approach provides the profit maximization of the wind/CSP system taking into account not only wind and solar power forecasts, but also day-ahead and SR market price profiles. Several forecasting procedures are available for forecasting electricity prices [45–47], but for the short-term self-scheduling problem of the wind/CSP coordination the market prices are considered as deterministic input data.

The hourly average solar irradiation and wind speed in the Iberian Peninsula region are shown in Fig. 6.

Wind speed data series for the one-year period were acquired from an existing database for modelling the wind speed in Iberian Peninsula [48]. This database is associated with a scenario of 200 MW on an hourly basis. The wind speed Weibull distribution parameters are $\eta_w = 8.6$ and $c_w = 1.5$. These parameters are obtained based on historical data of the wind speed with a capacity factor of around 40%. Also, the solar irradiation is taken from historical data given on an hourly basis. The studied time period covers the same year. The solar irradiation Weibull distribution parameters considered are $\eta_s = 5.5$ and $c_s = 1.8$.

The wind power and thermal power output series are assumed to be the same for the wind turbines and CSP plants, respectively. The power correlation of these series is shown in Fig. 7.

Table 1
Wind/CSP system data.

Parameters	Values
CSP plant c power bounds (MW _e)	0/50
Wind turbine i power bounds (MW)	0/2
TES c thermal energy bounds (MWh _t)	45/700
Thermal power bounds from the SF c (MWh _t)	0/150
Thermal power bounds of the power block of CSP plant c (MW _t)	50/125
Thermal energy stored in TES c at the initial hour (MWh _t)	90
Ramp-up limit for charging the stored energy of TES c (MW _e /h)	35/80
Ramp-down limit for discharging the stored energy of TES c (MW _e /h)	35/80
Minimum up/down time of CSP plant c (h)	2/2

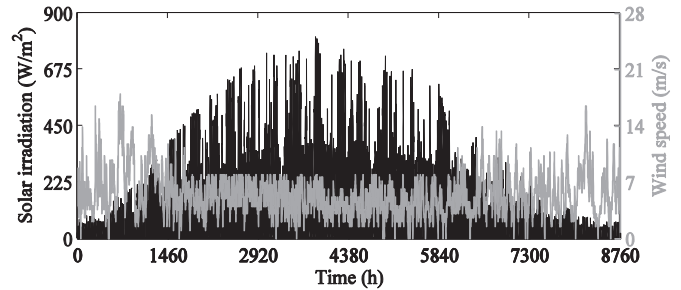


Fig. 6. Hourly average solar irradiation and wind speed in the Iberian Peninsula region at 2011.

Fig. 7 allows concluding that the wind power tends to be lower on sunny days and tend to be higher during periods of lower solar irradiation, i.e., a negative correlation is evidenced.

Iberian electricity market day-ahead and SR prices in Ref. [31] are used and shown in Fig. 8.

The case studies illustrate the proficiency of the proposed MILP approach in solving the optimal self-scheduling. The cases studies have been chosen to highlight the modelling in what regards the contributions presented in this paper. The case studies are as follow:

- Case 1: Self-scheduling for CSP plants without TES;
- Case 2: Self-scheduling for CSP plants with TES;
- Case 3: Self-scheduling for wind/CSP coordination with TES.

All the cases studies are solved using the GAMS/CPLEX 12.1 environment [43]. Also, Case 3 is solved using a multi-run genetic algorithm [44] for the purpose of a solver comparison.

5. Results and discussion

An optimising description of each case study in regard to the number of constraints, continuous variables, binary variables and the computation times are shown in Table 2.

Table 2 shows a significant increase on constraints and continuous variables from Case 2 to Case 3, while the number of the binary variables is the same. This increase is responsible for an increment in CPU time between 6 and 12 s, which is not a significant increment for the improvement obtained on the self-schedule.

5.1. Case 1

This case study is the simulation of the set of 7 CSP plants operating without TES and connected throughout a single transmission line to the power grid. The set of CSP plants has a total

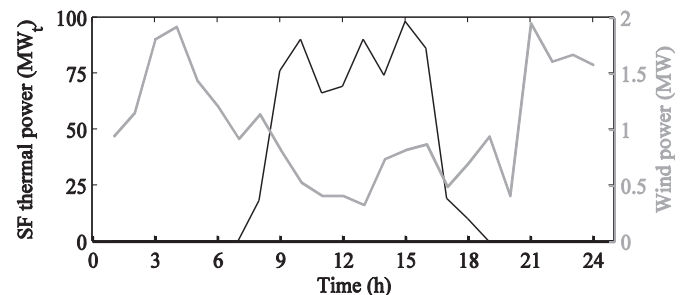


Fig. 7. SF thermal and wind power forecasts.

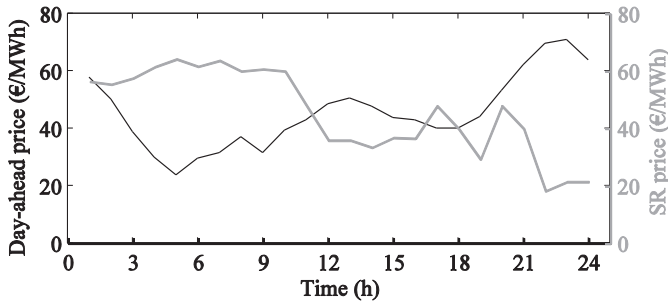


Fig. 8. Day-ahead energy and SR market prices.

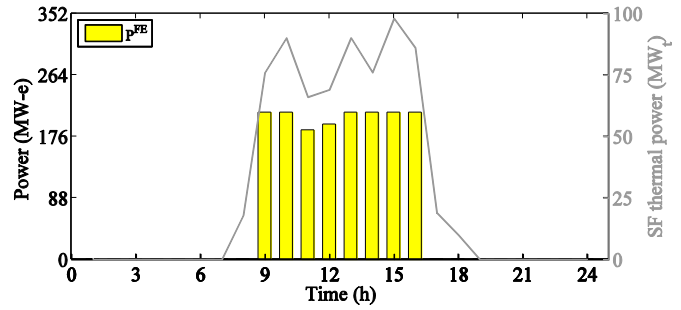


Fig. 9. Self-scheduling for CSP plants without TES considering $\chi = 250$ MW.

capacity of 350 MW_e. The energy and profit for a transmission capacity of $\chi = 250$ MW are shown in Table 3.

The optimal schedule for the set of the CSP plants is shown in Fig. 9.

Fig. 9 shows that the power output is in accordance with the available SF thermal power. This is a manifestation of the non-dispatchability of the CSP plants. Eventually, the non-dispatchability leads to a reduction in the value of solar irradiation due to the fact that the availability of solar irradiation is not capable of having a convenient level in due time [28]. Although SF thermal power is available during the hours 8, 17 and 18, the power block is not in operation due to insufficient power level. This can be avoided with a TES, leading to an increase in profit.

5.2. Case 2

This case study has the same CSP plants as Case 1 with a reinforcement of 7 TES for storing the energy from each plant. The total storing capacity is 350 MW_e. The energy and profit for the transmission capacity of $\chi = 250$ MW are shown in Table 4.

The optimal schedule for the set of the CSP plants having TES is shown in Fig. 10.

Fig. 10 shows that CSP plants having TES bring in dispatchability, allowing the thermal energy collected to be shifted and to fill-in the transmission line in order to increment the capacity factor during lower solar irradiation hours but with profitable prices. Approximately 20% of the thermal energy collected by the SF is stored in hours 8, 9, 10 and in hours 15, 16 to be put into production when market prices rise between hours 17 to 24. Also, the added dispatchability allows for SR, allowing an additional advantage for improvement on profit. This improvement on profit can be regarded as a compensation for the cost with the deployment of TES. CSP plants are able to divert thermal energy collected from the SF to the TES to provide for a suitable amount of SR, but as a consequence the energy produced sent into the energy market has to be suitable

Table 2
Optimising characteristics of each case.

#	Case 1	Case 2	Case 3
Constraints	960	4096	8920
Continuous variables	552	2064	4488
Binary variables	192	360	360
CPLEX 12.1 CPU time (s)	3	6	12

Table 3
Case 1 – Energy and profit for $\chi = 250$ MW.

#	Energy sold (MWh)	Profit (€)
Case 1	1580	34,014

Table 4
Case 2 – Energy and profit for $\chi = 250$ MW.

#	Energy stored (MWh)	Energy sold (MWh)	SR sold (MWh)	Profit (€)
Case 2	33,295	1497	812	75,084

reduced. The power block is scheduled for the satisfaction of SR eventual demands and in sporadic calls need to meet up these demands, but called on or not SR has to be on standby. Hence, although the selling of energy is accommodated in favourable hour prices a compromise with SR prices has to be achieved in order to find the adequate schedule levels for energy production and SR sales in order to find the middle ground.

5.3. Case 3

This case study is intended to exploit the synergies between wind power and CSP plants having TES of the above case study, allowing a comparison with the above two cases studies in order to prove the proficiency of the proposed approach. The number of installed wind turbines and CSP plants having TES are 100 and 7, respectively. The installed capacities of wind power plants and CSP plants having TES are a total of 200 MW and of 350 MW_e, respectively. The energy and profit for the transmission capacity of $\chi = 250$ MW, $\chi = 400$ MW and $\chi = 550$ MW are shown in Table 5.

Table 5 allows a comparison between the profits, revealing a reduction of about 2.5% for $\chi = 250$ MW. Also, Table 5 reveals that an increase in the transmission capacity increases the availability to provide SR, an ancillary service allowing a higher profit.

The optimal schedule for assessing of the impact of transmission constraints with $\chi = 250$ MW and $\chi = 550$ MW is shown respectively in Fig. 11(a) and (b).

Fig. 11(a) shows for the higher price hours a significant CSP plants production in comparison with lower price hours. This is a

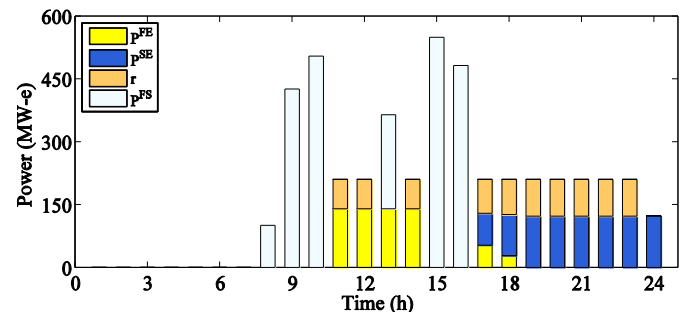


Fig. 10. Self-scheduling for CSP plants with TES considering $\chi = 250$ MW.

Table 5
Case 3 – Energy and profit for different transmission capacities.

#	Transmission capacity (MW)	Energy stored (MWh)	Energy sold (MWh)	SR sold (MWh)	Profit (€)
Case 3	250	23,598	3753	645	254,328
	400	33,295	3891	807	260,449
	550	33,295	3891	813	260,649

shifting production benefit due to the availability of the TES. The excess energy eventually overloading the transmission line from hours 8 to 10 and 13 to 17 is able to be stored for a convenient discharge from hours 18 to 24. Additionally, the matching between wind and solar energies due to the negative correlation allows for the improvement of the self-scheduling, i.e., hours of high wind occurring during hours of low solar irradiation are matched. Thus, a more efficient energy and SR schedule is obtained. This more efficient energy and SR schedule favours the proficiency of the proposed approach for accommodating the deployment of those different changing patterns of renewable energy.

Thermal energy storage for different transmission capacities is shown in Fig. 12.

Fig. 12 allows concluding about the importance of the line transmission capacity regarding storage in the TES over the day, for instance, with an increase in the line transmission capacity the level of the storage is raised in the low price hours with solar thermal power in order to be conveniently used during the other hours. Also, as the capacity factor is increased by downsizing the transmission, curtailment and consequent decrease of the energy produced is to be expected.

A comparison for $\chi = 250$ MW between Case 1, 2 and 3 allows concluding that Case 3 outperforms all other ones with a profit of 254,328 €, i.e., an increase on profit of almost 86% is attained with the Case 3 relatively to Case 1. This increase in profit is due to the flexibility provided by CSP plants having TES, which plays an

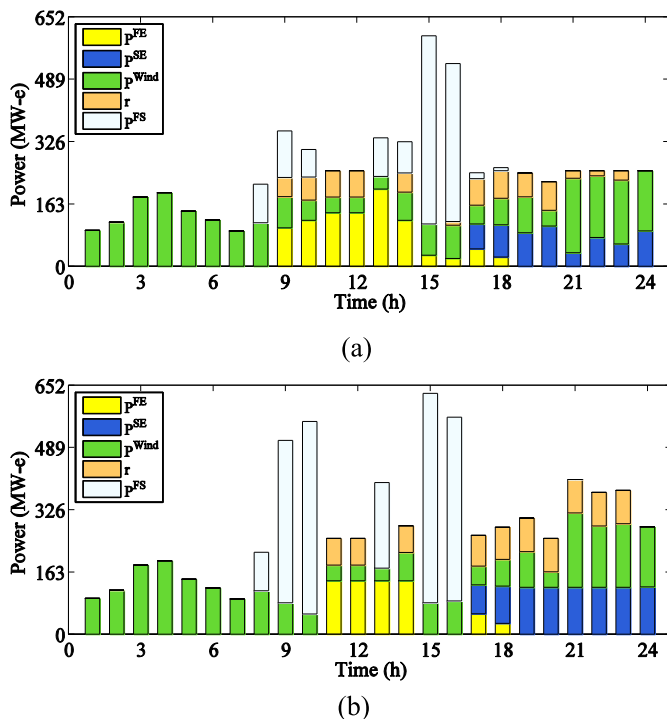


Fig. 11. Self-scheduling for wind/CSP coordination with TES for different transmission capacities: (a) $\chi = 250$ MW; (b) $\chi = 550$ MW.

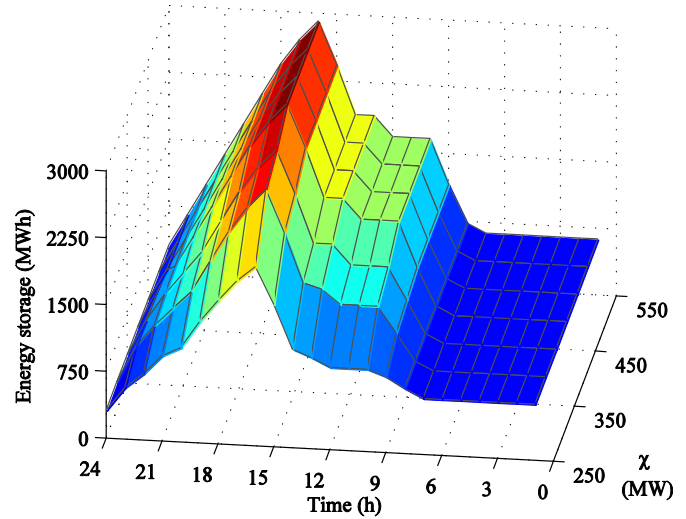


Fig. 12. Thermal energy storage for different transmission capacities over 24-h time period.

Table 6
Profit and computation time for different optimisation approaches.

#	Profit (€)	CPU time (s)
MILP approach	260,649	12
Genetic algorithm	258,319	142

opportune role in enabling wind power to be sent into the day-ahead market.

The MILP approach has the advantage of allowing the finding of the global optimum with high-proficiency commercial solvers having reduced required CPU time. A comparison of solvers GAMS/CPLEX 12.1 approach with a multi-run genetic algorithm [44] is made to illustrate the computing time requirement advantages of the first solver. The profits and the required computation times are shown in Table 6.

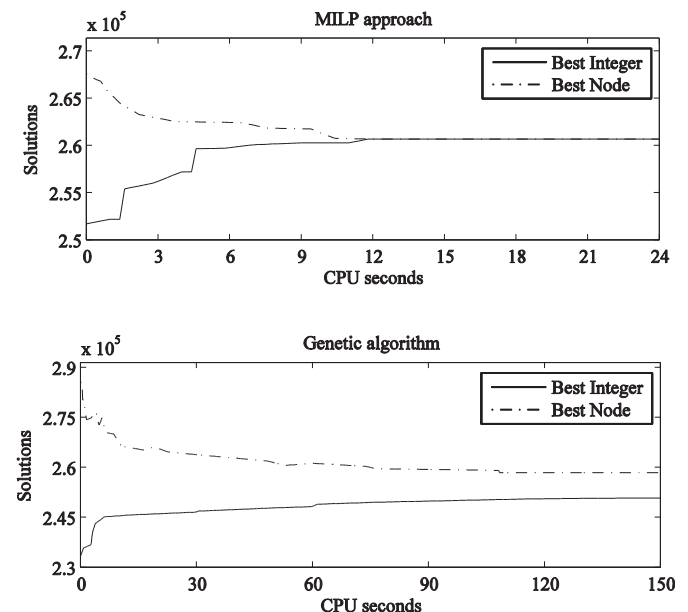


Fig. 13. Solutions versus CPU time.

Table 6 allows concluding that the CPLEX 12.1 outperforms the genetic algorithm. Moreover, this table shows that the genetic algorithm only reaches a sub-optimal solution. The efficiency of the two solvers regarding the convergence and quality of solutions is shown in Fig. 13.

Fig. 13 allows concluding that the CPLEX 12.1 approach is a helpful tool for taking decisions in advance over a day time horizon on an hourly basis, granting the solution in a finite number of iterations, while the genetic algorithm runs with an optimality gap as a stop criterion to achieve a solution near the global optimum in a limited time.

6. Conclusions

A MILP approach is proposed to find out the optimal self-scheduling for the problem of wind/CSP coordination. The proposed approach for CSP plants having TES allows an efficient consideration of the SR due to the addition of storage capacity. Transmission constraints are used to circumvent congestion situations in the transmission line. Also, ramp rate constraints are included to keep a less and steady power variation derived from the CSP plants. The numerical testing results show that the proposed approach is computationally suitable for wind/CSP coordination, considering transmission, minimum up/down time and ramp rate constraints in order to obtain more realistic and feasible results. Moreover, the numerical results prove that the wind/CSP coordination enables an enhancement of profitability for power producers that trade in day-ahead joint energy and SR markets. This enhancement of profitability is due to the TES not only providing SR and reducing curtailed production, but also enhancing transmission capacity factor when wind power output falls below the capacity of the line. The computation time required is on average about 12 s with the CPLEX 12.1. Hence, the proposed approach has proved to be an accurate approximation in a computationally acceptable time, leading to an enhanced management system.

Future research effort has to consider the study of the impact of the intermittency and variability of wind power and solar irradiation on the power producer offer and solve the wind/CSP coordination problem by using a multistage stochastic programming approach that embodies controlled risk on profit variability and provides optimal offering curves for the day-ahead market.

Acknowledgements

This work was partially supported by Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT), through IDMEC under LAETA Pest-OE/EME/LA0022/2014, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Portugal. The authors would like to thank the anonymous reviewers for their valuable comments, which greatly helped them to clarify and improve the contents of the paper. Moreover, H.M.I. Pousinho acknowledges FCT for a post-doctoral grant (SFRH/BPD/52163/2013).

References

- [1] Østergaard PA. Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration. *Energy* 2009;34:1236–45.
- [2] Manzano-Agugliaro F, Alcaide A, Montoya FG, Zapata-Sierra A, Gil C. Scientific production of renewable energies worldwide: an overview. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;18:134–43.
- [3] Lund H, Mathiesen BV. Energy system analysis of 100% renewable energy systems—the case of Denmark in years 2030 and 2050. *Energy* 2009;34:524–31.
- [4] Lund H. The implementation of renewable energy systems. Lessons learned from the Danish case. *Energy* 2010;35:4003–9.
- [5] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Leahy M. Modelling the existing Irish energy system to identify future energy costs and the maximum wind penetration feasible. *Energy* 2010;35:2164–73.
- [6] Pereira AJC, Saraiva JT. Long term impact of wind power generation in the Iberian day-ahead electricity market price. *Energy* 2013;35:1159–71.
- [7] Lund H, Mathiesen BV. The role of carbon capture and storage in a future sustainable energy system. *Energy* 2012;44:469–76.
- [8] Gutiérrez-Martín F, Da Silva-Álvarez RA, Montoro-Pintado P. Effects of wind intermittency on reduction of CO₂ emissions: the case of the Spanish power system. *Energy* 2013;61:108–17.
- [9] Burke DJ, O'Malley MJ. Factors influencing wind energy curtailment. *IEEE Trans Sustain Energy* 2011;2:185–93.
- [10] Daneshi H, Srivastava AK. Security-constrained unit commitment with wind generation and compressed air energy storage. *IET Gener Transm Distrib* 2012;6:167–75.
- [11] Heejeung P, Baldick R, Gu Y, Xie L. Transmission planning under uncertainties of wind and load: sequential approximation approach. *IEEE Trans Power Syst* 2013;28:2395–402.
- [12] Khodayar ME, Abreu L, Shahidehpour M. Transmission-constrained intrahour coordination of wind and pumped-storage hydro units. *IET Gener Transm Distrib* 2013;7:755–65.
- [13] Nykamp S, Molderink A, Hurink JL, Smit GJM. Statistics for PV, wind and biomass generators and their impact grid planning. *Energy* 2012;45:924–32.
- [14] Becker S, Rodriguez RA, Andresen GB, Schramm S, Greiner M. Transmission grid extensions during the build-up of a fully renewable pan-European electricity supply. *Energy* 2014;64:404–18.
- [15] Cheng H-P, Yu M-T. Effect of the transmission configuration of wind farms on their capacity factors. *Energy Conv Manag* 2013;66:326–35.
- [16] Bouffard F, Galiana FD. Stochastic security for operations planning with significant wind power generation. *IEEE Trans Power Syst* 2008;23:306–16.
- [17] Chen C-L. Simulated annealing-based optimal wind-thermal coordination scheduling. *IET Gener Transm Distrib* 2007;1:447–55.
- [18] Kamalini S, Shahidehpour M. Generation expansion planning in wind-thermal power systems. *IET Gener Transm Distrib* 2010;4:940–51.
- [19] Sanchez de la Nieta AA, Contreras J, Muñoz JI. Optimal coordinated wind-hydro bidding strategies in day-ahead markets. *IEEE Trans Power Syst* 2013;28:798–809.
- [20] Purvins A, Papaioannou IT, Oleinikova I, Tzimas E. Effects of variable renewable power on a country-scale electricity system: high penetration of hydro power plants and wind farms in electricity generation. *Energy* 2012;43:225–36.
- [21] Usaola J. Participation of CSP plants in the reserve markets: a new challenge for regulators. *Energy Pol* 2012;49:562–71.
- [22] Usaola J. Operation of concentrating solar power plants with storage in spot electricity markets. *IET Renew Power Gener* 2012;6:59–66.
- [23] Pousinho HMI, Mendes VMF, Catalão JPS. A risk-averse optimization model for trading wind energy in a market environment under uncertainty. *Energy* 2011;36:4935–42.
- [24] Gómez A, Zubizarreta J, Dopazo C, Fueyo N. Spanish energy roadmap to 2020: socioeconomic implications of renewable targets. *Energy* 2011;36:1973–85.
- [25] Ommen T, Markussen WB, Elmegaard B. Comparison of linear, mixed integer and non-linear programming methods in energy system dispatch modelling. *Energy*. 10.1016/j.energy.2014.04.023.
- [26] Zhang HL, Baeyens J, Degève J, Caceres G. Concentrated solar power plants: review and design methodology. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;22:466–81.
- [27] Dominguez R, Baringo L, Conejo AJ. Optimal offering strategy for a concentrating solar power plant. *Appl Energy* 2012;98:316–25.
- [28] Sioshansi R, Denholm P. The value of concentrating solar power and thermal energy storage. *IEEE Trans Sustain Energy* 2010;1:173–83.
- [29] Manenti F, Ravaghi-Ardebili Z. Dynamic simulation of concentrating solar power plant and two-tanks direct thermal energy storage. *Energy* 2013;55:89–97.
- [30] Madaeni SH, Sioshansi R, Denholm P. Estimating the capacity value of concentrating solar power plants with thermal energy storage: a case study of the Southwestern United States. *IEEE Trans Power Syst* 2013;28:1205–15.
- [31] Market operator of the electricity market of the Iberian Peninsula. OMEL; 2014. Available at: <http://www.omel.es>.
- [32] Varkani AK, Daraeepour A, Monsef H. A new self-scheduling strategy for integrated operation of wind and pumped-storage power plants in power markets. *Appl Energy* 2011;88:5002–12.
- [33] Hong Y-Y, Chang H-L, Chiu C-S. Hour-ahead wind power and speed forecasting using simultaneous perturbation stochastic approximation (SPSA) algorithm and neural network with fuzzy inputs. *Energy* 2010;35:3870–6.
- [34] De Giorgi MG, Ficarella A, Tarantino M. Assessment of the benefits of numerical weather predictions in wind power forecasting based on statistical methods. *Energy* 2011;36:3968–78.
- [35] Carta JA, Velázquez S. A new probabilistic method to estimate the long-term wind speed characteristics at a potential wind energy conversion site. *Energy* 2011;36:2671–85.
- [36] Dinler A. A new low-correlation MCP (measure-correlate-predict) method for wind energy forecasting. *Energy* 2013;63:152–60.
- [37] Kusiak A, Zhang Z, Verma A. Prediction, operations, and condition monitoring in wind energy. *Energy* 2013;60:1–12.
- [38] Liu Z, Wen F, Ledwich G. Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering uncertainties. *IEEE Trans Power Deliv* 2011;26:2541–51.
- [39] Mutoh N, Matuo T, Okada K, Sakai M. Prediction-data-based maximum-power-point-tracking method for photovoltaic power generation systems.

- In: Proc IEEE Annu power Electron Specialists Conf, Cairns, Australia; 2002. p. 1489–94.
- [40] Shahidehpour M, Marwali M. *Maintenances scheduling in restructured power systems*. Norwell, MA: Kluwer; 2000.
- [41] Pourahmadi M, Daniels MJ, Park T. Simultaneous modelling of the Cholesky decomposition of several covariance matrices. *J Multivar Anal* 2007;98: 568–87.
- [42] Ostrowski J, Anjos MF, Vannelli A. Tight mixed integer linear programming formulations for the unit commitment problem. *IEEE Trans Power Syst* 2012;27(1):39–46.
- [43] Cplex, Gams. *The solver manuals*. Gams/Cplex; 2014. Available at: <http://www.gams.com>.
- [44] *Genetic algorithm and direct search toolbox 2 – user's guide*. Massachusetts: MathWorks; 2007.
- [45] Pousinho HMI, Mendes VMF, Catalão JPS. Short-term electricity prices forecasting in a competitive market by a hybrid PSO-ANFIS approach. *Int J Electr Power Energy Syst* 2012;39:29–35.
- [46] Khosravi A, Nahavandi S, Creighton D. Quantifying uncertainties of neural network-based electricity price forecasts. *Appl Energy* 2013;112:120–9.
- [47] Wan C, Xu Z, Wang Y, Dong ZY, Wong KP. A hybrid approach for probabilistic forecasting of electricity price. *IEEE Trans Smart Grid* 2014;5:463–70.
- [48] CSP plant of Iberdrola. 2014. Available at: <http://www.iberdrola.es>.