

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210885

电力市场环境下风电-光热-生物质混合电站 鲁棒优化调度模型

臧海祥, 马铭欣, 周亦洲, 夏倩倩, 孙国强, 卫志农

(河海大学能源与电气学院, 江苏 南京 211100)

摘要: 以风电场、光热电站、生物质锅炉等组成混合电站并参与到电力市场中, 能有效提高整体的运营收益。为解决混合电站参与电力市场运行问题, 从混合电站的结构及运行机理出发, 提出了电力市场下风电-光热-生物质混合电站鲁棒优化调度模型。该模型以最大化运行利润为目标函数, 考虑了混合电站参与电力市场所获收益、并网运行环境效益、弃风弃光惩罚成本、各组成部分运行维护成本、系统运行约束等因素。针对混合电站运行面临的不确定性和由此带来的风险问题, 采用鲁棒优化方法处理风电功率、光热功率、负荷及电力市场价格的不确定性, 并建立风险量化指标, 平衡系统的鲁棒性与经济性, 为混合电站运营商提供决策依据。算例分析验证了所提模型和方法的有效性。

关键词: 混合电站; 鲁棒优化; 风险量化指标; 优化调度; 电力市场

Robust optimal scheduling model for a 'wind power-concentrating solar power-biomass' hybrid power plant in the electricity market

ZANG Haixiang, MA Mingxin, ZHOU Yizhou, XIA Qianqian, SUN Guoqiang, WEI Zhinong
(College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China)

Abstract: A hybrid power plant composed of wind farm, concentrating solar power station and biomass boiler can effectively improve overall operating income while participating in the power market. The study focuses on the integration of the hybrid power plant in the electricity market. A robust optimal scheduling model for wind power-concentrating solar power-biomass hybrid power plant is proposed based on the structure and operation mechanism of the plant. The model takes maximizing operating profit as the objective function, and considers the benefits of hybrid power plant participating in the power market, the environmental benefits of parallel operation, the penalty costs of wind abandonment and solar abandonment, the operating and maintenance costs of each component, and the system operation constraints. Given the uncertainty faced by a hybrid power plant and the risks that it entails, a robust optimization approach is used to deal with the uncertainties brought by the wind power, concentrating solar power, load, and electricity market prices. In addition, a risk index system is presented to balance the robustness and economy of the system. This provides a decision-making basis for hybrid power plant operators. The numerical examples verify the effectiveness of the proposed model and method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52077060).

Key words: hybrid power plant; robust optimization; quantitative risk index; optimal scheduling; electricity market

0 引言

近年来, 能源危机和环境污染问题愈发严重, 寻求可再生能源逐步代替化石能源已成为世界各国

能源转型和可持续发展的共识^[1-2]。在能源替代发展过程中, 光热发电凭借其良好的可控性和可调度性, 受到了广泛的关注^[3]。据中国可再生能源学会预计, 2030年中国光热发电容量有望达到30GW, 并在2050年达到180GW^[4]。光热发电未来有望成为我国主要清洁能源发电技术之一。

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52077060)

目前,国内外许多学者注重于利用光热发电的灵活特性对风电、光伏等间歇性可再生能源进行调节,以提高可再生能源的消纳能力^[5-7]。文献[7]建立了光热电站经济调度模型,利用光热电站内部储热系统的可调容量,有效降低了可再生能源预测不准确造成的弃电现象。文献[8]提出了采用随机优化方法处理风电出力、光热出力的波动性,并建立了多源发电系统两阶段优化调度模型,提高了系统风光消纳率。文献[9]建立了光热-风电联合系统调度模型,证明了风电和光热的互补性,以及利用储能的可调度性能平抑风电出力波动,从而减少弃风。文献[10]构建了含储热光热电站的电网调度模型,研究了光热电站和风电打捆并网的经济效益。文献[11]建立了含光热电站的多源系统优化调度模型,并采用条件风险价值理论刻画不确定性因素引起的系统运行风险,证明了引入光热电站可以提高系统新能源消纳深度。文献[12]建立了基于改进粒子群算法的光伏光热两阶段优化调度模型,证明可以利用光热电站的灵活特性,降低光伏出力随机性的影响,提高太阳资源利用率。

在电力市场环境下,光热电站凭借其可调度性能作为独立发电商参与市场运行^[13]。文献[14]建立了风电-光热联合调度模型,研究了混合电站参与日前能量和旋转备用市场的调度问题,但未考虑风电功率和光热功率的间歇性和随机性对混合电站运行策略的影响。文献[15]提出了多能源参与的电力现货与辅助服务市场的联合运行方式,构建了现货与辅助服务市场的联合优化出清模型,但未考虑市场价格不确定性的影响。文献[16]虽考虑了市场价格的不确定性,然而将火电机组与光热电站相结合的方式并不具有环境优势。文献[17]考虑了光热功率和电力市场价格的不确定性,提出了光热电站日前调度优化模型。文献[18]建立了光热电站随机优化调度模型,计及了可再生能源出力和市场价格的不确定性。文献[19]采用随机优化方法模拟光热出力和市场价格的不确定性,建立了光热-生物质混合电站参与市场优化运行模型。然而,文献[17-19]均未对不确定性带来的影响进行量化,容易造成决策的保守或冒进。

为了降低间歇性可再生能源发电对系统运行稳定性的影响,风电-光热电站协调运行需配备大容量的储热系统,导致其综合发电成本高于主流发电方式,而风电-光热-生物质混合发电是一种在提高运行调度能力的同时降低平准化发电成本的理想选择。首先,生物质作为可再生能源的一个分支,其与风电-光热电站的混合发电可以实现100%的可再

生能源发电目标。其次,生物质发电有利于提高系统运行灵活性,降低间歇性可再生能源出力波动性对系统运行稳定性的影响,在国家节能减排政策的推广下,可得到较好的发展^[19]。此外,光热电站和生物质锅炉通过共享电厂设备,能更大程度地降低电厂投资成本^[20]。2012年世界上第一座商业化生物质和光热耦合电站(Termosolar Borges 电站)在西班牙投运^[21],也证明了该混合模式的可行性。总体而言,有关风电-光热-生物质混合电站的研究尚处于起步阶段,虽然在热力学仿真方面已有部分研究成果,但在并网调度优化、电力市场竞标策略等方面的研究较少。因此,如何考虑混合电站运行面临的多种不确定性因素,对风电-光热-生物质混合电站参与电力市场优化运行调度策略进行研究具有十分重要且实际的意义。

基于上述背景,本文首先从混合电站结构和运行机理出发,提出电力市场环境下风电-光热-生物质混合电站确定性优化调度模型。该模型以最大化运行利润为目标,综合考虑混合电站参与电力市场所获收益、并网运行环境效益、弃风弃光惩罚成本、各组成部分运行维护成本以及系统运行约束等因素。其次,针对混合电站运行面临的风电功率、光热功率、负荷和电力市场价格不确定性和由此带来的风险问题,采用鲁棒优化方法处理,并建立混合电站鲁棒优化调度模型。然后为了更好地量化风险水平,平衡混合电站的鲁棒性与经济性,本文建立了风险水平度量指标。在此基础上,通过分析鲁棒系数对决策方案和预期利润的影响,来确定最优鲁棒系数选择方案,为混合电站运营商提供决策依据。

1 混合电站结构及运行机理

风电-光热-生物质混合电站的能量耦合关系如图1所示,混合电站主要由风电场、电热转换器、生物质锅炉和光热电站构成。此外,根据功能的不同,光热电站一般可划分为3个相对独立的能量模块,即光场模块、储热系统模块、功率模块及1个能量传递模块,即热流体传递系统。风电场产生的电功率一部分用于满足负荷需求,另一部分通过电热转换器转换为热能储存在储热系统中,可在负荷较小时减少弃风功率。光热电站光场产生的热功率一部分通过功率模块转换为电功率,另一部分直接储存在储热系统中。生物质锅炉通过燃烧生物质产生热功率,并通过功率模块转换为电能或直接储存在储热系统中。生物质锅炉和储热系统增加了系统运行的灵活性,能够在光热电站光场出力、风电场出力较低的时段增加混合电站出力,减少系统失负

荷量, 降低失负荷风险。

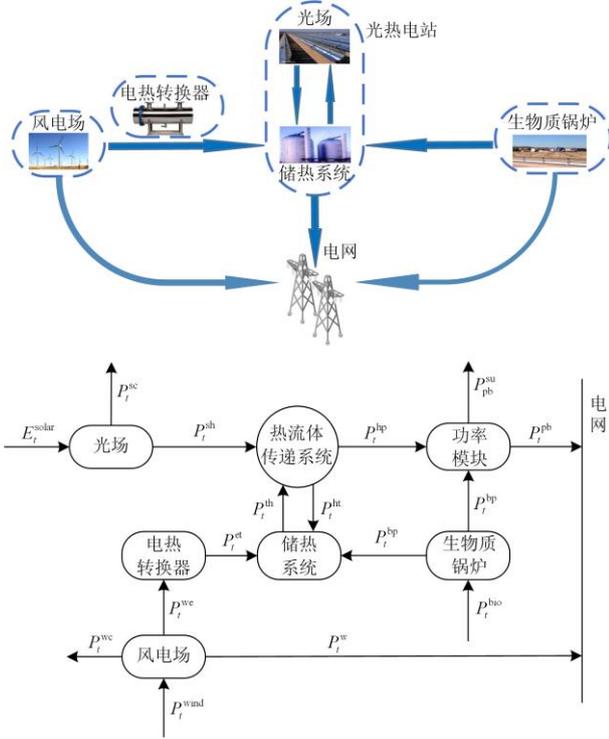


图 1 混合电站结构及系统能流图

Fig. 1 Structure and system energy flow diagram of hybrid power station

2 混合电站确定性优化调度模型

2.1 目标函数

风电-光热-生物质混合电站作为独立运营商, 能够参与电力市场运行, 其目标为净利润最大。本文综合考虑混合电站参与电力市场所获收益、并网运行环境效益、弃风弃光惩罚成本、各组成部分运行维护成本, 目标函数如式(1)所示。

$$\max \sum_{t=1}^T (F_t^{\text{em}} + F_t^{\text{hy}} - F_t^{\text{curt}} - F_t^{\text{wind}} - F_t^{\text{sf}} - F_t^{\text{tes}} - F_t^{\text{bio}}) \quad (1)$$

式中: F_t^{em} 为混合电站 t 时段参与电力市场所获得的收益; F_t^{hy} 为混合电站 t 时段并网运行所带来的环境效益; F_t^{curt} 为混合电站在 t 时段的弃风弃光惩罚成本; F_t^{wind} 、 F_t^{sf} 和 F_t^{tes} 分别为混合电站中风电场、光场和储热系统 t 时段的运行维护成本; F_t^{bio} 为混合电站中生物质锅炉 t 时段的运行维护和燃料总成本。各部分的具体表达式如下。

1) 电力市场收益

混合电站在满足负荷需求的同时, 能参与电力市场, 获得一定的经济收益。

$$F_t^{\text{em}} = \lambda_t^{\text{em}} P_t^{\text{em}} \quad (2)$$

式中: λ_t^{em} 为 t 时段电力市场的价格; P_t^{em} 为 t 时段混合电站在电力市场的竞标量。

2) 混合电站环境效益

风电、光热电站等清洁能源并网运行时, 会相应减少燃煤电站的并网发电量, 降低硫、硝等环境污染物的排放, 由此将会产生一定的环境效益^[22-23]。

$$F_t^{\text{hy}} = \rho^{\text{csp}} P_t^{\text{pb}} + \rho^{\text{w}} P_t^{\text{w}} \quad (3)$$

式中: ρ^{csp} 、 ρ^{w} 分别为光热电站和风电并网的环境效益系数; P_t^{pb} 为 t 时段光热电站功率模块输出的电功率; P_t^{w} 为 t 时段风电场的上网电功率。

3) 弃风、弃光惩罚成本

风光等可再生能源在并网运行时, 不可避免会发生弃风、弃光的情况, 从而产生弃风、弃光的惩罚成本。

$$F_t^{\text{curt}} = \lambda^{\text{csp}} P_t^{\text{sc}} + \lambda^{\text{w}} P_t^{\text{wc}} \quad (4)$$

式中: λ^{csp} 、 λ^{w} 分别为弃光、弃风惩罚系数; P_t^{sc} 、 P_t^{wc} 分别为 t 时段混合电站弃光、弃风功率。

4) 风电场运行维护成本

风力发电属于可再生能源发电, 发电过程中虽不消耗化石燃料, 但风机运行过程中会产生维护成本。风电场运行维护成本与其输出功率近似成线性关系^[22], 表示为

$$F_t^{\text{wind}} = OM^{\text{w}} (P_t^{\text{we}} + P_t^{\text{w}}) \quad (5)$$

式中: OM^{w} 为风电场单位运行维护成本系数; P_t^{we} 为 t 时段风电场到电热转换器的输出功率。

5) 光场运行维护成本

光场的运行维护成本与其输出热功率近似成线性关系, 表示如式(6)所示。

$$F_t^{\text{sf}} = OM^{\text{sf}} P_t^{\text{sh}} \eta^{\text{pb}} \quad (6)$$

式中: OM^{sf} 为光场单位运行维护成本系数; P_t^{sh} 为 t 时段光场总可用热功率; η^{pb} 为功率模块的综合热电转换效率。

6) 储热系统运行维护成本

光热电站储热系统的运行维护成本与其放热功率有关, 计算公式为

$$F_t^{\text{tes}} = OM^{\text{tes}} P_t^{\text{out}} \eta^{\text{pb}} \quad (7)$$

式中: OM^{tes} 为储热系统单位运行维护成本系数; P_t^{out} 为储热系统在 t 时段放热功率。

7) 生物质锅炉运行维护及燃料总成本

生物质锅炉的运行维护成本与其输出功率近似呈线性关系; 此外, 生物质锅炉运行过程中会产生燃料成本。生物质锅炉的总成本表示如式(8)所示。

$$F_t^{\text{bio}} = OM^{\text{bio}} P_t^{\text{bio}} \eta^{\text{pb}} + \lambda^{\text{bio}} P_t^{\text{bio}} \eta^{\text{pb}} \quad (8)$$

式中： OM^{bio} 是生物质锅炉的单位运行维护成本系数； λ^{bio} 是生物质锅炉燃料的单位成本； P_t^{bio} 为 t 时段生物质锅炉产热功率。

2.2 约束条件

风电-光热-生物质混合电站运行过程需满足功率平衡约束、光热电站约束、生物质锅炉约束、风电场约束，具体公式如下。

1) 功率平衡约束

混合电站输出的电功率需要满足负荷需求，电功率差额可参与电力市场获得收益，即

$$P_t^{\text{pb}} + P_t^{\text{w}} = P_t^{\text{em}} + P_t^{\text{l}} \quad (9)$$

式中： P_t^{em} 、 P_t^{l} 分别为 t 时段混合电站在电力市场的竞标功率和系统负荷。

2) 光热电站运行约束

(1) 光场约束

一般情况下，光场输出的热功率与产热功率相等。然而，当太阳辐射强度过大时，光场需弃掉一部分能量。因此，光场输出的热功率需考虑弃热。弃热功率需满足的上下限约束如下所示。

$$E_t^{\text{solar}} = P_t^{\text{sc}} + P_t^{\text{sh}} \quad (10)$$

$$0 \leq P_t^{\text{sc}} \leq E_t^{\text{solar}} \quad (11)$$

式中： E_t^{solar} 为 t 时段光场产热功率； P_t^{sc} 为光场在 t 时段的弃热功率。

(2) 储热系统约束

储热系统当前时刻的储热量与储热功率、放热功率和前一时刻的储热量相关，即

$$E_{t+1}^{\text{tes}} = (1 - \eta^{\text{tes}}) E_t^{\text{tes}} + P_t^{\text{in}} - P_t^{\text{out}} \quad (12)$$

式中： E_{t+1}^{tes} 为储热系统在 $t+1$ 时段的储热量； E_t^{tes} 为储热系统在 t 时段的储热量； η^{tes} 为储热系统的热量耗散系数； P_t^{in} 为 t 时段储热系统的储热功率。

储热系统在储放热过程中伴随着热量损失，表示如下。

$$P_t^{\text{in}} = (P_t^{\text{et}} + P_t^{\text{bt}} + P_t^{\text{ht}}) \eta^{\text{c}} \quad (13)$$

$$P_t^{\text{out}} = \frac{(P_t^{\text{th}})}{\eta^{\text{d}}} \quad (14)$$

式中： η^{c} 为储热系统的储热效率； η^{d} 为储热系统的放热效率； P_t^{et} 为 t 时段风电场电热转换器到储热系统的输出热功率； P_t^{bt} 为 t 时段生物质锅炉到储热系统的输出热功率； P_t^{th} 、 P_t^{ht} 为 t 时段储热系统放热、储热功率。

储热系统的储热功率和放热功率会受最大热传递功率的限制，需满足如下约束。

$$0 \leq P_t^{\text{in}} \leq u_t^{\text{c}} P_{\text{max}}^{\text{in}} \quad (15)$$

$$0 \leq P_t^{\text{out}} \leq u_t^{\text{d}} P_{\text{max}}^{\text{out}} \quad (16)$$

式中： $P_{\text{max}}^{\text{in}}$ 和 $P_{\text{max}}^{\text{out}}$ 为 t 时段储热系统的最大储热和放热功率；布尔变量 u_t^{c} 和 u_t^{d} 分别表示储热系统在 t 时段是否储热和放热，是则置 1，否则置 0。

此外，由于储热系统中储热介质在同一时刻不能双向流动，即储热系统不能同时进行储热、放热操作。因此，需要对储热系统的储热、放热状态进行约束，即

$$u_t^{\text{c}} + u_t^{\text{d}} \leq 1 \quad (17)$$

为了避免储热介质的凝固，储热系统通常有最小储热量的限制；同时，最大储热量受储热罐容量限制。此外，为了满足多日连续运行的需要，储热系统在一个调度周期内始末储热量相等，即

$$E_{\text{min}}^{\text{tes}} \leq E_t^{\text{tes}} \leq E_{\text{max}}^{\text{tes}} \quad (18)$$

$$E_1^{\text{tes}} = E_{24}^{\text{tes}} = E_s^{\text{tes}} \quad (19)$$

式中： $E_{\text{max}}^{\text{tes}}$ 和 $E_{\text{min}}^{\text{tes}}$ 为储热系统最大和最小储热容量； E_1^{tes} 和 E_{24}^{tes} 为储热系统初始和末期储热容量； E_s^{tes} 为储热系统设定的初始储热容量。

(3) 功率模块运行约束

高温介质通过功率模块时，其携带的热能被转化为电能，功率模块的热电转换功率平衡方程表示如下。

$$\eta^{\text{pb}} (P_t^{\text{hp}} + P_t^{\text{bp}} - r_t^{\text{pb}} P_{\text{pb}}^{\text{su}}) = P_t^{\text{pb}} \quad (20)$$

$$u_t^{\text{pb}} - u_{t-1}^{\text{pb}} = r_t^{\text{pb}} - v_t^{\text{pb}} \quad (21)$$

$$r_t^{\text{pb}} + v_t^{\text{pb}} \leq 1 \quad (22)$$

式中： P_t^{hp} 为 t 时段热流体到功率模块的热功率； P_t^{bp} 为 t 时段生物质锅炉到功率模块的热功率； $P_{\text{pb}}^{\text{su}}$ 为功率模块启动时消耗的热功率；布尔变量 r_t^{pb} 、 v_t^{pb} 、 u_t^{pb} 分别表示 t 时段功率模块是否启动、停止、工作，是则置 1，否则置 0。

与常规燃煤机组功率模块类似，光热电站的功率模块运行时需考虑机组输出功率、爬坡速率、开停机时间约束。

$$u_t^{\text{pb}} P_{\text{min}}^{\text{pb}} \leq P_t^{\text{pb}} \leq u_t^{\text{pb}} P_{\text{max}}^{\text{pb}} \quad (23)$$

$$-r_t^{\text{pb}} \leq P_t^{\text{pb}} - P_{t-1}^{\text{pb}} \leq r_u^{\text{pb}} \quad (24)$$

$$u_t^{\text{pb}} - u_{t-1}^{\text{pb}} \leq u_{\tau}^{\text{pb}} \quad (25)$$

$$\forall \tau \in [t+1, \min(t+T_{\text{on}}^{\text{pb}}-1, T)]$$

$$u_{t-1}^{\text{pb}} - u_t^{\text{pb}} \leq 1 - u_{\tau}^{\text{pb}} \quad (26)$$

$$\forall \tau \in [t+1, \min(t+T_{\text{off}}^{\text{pb}}-1, T)]$$

式中： $P_{\text{max}}^{\text{pb}}$ 和 $P_{\text{min}}^{\text{pb}}$ 分别为光热电站功率模块的最大、

最小输出功率; r_u^{pb} 和 r_d^{pb} 分别为功率模块的向上、向下爬坡速率; $T_{\text{on}}^{\text{pb}}$ 和 $T_{\text{off}}^{\text{pb}}$ 分别为功率模块的最小开机、停机时间。

(4) 热流体传递系统运行约束

热流体传递系统的能量平衡方程可表示为

$$P_t^{\text{sh}} + P_t^{\text{th}} = P_t^{\text{ht}} + P_t^{\text{hp}} \quad (27)$$

3) 生物质锅炉运行约束

生物质锅炉通过燃烧将化学能转化为热能, 其输出热功率等于单位时间生物质燃料燃烧的质量、热值与效率的乘积, 即

$$P_t^{\text{bio}} = \eta_b^{\text{bio}} q_b m_{b,t} \quad (28)$$

$$\sum_{t=1}^T m_{b,t} \leq M_b \quad (29)$$

式中: η_b^{bio} 为生物质锅炉的热效率; q_b 为生物质燃料的热值; $m_{b,t}$ 为 t 时段燃烧消耗的生物质燃料质量; M_b 为生物质燃料的最大质量。

与光热电站功率模块类似, 生物质锅炉运行过程中同样需要满足输出功率、爬坡速率、开停机时间等约束, 即

$$u_t^{\text{bio}} P_{\text{min}}^{\text{bio}} \leq P_t^{\text{bio}} \leq u_t^{\text{bio}} P_{\text{max}}^{\text{bio}} \quad (30)$$

$$u_t^{\text{bio}} - u_{t-1}^{\text{bio}} = r_t^{\text{bio}} - v_t^{\text{bio}} \quad (31)$$

$$r_t^{\text{bio}} + v_t^{\text{bio}} \leq 1 \quad (32)$$

$$-r_d^{\text{bio}} \leq P_t^{\text{bio}} - P_{t-1}^{\text{bio}} \leq r_u^{\text{bio}} \quad (33)$$

$$u_t^{\text{bio}} - u_{t-1}^{\text{bio}} \leq u_{\tau}^{\text{bio}} \quad (34)$$

$$\forall \tau \in [t+1, \min(t+T_{\text{on}}^{\text{bio}}-1, T)] \quad (35)$$

$$u_{t-1}^{\text{bio}} - u_t^{\text{bio}} \leq 1 - u_{\tau}^{\text{bio}} \quad (35)$$

$$\forall \tau \in [t+1, \min(t+T_{\text{off}}^{\text{bio}}-1, T)] \quad (35)$$

式中: $P_{\text{max}}^{\text{bio}}$ 和 $P_{\text{min}}^{\text{bio}}$ 分别为生物质锅炉最大、最小输出热功率; 布尔变量 r_t^{bio} 、 v_t^{bio} 、 u_t^{bio} 分别表示 t 时段生物质锅炉是否启动、停止、工作, 是则置 1, 否则置 0; r_u^{bio} 和 r_d^{bio} 分别为生物质锅炉向上、向下爬坡速率; $T_{\text{on}}^{\text{bio}}$ 和 $T_{\text{off}}^{\text{bio}}$ 分别为生物质锅炉最小开机、停机时间。

生物质锅炉产生的热量可直接输送到功率模块用于发电, 也可储存于储热系统, 增加了系统运行的灵活性, 其功率平衡方程式为

$$P_t^{\text{bio}} = P_t^{\text{bt}} + P_t^{\text{bp}} \quad (36)$$

4) 风电场运行约束

风电场产生的电功率一部分需满足负荷需求及参与市场竞标, 另一部分在负荷需求较低的时段通过电热转换器产生热量储存在储热系统中, 即

$$P_t^{\text{wind}} = P_t^{\text{we}} + P_t^{\text{wc}} + P_t^{\text{w}} \quad (37)$$

$$0 \leq P_t^{\text{w}} \leq P_t^{\text{wind}} \quad (38)$$

$$0 \leq P_t^{\text{wc}} \leq P_t^{\text{wind}} \quad (39)$$

$$P_t^{\text{et}} = \eta^{\text{w}} P_t^{\text{we}} \quad (40)$$

式中: P_t^{wind} 为风电场在 t 时段产生的电功率; η^{w} 为电热转换器的综合电热转换效率。

3 混合电站鲁棒优化调度模型

3.1 不确定性处理

混合电站参与电力市场运行时面临着光热功率、风电功率、电力市场价格、负荷等不确定因素, 忽略这些不确定因素将会造成调度策略适用性差的问题。本文采用鲁棒优化方法处理不确定性问题^[24-26]。为方便说明, 下面以 x_{ij} 表示不确定性参数, 即

$$x_{ij} \in [\tilde{x}_{ij} - \hat{x}_{ij}, \tilde{x}_{ij} + \hat{x}_{ij}] \quad (41)$$

其中,

$$\tilde{x}_{ij} = \frac{1}{2}(\bar{x}_{ij} + \underline{x}_{ij}) \quad (42)$$

$$\hat{x}_{ij} = \frac{1}{2}(\bar{x}_{ij} - \underline{x}_{ij}) \quad (43)$$

式中: \bar{x}_{ij} 和 \underline{x}_{ij} 分别表示不确定参数的上限和下限。

则式(41)可以表示为

$$x_{ij} \in [\underline{x}_{ij}, \bar{x}_{ij}] \quad (44)$$

即认为不确定性参数 x_{ij} 在其上下限区间范围内波动。

上述不确定参数表示方法虽然考虑了参数处于最不利的情况, 且由此所做的决策具有很强的保守性, 但有失经济性。为此引入鲁棒系数 Γ , 此时式(41)可表示为

$$x_{ij} \in [\tilde{x}_{ij} - \Gamma \hat{x}_{ij}, \tilde{x}_{ij} + \Gamma \hat{x}_{ij}] \quad (45)$$

式中, $\Gamma \in [0, |J|]$, J 为不确定性参数的集合。

因此, 光热功率的不确定性区间可表示为

$$E_t^{\text{solar}} \in [\tilde{E}_t^{\text{solar}} - \Gamma_t^{\text{solar}} \hat{E}_t^{\text{solar}}, \tilde{E}_t^{\text{solar}} + \Gamma_t^{\text{solar}} \hat{E}_t^{\text{solar}}] \quad (46)$$

其中,

$$\tilde{E}_t^{\text{solar}} = \frac{1}{2}(\bar{E}_t^{\text{solar}} + \underline{E}_t^{\text{solar}}) \quad (47)$$

$$\hat{E}_t^{\text{solar}} = \frac{1}{2}(\bar{E}_t^{\text{solar}} - \underline{E}_t^{\text{solar}}) \quad (48)$$

式中: \bar{E}_t^{solar} 和 $\underline{E}_t^{\text{solar}}$ 分别表示 t 时段光热功率的上限和下限; Γ_t^{solar} 表示的是 t 时段光热功率的鲁棒系数, $\Gamma_t^{\text{solar}} \in [0, |J_t^{\text{solar}}|]$ 。由于 t 时段光热电站光场出力仅含一个不确定性参数 E_t^{solar} , 因而 $|J_t^{\text{solar}}| = 1$,

$\Gamma_t^{\text{solar}} \in [0, 1]$ 。

电力市场价格的不确定性区间可以表示为

$$\lambda_t^{\text{em}} \in [\tilde{\lambda}_t^{\text{em}} - \Gamma^{\text{em}} \hat{\lambda}_t^{\text{em}}, \tilde{\lambda}_t^{\text{em}} + \Gamma^{\text{em}} \hat{\lambda}_t^{\text{em}}] \quad (49)$$

其中,

$$\tilde{\lambda}_t^{\text{em}} = \frac{1}{2}(\bar{\lambda}_t^{\text{em}} + \underline{\lambda}_t^{\text{em}}) \quad (50)$$

$$\hat{\lambda}_t^{\text{em}} = \frac{1}{2}(\bar{\lambda}_t^{\text{em}} - \underline{\lambda}_t^{\text{em}}) \quad (51)$$

式中: $\bar{\lambda}_t^{\text{em}}$ 和 $\underline{\lambda}_t^{\text{em}}$ 分别表示 t 时段电力市场价格的上限和下限; Γ^{em} 表示电力市场价格的鲁棒系数, 用来控制市场价格的保守程度, $\Gamma^{\text{em}} \in [0, |J^{\text{em}}|]$, 其中 J^{em} 为目标函数中所有电价不确定性参数的集合, 因而 $|J^{\text{em}}| = 24$, $\Gamma^{\text{em}} \in [0, 24]$ 。

此外, 风电功率、负荷的不确定区间形式与光热功率一致, 不再赘述。

3.2 鲁棒优化模型

采用文献[27]中的鲁棒优化方法处理风电功率、光热功率、电力市场价格、负荷的不确定性, 具体的目标函数和相关约束如下所示。

1) 目标函数

$$\begin{aligned} \max \sum_{t=1}^T & \left[\frac{1}{2}(\bar{\lambda}_t^{\text{em}} + \underline{\lambda}_t^{\text{em}}) P_t^{\text{em}} \right] - \Gamma^{\text{em}} \varepsilon^{\text{em}} - \sum_{t=1}^T \kappa_t^{\text{em}} + \\ & \sum_{t=1}^T (F_t^{\text{hy}} - F_t^{\text{curt}} - F_t^{\text{wind}} - F_t^{\text{sf}} - F_t^{\text{tes}} - F_t^{\text{bio}}) \end{aligned} \quad (52)$$

2) 鲁棒约束

$$P_t^{\text{wind}} + \Gamma_t^{\text{wind}} \varepsilon_t^{\text{wind}} + \kappa_t^{\text{wind}} \leq \frac{1}{2}(\bar{P}_t^{\text{wind}} + \underline{P}_t^{\text{wind}}) \quad (53)$$

$$E_t^{\text{solar}} + \Gamma_t^{\text{solar}} \varepsilon_t^{\text{solar}} + \kappa_t^{\text{solar}} \leq \frac{1}{2}(\bar{E}_t^{\text{solar}} + \underline{E}_t^{\text{solar}}) \quad (54)$$

$$P_t^{\text{l}} - \Gamma_t^{\text{l}} \varepsilon_t^{\text{l}} - \kappa_t^{\text{l}} \geq \frac{1}{2}(\bar{P}_t^{\text{l}} + \underline{P}_t^{\text{l}}) \quad (55)$$

$$\varepsilon_t^{\text{em}} + \kappa_t^{\text{em}} \geq \frac{1}{2}(\bar{\lambda}_t^{\text{em}} - \underline{\lambda}_t^{\text{em}}) \pi_t^{\text{em}} \quad (56)$$

$$\varepsilon_t^{\text{wind}} + \kappa_t^{\text{wind}} \geq \frac{1}{2}(\bar{P}_t^{\text{wind}} - \underline{P}_t^{\text{wind}}) \pi_t^{\text{wind}} \quad (57)$$

$$\varepsilon_t^{\text{solar}} + \kappa_t^{\text{solar}} \geq \frac{1}{2}(\bar{E}_t^{\text{solar}} - \underline{E}_t^{\text{solar}}) \pi_t^{\text{solar}} \quad (58)$$

$$\varepsilon_t^{\text{l}} + \kappa_t^{\text{l}} \geq \frac{1}{2}(\bar{P}_t^{\text{l}} - \underline{P}_t^{\text{l}}) \pi_t^{\text{l}} \quad (59)$$

$$-\pi_t^{\text{em}} \leq P_t^{\text{em}} \leq \pi_t^{\text{em}} \quad (60)$$

$$\pi_t^{\text{wind}}, \pi_t^{\text{solar}}, \pi_t^{\text{l}} \geq 1 \quad (61)$$

式中: $\varepsilon_t^{\text{em}}$ 、 κ_t^{em} 、 π_t^{em} 、 $\varepsilon_t^{\text{wind}}$ 、 κ_t^{wind} 、 π_t^{wind} 、 $\varepsilon_t^{\text{solar}}$ 、 κ_t^{solar} 、 π_t^{solar} 、 ε_t^{l} 、 κ_t^{l} 、 π_t^{l} 为引入的鲁棒辅助系数,

均为正数。

3.3 系统风险成本

当鲁棒系数 $\Gamma \leq |J|$ 时, 不确定参数所在的区间无法涵盖所有不确定参数的变化情况, 会给系统运行造成一定的风险, 且鲁棒系数越小, 风险越大。因此, 为更好地量化风险水平, 平衡混合电站的鲁棒性与经济性, 本文建立了风险水平度量指标。混合电站面临的风险主要是系统出力无法满足负荷需求时造成的失负荷情况, 其对应的风险成本为

$$F_t^{\text{risk}} = \lambda^{\text{risk}} P_t^{\text{risk}} \quad (62)$$

式中: λ^{risk} 为混合电站的失负荷罚金; P_t^{risk} 为混合电站在 t 时段的失负荷量, 当混合电站出力能够满足负荷需求时, 失负荷量为 0, 当混合电站出力无法满足负荷需求时, 失负荷量为

$$P_t^{\text{risk}} = P_t^{\text{em}} + P_t^{\text{l}} - P_t^{\text{w}} - P_t^{\text{pb}} \quad (63)$$

将混合电站运行时的风险成本纳入目标函数, 即为混合电站计及风险后的运行利润。

为计算混合电站运行时的风险成本, 在不确定参数波动区间内采用蒙特卡洛模拟法^[28]生成电力市场电价、风电功率、光热功率、负荷的场景。由于蒙特卡洛生成场景具有随机性, 所对应的失负荷量也不尽相同。本文采用期望值 $E(P_t^{\text{risk}})$ 来表示 t 时段混合电站运行的失负荷量, 即

$$E(P_t^{\text{risk}}) = \sum_{s=1}^S \left(\frac{1}{S} P_{t,s}^{\text{risk}} \right) \quad (64)$$

式中: S 为蒙特卡洛随机生成的场景数; $P_{t,s}^{\text{risk}}$ 为 t 时段场景 s 的失负荷量。

4 算例分析

4.1 算例系统

为了验证所提模型的有效性, 本文在文献[5]算例的基础上增加一个最大输出功率为 50 MW 的生物物质锅炉, 构成风电-光热-生物物质混合电站, 光热电站主要参数取自文献[29]。风电-光热-生物物质混合电站各组成部分的具体参数如表 1—表 3 所示。风电场、光场运行维护成本和并网环境效益系数取自文献[22], 混合电站生物物质锅炉相关成本数据取自美国可再生能源实验室^[30]。优化过程中各参数值设置如下, 光热电站弃光惩罚系数、风电场弃风惩罚系数 $\lambda^{\text{csp}} = \lambda^{\text{w}} = 68$ 美元/MW, 光热发电和风电并网环境效益系数 $\rho^{\text{csp}} = \rho^{\text{w}} = 20$ 美元/MW, 风电运行维护成本系数 OM^{w} 为 5 美元/MW, 光热电站光场运行维护成本系数 OM^{sf} 、储热系统运行维护成本系数 OM^{tes} 分别为 8 美元/MW、4 美元/MW, 生物物质锅炉运行维护成本系数 $OM^{\text{bio}} = 6$ 美元/MW, 生物

质锅炉燃料的单位成本 $\lambda^{\text{bio}} = 30$ 美元/MW。

表 1 风电场相关设备参数

Table 1 Related equipment parameters of wind farm

参数	数值
电热转换器效率/%	80
风电场最大输出功率/MW	100

表 2 光热电站相关设备参数

Table 2 Related equipment parameters of CSP

参数	数值
储热系统储放热效率/%	98.5
功率模块电热转换效率/%	37.74
储热系统最大储放热功率/MWh	500
储热系统最小储能容量/MWh	100
储热系统始末储能容量/MWh	200
功率模块启动耗热功率/MW	58.3
功率模块最大输出功率/MW	110
功率模块最小输出功率/MW	10
功率模块最小运行、停止时间/h	1
功率模块上下爬坡速率/(MW/h)	80
储热系统热耗散率/(%/h)	0.031

表 3 生物质锅炉相关参数

Table 3 Relevant parameters of biomass boiler

参数	数值
生物质锅炉燃料热值/(kJ/kg)	16.4
生物质锅炉燃料燃烧热效率/%	88
生物质锅炉最大燃料量/t	200
生物质锅炉最大输出热功率/MW	50
生物质锅炉上下爬坡速率/(MW/h)	40
生物质锅炉最小运行、停止时间/h	1

风电功率、市场电价、系统负荷数据取自文献 [31], 光热功率来自西班牙 IBERDROLA CSP 电站的历史数据 [17]。光热功率、风电功率、系统负荷、电力市场电价上下限及其使用蒙特卡洛随机生成的 30 种场景分别如图 2(a)~图 2(d)所示。

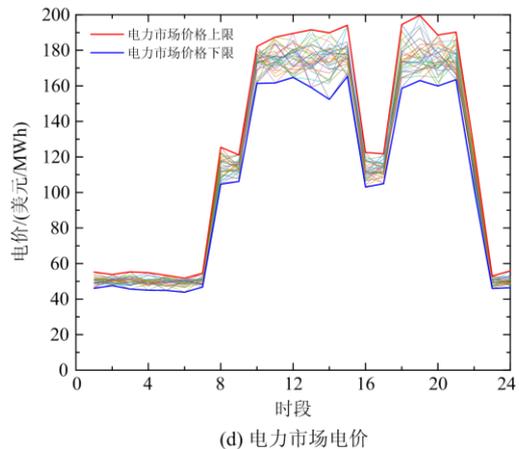
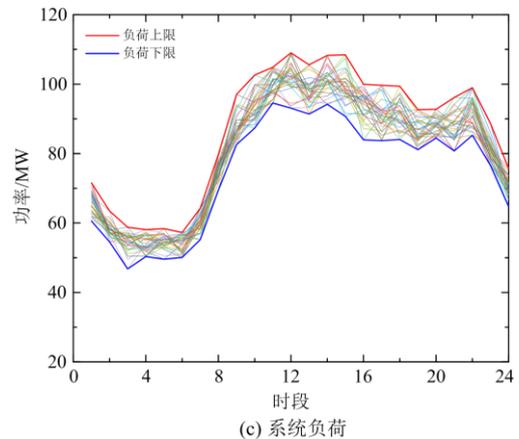
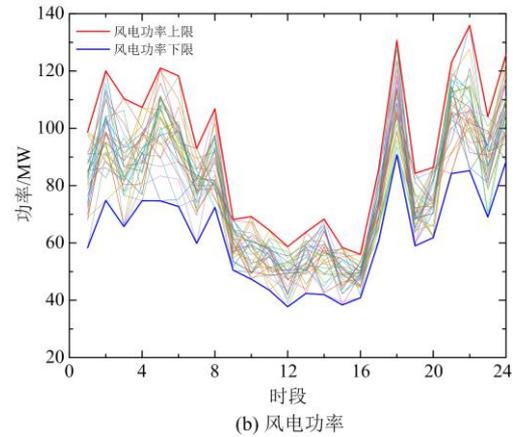
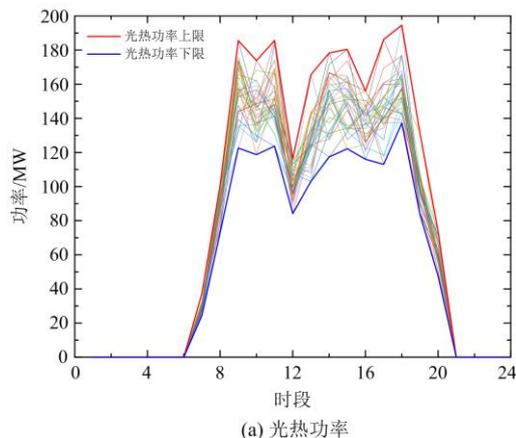


图 2 算例测试数据上下限及其 30 种随机场景

Fig. 2 Upper and lower limits of test data and 30 random scenarios

4.2 鲁棒系数的影响

1) 鲁棒系数对利润的影响

图 3 表示鲁棒系数对混合电站利润的影响。由图 3 可知, 不计风险时, 混合电站的利润随着系统鲁棒系数的增加呈现逐渐降低的趋势, 这是由于随着鲁棒系数的增加, 决策的保守性增加, 从而导致

混合电站在电力市场的竞标量减少, 参与市场运行收益减少, 进而降低了经济性。当鲁棒系数为 100% 时, 系统鲁棒性最强, 但由于此时混合电站的决策过于保守, 混合电站的利润最低。而计及风险后, 混合电站的利润随着鲁棒系数的提高呈现先增大后减小的趋势, 且在鲁棒系数为 20% 时达到最大值。这是由于鲁棒系数的增大提高了系统的鲁棒性, 降低了失负荷风险, 使得风险成本降低, 混合电站的利润有所提高。而当鲁棒系数继续增大时, 混合电站风险成本的降低不足以弥补混合电站在电力市场减少的收益, 表现为混合电站的总利润降低。

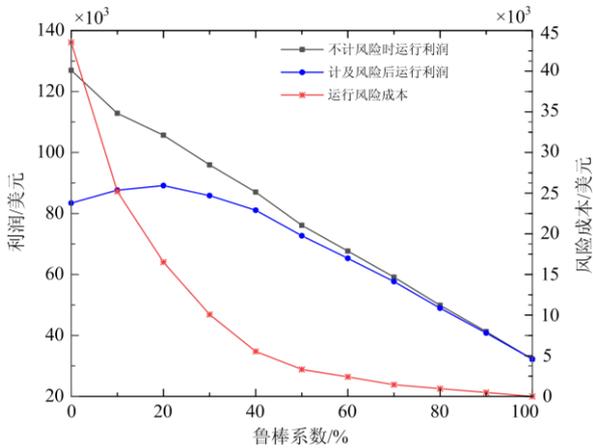


图 3 鲁棒系数对混合电站利润的影响

Fig. 3 Influence of robust coefficient on operation profit of hybrid power station

2) 鲁棒系数对电力市场竞标量的影响

图 4 表示鲁棒系数为 0%(确定性模型)、鲁棒系数为 20%、鲁棒系数为 100% 时混合电站在电力市场竞标量的情况。

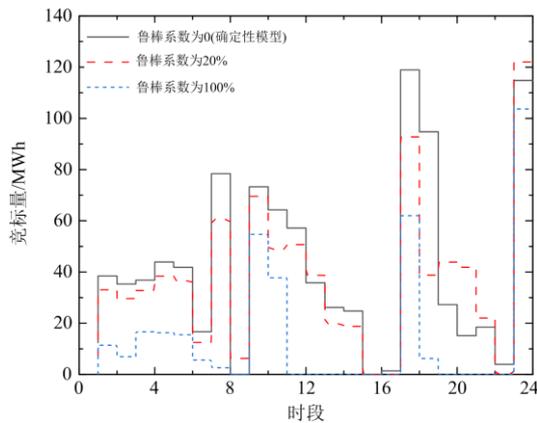


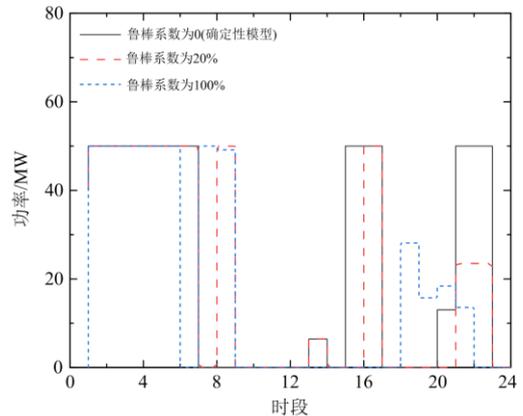
图 4 鲁棒系数对混合电站竞标量的影响

Fig. 4 Influence of robust coefficient on bidding quantity of hybrid power station

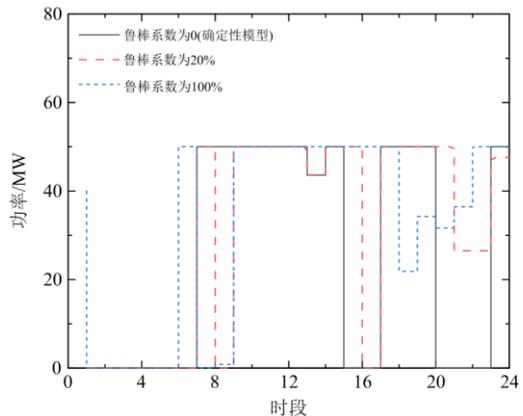
由图 4 可以看出, 基于决策的保守性, 鲁棒优化模型中混合电站在电力市场的竞标量小于确定性模型, 且鲁棒系数越大, 决策越保守, 混合电站在电力市场的竞标量越少, 参与市场运行所获收益越少。此外, 对比图 3 可以看出, 当鲁棒系数为 100% 时, 混合电站在部分时段几乎不向电力市场售电, 混合电站运行利润最低。

3) 鲁棒系数对运行策略的影响

图 5(a)和图 5(b)为鲁棒系数对生物质锅炉到储热系统、到功率模块功率的影响情况。由图 5 可以看出, 当鲁棒系数为 0(即确定性模型)时, 由于生物质锅炉的发电成本较低, 生物质锅炉一直保持着满负荷的状态运行。此外, 为了获得更高的电力市场收益, 在电力市场电价较低的 01:00—06:00 和 15:00—16:00, 生物质锅炉的热功率以热能的形式储存在储热系统中; 在电力市场价格较高的



(a) 生物质锅炉到储热系统功率



(b) 生物质锅炉到功率模块功率

图 5 鲁棒系数对生物质锅炉到储热系统、到功率模块功率的影响

Fig. 5 Influence of robust coefficient on power from biomass boiler to heat storage system and to power module

07:00—14:00 和 17:00—19:00, 生物质锅炉产生的热能通过功率模块进行发电。此外, 随着鲁棒系数的增加, 生物质锅炉产生的热功率更多以直接发电的形式满足灵活性负荷变化需求。

图 6(a)和图 6(b)分别表示鲁棒系数对储热系统储热功率、放热功率的影响。

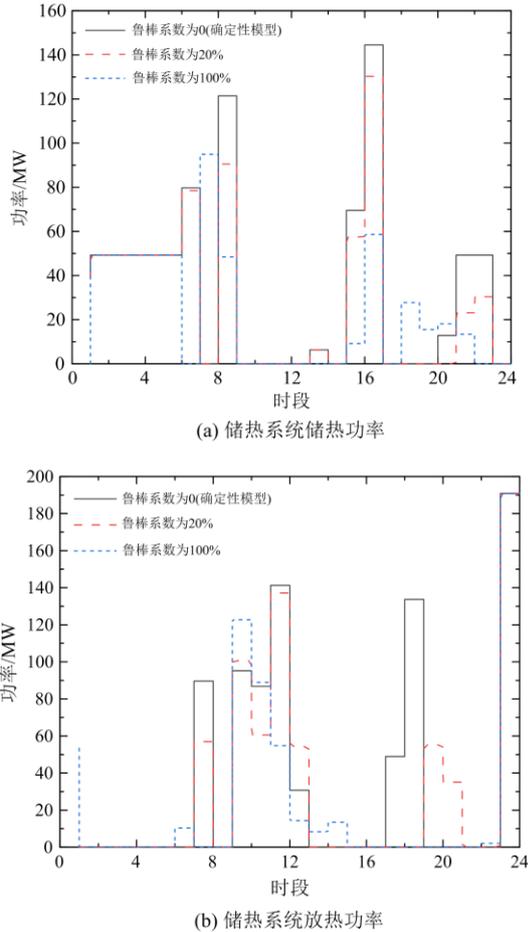


图 6 鲁棒系数对储热系统储热功率、放热功率的影响
Fig. 6 Influence of robust coefficient on charging power and discharging power of heat storage system

由图 6 可以看出, 当鲁棒系数为 0 时, 混合电站储热系统在电价比较低的 01:00—07:00 和 15:00—16:00 储热, 以便在市场价格高的 09:00—13:00 和 17:00—18:00 放热增加系统出力, 以提高混合电站在电力市场中的竞标量, 获得更高的电力市场收益。

4) 混合电站优化运行策略分析

为研究混合电站各组成部分参与电力市场时的运行策略, 以鲁棒系数 20% 为例, 对优化结果进行分析, 具体结果如图 7 所示。由图 7 可以看出, 通过优化混合电站运行策略, 在 01:00—07:00, 当

光场的热功率为 0 时, 风电场的电功率主要用于满足负荷需求, 剩余的电功率参与电力市场竞标, 增加混合电站运行收益。在 08:00—18:00, 当光场的热功率增多时, 功率模块开始输出电功率以满足负荷增加和参与电力市场竞标的需求, 且当电力市场价格较高时, 功率模块维持在高输出功率状态, 以获得更大的市场收益。

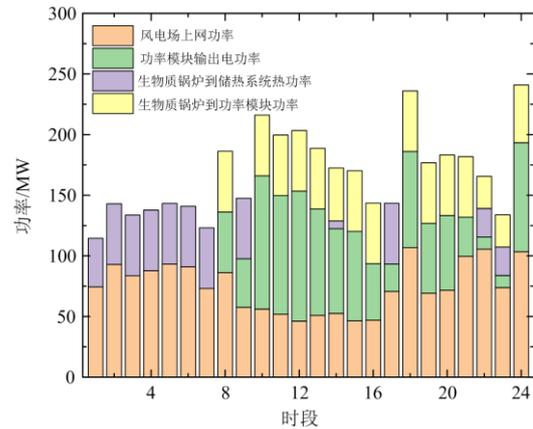


图 7 混合电站各组成部分运行策略
Fig. 7 Operation strategy of each component of hybrid power station

5 结论

本文提出了电力市场环境下风电-光热-生物质混合电站优化调度模型。为应对混合电站面临的不确定因素, 采用鲁棒优化方法处理风电功率、光热功率、负荷和电力市场价格的不确定性, 并建立风险量化指标, 平衡系统鲁棒性与经济性。算例测试结果表明:

1) 风电-光热-生物质混合电站具有较强的可调度性, 通过合理制定风电场、光热电站、生物质锅炉参与市场运行的策略, 能有效提高整体的利润。为实现收益提升, 风电功率除满足负荷需求外, 还可参与电力市场竞标获得收益; 此外, 光热电站储热系统、生物质锅炉不仅提高了混合电站运行灵活性, 还可通过优化其运行策略增加混合电站在电力市场的竞标量, 以获得更高的电力市场收益。

2) 鲁棒优化方法能降低混合电站运行时不确定性因素带来的风险, 鲁棒系数越大, 混合电站面临的风险越小。风险量化指标能很好地权衡混合电站的鲁棒性与经济性, 通过计及风险后的利润分析, 可为混合电站运营商选择最优鲁棒系数和运行策略提供有效参考。

参考文献

- [1] 刘振亚. 全球能源互联网[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.
- [2] OLUSOLA J O. The legal sustainability of energy substitution in Nigeria's electric power sector: renewable energy as alternative[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2020, 5(4): 358-369.
- [3] 傅旭, 杨欣, 汪莹, 等. 光热电站容量效益评估及影响因素研究[J]. *电力工程技术*, 2021, 40(3): 186-192.
FU Xu, YANG Xin, WANG Ying, et al. Capacity benefit evaluation and influencing factors of optical thermal power station[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2021, 40(3): 186-192.
- [4] 冯陈佳, 邵成成, 王雅楠, 等. 考虑启动热量约束的光热机组优化运行模型[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(13): 39-48.
FENG Chenjia, SHAO Chengcheng, WANG Yanan, et al. Optimal operation model of concentrating solar power units considering startup heat constraints[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(13): 39-48.
- [5] 杨勇, 郭苏, 刘群明, 等. 风电-CSP 联合发电系统优化运行研究[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(增刊 1): 151-157.
YANG Yong, GUO Su, LIU Qunming, et al. Study on optimal operation of wind power CSP combined generation system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(S1): 151-157.
- [6] 刘新元, 程雪婷, 薄利明, 等. 考虑源荷协调的含储热光热电站和风电系统的日前-日内调度策略[J]. *中国电力*, 2021, 54(8): 144-153.
LIU Xinyuan, CHENG Xueting, BO Liming, et al. Day-ahead and intra-day scheduling strategy of concentrated solar power station with thermal energy storage and wind farm considering coordination between generation and load[J]. *Electric Power*, 2021, 54(8): 144-153.
- [7] 车泉辉, 娄素华, 吴耀武, 等. 计及条件风险价值的含储热光热电站与风电电力系统经济调度[J]. *电工技术学报*, 2019, 34(10): 2047-2055.
CHE Quanhui, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Economic dispatch of thermal power station with thermal storage and wind power system considering conditional value at risk[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2019, 34(10): 2047-2055.
- [8] 贡韞韵, 董海鹰, 陈钊, 等. 考虑随机性及光热电站参与的多源发电系统两阶段随机优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(4): 30-38.
YUN Yunyun, DONG Haiying, CHEN Zhao, et al. A two-stage stochastic scheduling optimization for multi-source power system considering randomness and concentrating solar power plant participation[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(4): 30-38.
- [9] 宋汶秦, 吕金历, 赵玲霞, 等. 光热-风电联合运行的电力系统经济调度策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(5): 95-102.
SONG Wenqin, LÜ Jinli, ZHAO Lingxia, et al. Study on eco-nomic dispatch strategy of power system with combined operation of solar thermal and wind power[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(5): 95-102.
- [10] 陈润泽, 孙宏斌, 李正烁, 等. 含储热光热电站的电网调度模型与并网效益分析[J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(19): 1-7.
CHEN Runze, SUN Hongbin, LI Zhengshuo, et al. Power grid dispatching model and benefit analysis of thermal power station with thermal storage[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(19): 1-7.
- [11] 贡韞韵, 董海鹰, 马志程, 等. 考虑需求响应与光热电站参与的多源系统优化经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(14): 140-149.
YUN Yunyun, DONG Haiying, MA Zhicheng, et al. Optimization economic dispatch of a multi-source system considering the participation of demand response and concentrating solar power plant[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(14): 140-149.
- [12] 苗淼, 刘赛, 施涛, 等. 光伏光热联合发电基地并网优化调度模型[J]. *中国电力*, 2019, 52(4): 51-58.
MIAO Miao, LIU Sai, SHI Tao, et al. Optimal dispatch model of grid-connected power base considering photovoltaic power and concentrating solar power[J]. *Electric Power*, 2019, 52(4): 51-58.
- [13] USOLA J. Operation of concentrating solar power plants with storage in spot electricity markets[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2012, 6(1): 59-66.
- [14] POUSINHO, HMI, SILVA, et al. Self-scheduling for energy and spinning reserve of wind/CSP plants by a MILP approach[J]. *Energy*, 2014, 78: 524-534.
- [15] 黄冬生, 吴引航, 吕翔, 等. 多能源参与的电力主辅市场联合优化模型[J]. *电力需求侧管理*, 2019, 21(6): 30-34.
HUANG Dongsheng, WU Yinhang, LÜ Xiang, et al. Joint optimization model of power main and auxiliary markets with multi energy participation[J]. *Power Demand Side Management*, 2019, 21(6): 30-34.
- [16] POUSINHO, HMI, CONTRERAS, et al. Robust

- optimisation for self-scheduling and bidding strategies of hybrid CSP-fossil power plants[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2015, 67: 639-650.
- [17] DOMINGUEZ R, BARINGO L, CONEJO A J. Optimal offering strategy for a concentrating solar power plant[J]. *Applied Energy*, 2012, 98: 316-325.
- [18] YU D, EBADI A G, JERMSITTIPARSERT K, et al. Risk-constrained stochastic optimization of a concentrating solar power plant[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(3): 1464-1472.
- [19] WANG Y, LOU S, WU Y, et al. Operation strategy of a hybrid solar and biomass power plant in the electricity markets[J]. *Electric Power Systems Research*, 2019, 167: 183-191.
- [20] SAHOO U, KUMAR R, PANT P C, et al. Resource assessment for hybrid solar-biomass power plant and its thermodynamic evaluation in India[J]. *Solar Energy*, 2016, 139: 47-57.
- [21] LES B B. First commercial CSP-Biomass hybrid power plant in Spain[EB/OL]. [2015-06-24]. <http://biomass.power.gov.in/document/>.
- [22] 崔杨, 张汇泉, 仲悟之, 等. 计及价格型需求响应及 CSP 电站参与的风电消纳日前调度[J]. *电网技术*, 2020, 44(1): 183-191.
CUI Yang, ZHANG Huiquan, ZHONG Wuzhi, et al. Take account of the price type demand response and the CSP power station's participation in the wind power consumption scheduling[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(1): 183-191.
- [23] 岳云力, 李倩, 方勇, 等. 考虑风电消纳的电供暖多方合作博弈研究[J]. *浙江电力*, 2020, 39(9): 95-102.
YUE Yunli, LI Qian, FANG Yong, et al. Research on multi-party cooperative game of electric heating considering wind power consumption[J]. *Zhejiang Electric Power*, 2020, 39(9): 95-102.
- [24] VIJAYA L A S V, RAMALINGA R M, MANGIPUDI S K. Design of a robust PID-PSS for an uncertain power system with simplified stability conditions[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2020, 5(3): 202-217.
- [25] 戴璐平, 吴薇, 黄蓓雯. 考虑不确定性的分布式家庭并网光伏系统鲁棒优化能量调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(3): 48-55.
DAI Luping, WU Wei, HUANG Beiwen. Optimal energy scheduling for family grid-connected photovoltaic systems considering uncertainty[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(3): 48-55.
- [26] 于腾凯, 董靓媛, 杜晓东, 等. 考虑机会约束的配电网光伏并网容量分布鲁棒优化方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(10): 43-50.
YU Teng kai, DONG Liangyuan, DU Xiaodong, et al. Distributionally robust optimization method of PV grid-connected capacity in a distribution network considering chance constraints[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(10): 43-50.
- [27] 孙国强, 周亦洲, 卫志农, 等. 能量和旋转备用市场下虚拟电厂热电联合调度鲁棒优化模型[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.
SUN Guoqiang, ZHOU Yizhou, WEI Zhinong, et al. Robust optimization model for cogeneration scheduling of virtual power plants in energy and spinning reserve market[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.
- [28] 夏澍, 顾劲岳, 葛晓琳, 等. 风光联合优化配置的多目标机会约束规划方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2016, 44(6): 35-40.
XIA Shu, GU Jinyue, GE Xiaolin, et al. Multiobjective chance-constrained programming method for wind generations and photovoltaic allocating[J]. *Power System Protection and Control*, 2016, 44(6): 35-40.
- [29] WANG Y, LOU S, WU Y, et al. Co-allocation of solar field and thermal energy storage for CSP plants in wind-integrated power system[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2018, 12(14): 1668-1674.
- [30] LI R, GUO S, YANG Y, et al. Optimal sizing of wind/concentrated solar plant/electric heater hybrid renewable energy system based on two-stage stochastic programming[J]. *Energy*, 2020, 209.
- [31] ZHAO S, FANG Y, WEI Z. Stochastic optimal dispatch of integrating concentrating solar power plants with wind farms[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019, 109: 575-583.

收稿日期: 2021-07-12; 修回日期: 2021-09-25

作者简介:

臧海祥(1986—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力系统规划与运行分析、新能源发电技术等; E-mail: zanghaixiang@hhu.edu.cn

马铭欣(1995—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为光热发电及其优化运行; E-mail: 657603324@qq.com

周亦洲(1993—), 男, 博士, 讲师, 主要研究方向为电力系统规划与运行、综合能源系统、电力市场等。E-mail: yizhou@hhu.edu.cn

(编辑 张爱琴)