

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.202114

基于IGDT的含光热电站电力系统多源联合调度策略

叶鹤林¹, 刘松¹, 胡剑², 熊小伏³, 谭颖³

(1. 国网江西省电力有限公司萍乡供电分公司, 江西 萍乡 337000; 2. 西南大学工程技术学院, 重庆 400715;
3. 重庆大学输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400044)

摘要: 光热电站出力灵活、可调度性强, 可作为调节资源参与多源联合调度, 但现有调度方案缺乏考虑风电、光照功率及负荷等多参数不确定性对系统运行的影响, 使得决策面临运行风险。为此, 提出了一种基于信息间隙决策理论(Information Gap Decision Theory, IGDT)的多源联合调度策略。分析了光热电站运行特性及系统多源协调机理, 根据风电功率、光照强度和负荷需求的不确定性特征, 建立了多源联合鲁棒调度模型和机会调度模型, 并给出了整体调度策略流程。通过调整模型的水平因子值, 可实现不同风险下的多源联合优化调度决策。算例结果表明, 该策略能充分量化不确定性因素对调度运行的影响, 提升系统运行的经济性。

关键词: 光热发电; 不确定性; 信息间隙决策; 多源联合调度

Multi-source joint dispatching strategy for a power system with concentrating solar power plants based on IGDT

YE Helin¹, LIU Song¹, HU Jian², XIONG Xiaofu³, TAN Ying³

(1. Pingxiang Power Supply Branch, State Grid Jiangxi Electric Power Co., Ltd., Pingxiang 337000, China; 2. College of Engineering and Technology, Southwest University, Chongqing 400715, China; 3. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing 400044, China)

Abstract: The concentrating solar power plant can be highly flexible and easily dispatched, and can be used as a regulating resource to participate in multi-source joint dispatch. However, the existing dispatch method lacks consideration of the impact of the uncertainty of wind and solar power and load demand on power system operation. This means that any final decision faces operational risk. To this end, we propose a multi-source joint scheduling strategy for CSPP based on IGDT. The operating characteristics of the CSPP and the mechanism of multi-source coordination of the system are analyzed. Given the uncertain characteristics of wind and solar power and load demand, a robust multi-source joint scheduling model and an opportunistic scheduling model are established, and the overall scheduling strategy process is given. By adjusting the level factor value of models, the strategy can realize multi-source joint optimal scheduling decision with different risks. Case studies show that this proposed strategy can quantify the influence of uncertainty factors on dispatch and improve the economics of system operation.

This work is supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 5218E020000W), the Fundamental Research Funds for the Central Universities (No. SWU119039) and the Natural Science Foundation of Chongqing (No. cstc2020jcyj-msxmX0590).

Key words: concentrating solar power; uncertainty; IGDT; multi-source joint scheduling

0 引言

近年来, 全球能源危机和环境污染问题日益加

基金项目: 国家电网公司科技项目资助(5218E020000W); 中央高校基本科研业务费专项资助(SWU119039); 重庆市自然科学基金面上项目资助(cstc2020jcyj-msxmX0590)

剧, 以风能、太阳能为代表的可再生能源发电技术取得了广泛关注和飞速发展, 然而, 风力发电和光伏发电具有随机、波动、间歇等特点, 并网后存在如何保证电网安全前提下及时消纳的问题^[1]。为解决上述问题, 新兴的太阳能光热发电技术受到了广泛关注^[2]。光热电站(Concentrating Solar Power Plant, CSPP)将收集的太阳辐射转化成热能, 一部分可进

行储存,一部分产生蒸汽推动汽轮机发电,实现连续稳定可靠的电力输出,解决传统太阳能发电“昼发夜停”等问题^[3]。世界能源署报告指出,预计到2025年全球范围内的CSPP装机容量将达到22GW,我国现阶段规模最大、可全天不间断发电的100MW级熔盐塔式CSPP在甘肃省敦煌市建成^[4-5]。实际上,我国太阳能资源储量丰富,光热发电在我国具有相当大的发展潜力。

CSPP出力灵活、可控性强,可以作为电网调控资源,协调风电实现提高消纳水平以及调峰等功能。目前已有学者对CSPP与风电的联合调度方面开展了研究。例如,文献[6]基于光热电站的运行机理分析,建立光热-风电联合系统的电网调度模型。文献[7-8]分别将光热电站的运行模型与水电网系统、交直流互联系统相结合,建立了对应的协调调度模型,论证了光热电站并网能够带来减少系统发电成本、提升可再生能源的利用率和缓解网络阻塞等效益。文献[9]提出了一种基于最优成本的光热-火电联合调度策略,文献[10]构建了一种含光热电站在既定储热系统配置下的最佳出力方案。

然而,上述研究均利用风电、光照功率及负荷的预测确定值进行决策,较少综合考虑参量不确定性对调度计划和系统运行的影响,使得调度人员决策时面临运行风险。如何有效计及风电、光照功率及负荷的不确定性制定更为合理的联合调度策略,还有待进一步完善。

针对计及不确定性的含CSPP系统调度优化研究,目前主要有三类方法:模糊优化^[11]、随机规划^[12-13]和鲁棒优化^[14]。但模糊优化法关键在于选择隶属度函数用以描述不确定量及其可能导致的后果,主观性偏强。而随机规划法是基于概率论的分析方法,依赖于不确定量的概率模型^[15]。鲁棒优化法是在给定不确定量的波动范围基础上,以最劣扰动条件进行决策,这往往造成结果保守,经济性不佳。同时有学者还引入了条件风险价值来处理调度模型中的不确定性问题^[16-17],但其将风险作为额外成本配合场景生成方法使用,同样存在效率低等问题。

信息间隙决策理论(Information Gap Decision Theory, IGD T)是一种处理不确定性的新方法^[18-19],相比于上述方法而言,可在不确定参数的精确概率分布或不确定区间未知的情况下量化不确定性,具有适用性强、计算效率高等优点。现已在微电网规划^[20]、有源配电网恢复决策^[21]、电力市场优化^[22]、增强电网弹性^[23]等方面有较好的应用。目前在引入IGD T处理可再生能源不确定性的研究中,多以考虑单一量不确定性为主,少有同时考虑风、光、荷

等多参量的不确定性情况,也尚未涉及针对含CSPP电力系统的IGD T优化等方面的研究。

鉴于此,本文提出了一种计及风光荷不确定性的含CSPP电力系统多源联合IGD T调度策略。基于CSPP运行特性及多源协调特性,构建确定性的含CSPP系统多源联合调度模型;应用IGD T针对风电功率、光照强度和负荷需求进行不确定性建模,从风险规避和风险投机两个角度分别建立多源联合鲁棒调度模型和机会调度模型,并给出整体IGD T调度策略流程,为不同风险下的多源联合调度提供决策依据。最后,通过改进的含CSPP的IEEE39节点系统算例验证了该策略的有效性和适用性。

1 含CSPP系统的多源联合确定性调度模型

1.1 CSPP能量转换特性

典型的含双储热罐CSPP主要结构及能量流动如图1所示^[6]。CSPP主要由光场(Solar Field, SF)、储热系统(Thermal Energy Storage System, TESS)和发电系统(Power Block, PB)三部分构成,通过传热流体(Heat Transfer Fluid, HTF)实现能量在各部分之间的传递。SF将直射太阳光辐射汇聚到集热装置,将太阳能转换为热能传递到传热流体,一部分热能随着传热流体输送到PB,产生热蒸汽做功驱动汽轮机发电,实现热-电转换,另一部分热能随着传热流体储存至TESS,根据调度要求放热发电,实现能量时移。

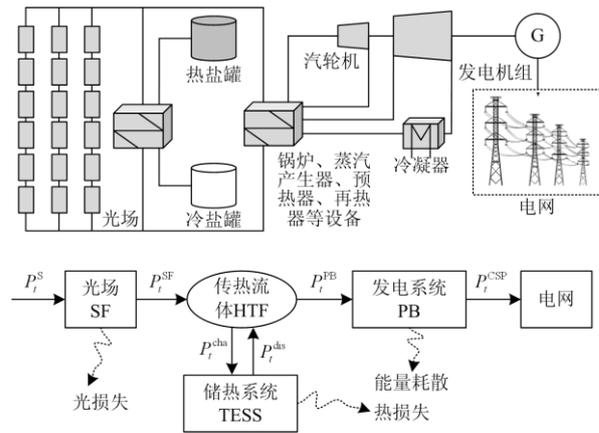


图1 光热电站的主要结构及能量流动

Fig. 1 Main structure and energy flow of CSPP

CSPP内部的功率平衡如式(1)一式(3)所示。

$$P_t^{SF} = \eta_{s-th} P_t^S \quad (1)$$

$$P_t^{SF} - P_t^{PB} - P_t^{cha} + P_t^{dis} = 0 \quad (2)$$

$$P_t^{CSP} = \eta_{th-p} P_t^{PB} \quad (3)$$

式中: P_t^{SF} 为 t 时段光场的直射太阳光辐射量 P_t^{S} 转化后的热功率; P_t^{PB} 为 t 时段传热流体输送到发电系统的热功率; P_t^{cha} 、 P_t^{dis} 分别为 t 时刻储热系统的储热、放热功率; P_t^{CSP} 为 t 时段光热电站输出的电功率; $\eta_{\text{s-th}}$ 为集热装置的光-热转换效率; $\eta_{\text{th-p}}$ 为发电系统的热-电转换效率。

TESS 的工作状态与储热容量、储/放热功率和当前的储热水平有关, 能量方程为

$$E_t^{\text{TESS}} = E_{t-1}^{\text{TESS}}(1-\gamma) + \eta_{\text{cha}} P_t^{\text{cha}} - P_t^{\text{dis}} / \eta_{\text{dis}} \quad (4)$$

$$E_{\min}^{\text{TESS}} \leq E_t^{\text{TESS}} \leq E_{\max}^{\text{TESS}} \quad (5)$$

$$0 \leq P_t^{\text{cha}} \leq x_t^{\text{storage}} P_{\max}^{\text{cha}} \quad (6)$$

$$0 \leq P_t^{\text{dis}} \leq (1-x_t^{\text{storage}}) P_{\max}^{\text{dis}} \quad (7)$$

式中: E_t^{TESS} 为 t 时段 TESS 内存储热能; E_{\min}^{TESS} 为防止储热熔盐凝固 TESS 最小储热量; E_{\max}^{TESS} 为防止储热熔盐过热 TESS 最大储热量, 通常 TESS 在一个调度周期内的始末储热量应相等; x_t^{storage} 为 t 时段 TESS 的储放热状态, 为 0-1 变量, 1 表示 TESS 存储热能, 0 表示 TESS 释放热能; P_{\max}^{cha} 、 P_{\max}^{dis} 分别为 TESS 最大储热、放热功率; γ 为 TESS 热量耗散系数; η_{cha} 、 η_{dis} 分别为 TESS 储热、放热效率。

PB 的热力循环系统类似于火电, 也存在出力上下限、爬坡能力上下限和最小开停机时间。

$$x_{j,t} P_j^{\text{CSP-min}} \leq P_{j,t}^{\text{CSP}} \leq x_{j,t} P_j^{\text{CSP-max}} \quad (8)$$

$$\begin{cases} P_{j,t}^{\text{CSP}} - P_{j,t-1}^{\text{CSP}} \leq x_{j,t-1} R_j^{\text{CSP-d}} + (1-x_{j,t-1}) P_j^{\text{CSP-max}} \\ P_{j,t-1}^{\text{CSP}} - P_{j,t}^{\text{CSP}} \leq x_{j,t} R_j^{\text{CSP-u}} + (1-x_{j,t}) P_j^{\text{CSP-max}} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} (S_{j,t-1}^{\text{on}} - S_j^{\text{on-min}})(x_{j,t-1} - x_{j,t}) \geq 0 \\ (S_{j,t-1}^{\text{off}} - S_j^{\text{off-min}})(x_{j,t} - x_{j,t-1}) \geq 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中: $x_{j,t}$ 为 CSPP 机组 j 在时段 t 的启停状态, 为 0-1 变量; $P_j^{\text{CSP-max}}$ 、 $P_j^{\text{CSP-min}}$ 分别为 CSPP 机组 j 的最大、最小出力值; $R_j^{\text{CSP-u}}$ 、 $R_j^{\text{CSP-d}}$ 分别为 CSPP 机组 j 的向上、向下爬坡速率; $S_{j,t-1}^{\text{on}}$ 、 $S_{j,t-1}^{\text{off}}$ 分别为 CSPP 机组 j 到 $t-1$ 时刻已持续的开机、停机时间; $S_j^{\text{on-min}}$ 、 $S_j^{\text{off-min}}$ 分别为 CSPP 机组 j 的最小持续开机、停机时间。

1.2 目标函数

多源联合确定性调度模型中包含常规火电、风电和 CSPP, 综合考虑常规机组的燃料成本、常规机组和 CSPP 机组的启停成本, 以系统的总调度成本最低为目标函数进行优化调度。

$$F = \min(F_g + F_{\text{qt}}) \quad (11)$$

$$\begin{cases} F_g = \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_G} [a_i (P_{i,t}^{\text{G}})^2 + b_i P_{i,t}^{\text{G}} + c_i] \\ F_{\text{qt}} = \sum_{t=1}^{N_T} \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} [u_{i,t} (1-u_{i,t-1}) S_i] + \sum_{j=1}^{N_{\text{CSP}}} [x_{j,t} (1-x_{j,t-1}) Q_j] \right\} \end{cases} \quad (12)$$

式中: F_g 为常规机组的燃料成本; F_{qt} 为常规机组和 CSPP 机组的启停成本; N_T 、 N_G 、 N_{CSP} 分别为调度时段数、常规机组台数、CSPP 机组台数; $P_{i,t}^{\text{G}}$ 为 t 时段常规机组 i 的出力; a_i 、 b_i 、 c_i 均为常规机组 i 的成本系数; S_i 、 Q_j 分别为常规机组 i 、CSPP 机组 j 的启停成本; $u_{i,t}$ 、 $x_{j,t}$ 分别为常规机组 i 、CSPP 机组 j 在时段 t 的启停状态, 均为 0-1 变量。

1.3 约束条件

1) 系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^{\text{G}} + \sum_{j=1}^{N_{\text{CSP}}} P_{j,t}^{\text{CSP}} + P_t^{\text{W}} = L_t \quad (13)$$

式中: $P_{j,t}^{\text{CSP}}$ 为 t 时段 CSPP 机组 j 的出力; P_t^{W} 为 t 时段风电的出力; L_t 为 t 时段的负荷需求。

2) 常规机组运行约束

常规机组运行约束包括出力上下限约束、爬坡能力上限约束和最小开停机时间约束。

$$u_{i,t} P_i^{\text{G-min}} \leq P_{i,t}^{\text{G}} \leq u_{i,t} P_i^{\text{G-max}} \quad (14)$$

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{G}} - P_{i,t-1}^{\text{G}} \leq u_{i,t-1} R_i^{\text{G-d}} + (1-u_{i,t-1}) P_i^{\text{G-max}} \\ P_{i,t-1}^{\text{G}} - P_{i,t}^{\text{G}} \leq u_{i,t} R_i^{\text{G-u}} + (1-u_{i,t}) P_i^{\text{G-max}} \end{cases} \quad (15)$$

$$\begin{cases} (T_{i,t-1}^{\text{on}} - T_i^{\text{on-min}})(u_{i,t-1} - u_{i,t}) \geq 0 \\ (T_{i,t-1}^{\text{off}} - T_i^{\text{off-min}})(u_{i,t} - u_{i,t-1}) \geq 0 \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_i^{\text{G-max}}$ 、 $P_i^{\text{G-min}}$ 分别为常规机组 i 的最大、最小出力值; $R_i^{\text{G-u}}$ 、 $R_i^{\text{G-d}}$ 分别为常规机组 i 的向上、向下爬坡速率; $T_{i,t-1}^{\text{on}}$ 、 $T_{i,t-1}^{\text{off}}$ 分别为常规机组 i 到 $t-1$ 时刻已持续的开机时间和停机时间; $T_i^{\text{on-min}}$ 、 $T_i^{\text{off-min}}$ 分别为常规机组 i 的最小持续开机、停机时间。

3) CSPP 运行约束

包括电站内部功率平衡约束、TESS 运行约束和 PB 运行约束, 即式(1)一式(10)。

4) 旋转备用约束

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{N_G} (u_{i,t} P_i^{\text{G-max}} - P_{i,t}^{\text{G}}) + \\ & \sum_{j=1}^{N_{\text{CSP}}} (x_{j,t} P_j^{\text{CSP-max}} - P_{j,t}^{\text{CSP}}) \geq \rho (P_t^{\text{W}} + L_t) \end{aligned} \quad (17)$$

式中, ρ 为系统所需的旋转备用系数。

2 计及风光荷不确定性的 IGDT 调度模型

2.1 多源联合调度模型中风光荷不确定性建模

确定性调度模型中, 调度周期内的风电出力、光照强度、负荷需求量被视为准确的, 以此进行协调优化, 而在实际系统中上述参量具有不确定性和波动性, 应用 IGDT 建立计及不确定性的调度模型首先建立不确定集模型, 即光照功率、风电出力和负荷需求的不确定集模型如式(18)所示。

$$\begin{cases} U(\alpha_s, \tilde{P}_t^s) = \{P_t^s : |P_t^s - \tilde{P}_t^s| \leq \alpha_s \tilde{P}_t^s\} \\ U(\alpha_w, \tilde{P}_t^w) = \{P_t^w : |P_t^w - \tilde{P}_t^w| \leq \alpha_w \tilde{P}_t^w\} \\ U(\alpha_L, \tilde{L}_t) = \{L_t : |L_t - \tilde{L}_t| \leq \alpha_L \tilde{L}_t\} \\ \alpha_s \geq 0, \alpha_w \geq 0, \alpha_L \geq 0 \end{cases} \quad (18)$$

式中: \tilde{P}_t^s 、 \tilde{P}_t^w 、 \tilde{L}_t 分别为调度期间 t 时段光照功率、风电出力、负荷需求的预测值; P_t^s 、 P_t^w 、 L_t 为调度期间 t 时段光照功率、风电出力、负荷需求对应的实际值; α_s 、 α_w 、 α_L 分别为光照功率、风电出力和负荷需求的不确定半径, 为无量纲数值。

通过加权和形式得到系统的综合不确定半径。

$$\psi = \lambda_s \alpha_s + \lambda_w \alpha_w + \lambda_L \alpha_L \quad (19)$$

式中, λ_s 、 λ_w 、 λ_L 分别为光照功率、风电出力和负荷需求不确定半径的权重系数, 可根据实际情况利用判断矩阵方法确定, 以反映决策者对系统风光以及负荷不确定性需求程度的不同。

2.2 含 CSPP 系统的多源联合 IGDT 调度模型

基于 IGDT 构建风险规避和风险投机两种策略方程, 以满足调度时应对不确定性的不同性能需求。

1) 风险规避的多源联合 IGDT 鲁棒调度模型

风险规避策略是保证优化目标在可接受范围内的情况下, 寻求不确定量的最大不确定半径, 不确定半径的值越大, 方案对不确定量的波动越不敏感, 模型的鲁棒性越好, 系统规避风险的能力越强。

$$\begin{cases} \max \psi \\ \left\{ \begin{array}{l} \max F_g + F_{qt} \leq (1 + \kappa) F_b \\ [P_t^s \in U(\alpha_s, \tilde{P}_t^s), P_t^w \in U(\alpha_w, \tilde{P}_t^w), L_t \in U(\alpha_L, \tilde{L}_t)] \end{array} \right. \\ \text{s.t.} \left\{ \begin{array}{l} \text{式(1)—式(10), 式(12)—式(19)} \\ F_b = F \Big|_{P_t^s = \tilde{P}_t^s, P_t^w = \tilde{P}_t^w, L_t = \tilde{L}_t} \end{array} \right. \end{cases} \quad (20)$$

式中: F_b 为调度成本的基准值, 即取 $\alpha = 0$, 将光照功率、风电和负荷的预测值代入到确定性调度模型求解后, 得到的调度成本值; $(1 + \kappa)F_b$ 为风险规避调度成本的预期值, κ 为鲁棒水平因子, 其值越大则风险规避程度更大, 调度方案鲁棒性更强。

可以看出, 上述 IGDT 鲁棒调度模型属于双层优化模型, 下层表示当光照功率、风电出力和负荷需求在不确定集内波动时, 系统调度成本不能超过预期成本值。由于光热发电和风力发电的成本远远小于常规机组的发电成本, 容易得出光热电站和风电出力越小, 系统负荷需求越大时, 系统的调度成本越大。因此, 为提高求解效率, 将式(20)简化为如式(21)所示的单层优化模型。

$$\begin{cases} \max \psi \\ \left\{ \begin{array}{l} F_g + F_{qt} \leq (1 + \kappa) F_b \\ \text{式(1)—式(10), 式(12)—式(19)} \\ P_t^s = (1 - \alpha_s) \tilde{P}_t^s \\ P_t^w = (1 - \alpha_w) \tilde{P}_t^w \\ L_t = (1 + \alpha_L) \tilde{L}_t \\ F_b = F \Big|_{P_t^s = \tilde{P}_t^s, P_t^w = \tilde{P}_t^w, L_t = \tilde{L}_t} \end{array} \right. \end{cases} \quad (21)$$

2) 风险投机的多源联合 IGDT 机会调度模型

风险投机策略是尽可能寻求更好的优化目标值, 此时不确定半径的值越小, 期望的优化目标的实现机会越大, 但方案对不确定量的波动越敏感, 系统面临的风险越大。

$$\begin{cases} \min \psi \\ \left\{ \begin{array}{l} \min F_g + F_{qt} \leq (1 - \sigma) F_b \\ [P_t^s \in U(\alpha_s, \tilde{P}_t^s), P_t^w \in U(\alpha_w, \tilde{P}_t^w), L_t \in U(\alpha_L, \tilde{L}_t)] \\ \text{式(1)—式(10), 式(12)—式(19)} \\ F_b = F \Big|_{P_t^s = \tilde{P}_t^s, P_t^w = \tilde{P}_t^w, L_t = \tilde{L}_t} \end{array} \right. \end{cases} \quad (22)$$

式中: $(1 - \sigma)F_b$ 为风险投机调度成本的预期值; σ 为机会水平因子, 因子越小, 调度方案风险偏好程度越小。

同理, 为提高求解效率, 将式(22)简化为单层优化模型:

$$\begin{cases} \min \psi \\ \left\{ \begin{array}{l} F_g + F_{qt} \leq (1 - \sigma) F_b \\ \text{式(1)—式(10), 式(12)—式(19)} \\ P_t^s = (1 + \alpha_s) \tilde{P}_t^s \\ P_t^w = (1 + \alpha_w) \tilde{P}_t^w \\ L_t = (1 - \alpha_L) \tilde{L}_t \\ F_b = F \Big|_{P_t^s = \tilde{P}_t^s, P_t^w = \tilde{P}_t^w, L_t = \tilde{L}_t} \end{array} \right. \end{cases} \quad (23)$$

2.3 含 CSPP 系统的多源联合 IGDT 调度策略流程

计及风光荷不确定性的含 CSPP 系统的多源联合 IGDT 调度策略, 如图 2 所示。优化调度模型求解后, 具体的执行方案如下。

1) 常规机组: 按照求解结果启停序列 u 和出力

计划 P_t^G , 调整实际出力情况。

2) 风电场: 根据求解结果 $(1-\alpha_w)\tilde{P}_t^w$, 对比风电场实际出力和计划出力的大小, 当计划出力低于实际出力时, 由系统的备用机组以该差值向下调节出力, 当计划出力高于实际出力时, 由系统的备用机组以该差值向上调节出力。

3) CSPP 机组: 按照求解结果启停序列 x 和出力计划 P_t^{CSP} , 调整实际出力情况。

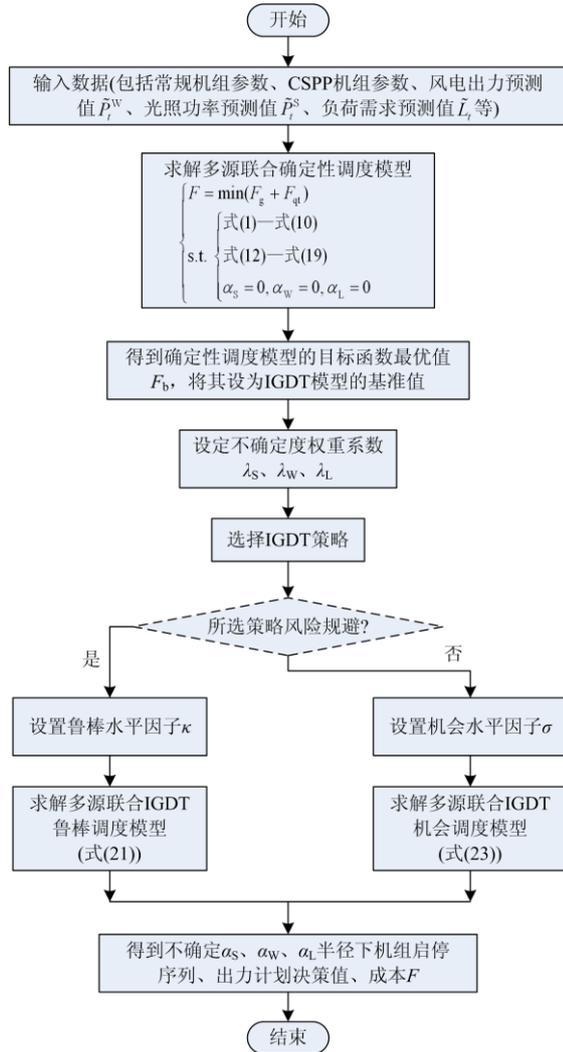


图 2 含 CSPP 系统的多源联合 IGDT 调度策略流程

Fig. 2 Flow chart of IGDT multi-source joint dispatching strategy of power system with CSPP

3 算例分析

如图 3 所示, 建立改进的含 CSPP 的 IEEE39 节点系统, 系统包含 10 台火电机组、一个 100 MW 光热电站和一个 400 MW 风电场, 初始储热容量为 200 MW。风电功率、光照功率、负荷需求预测曲

线如图 4 所示, 在 07:00—11:00、17:00—21:00 这两个时段, 负荷需求较大, 而风电功率、光照功率都较小, 具有明显的反调峰特性。

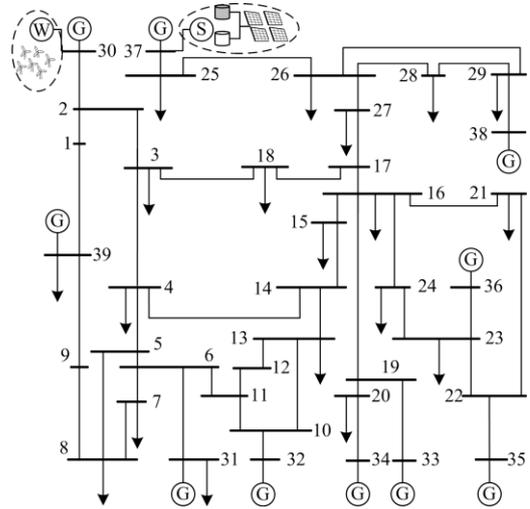


图 3 改进的 IEEE39 节点系统接线图

Fig. 3 Diagram of modified IEEE39-bus power system

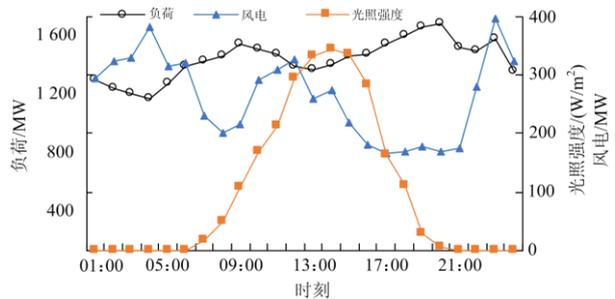


图 4 负荷、风电、光照强度预测值

Fig. 4 Forecasting values of load, wind power and solar power

3.1 CSPP 参与系统调度运行效用分析(确定性调度模型验证)

将系统参数和各预测值代入确定性调度模型中, 求解得到总调度成本最优值 $F=53.3060$ 万元, 各机组的出力情况如图 5 所示。优化结果实现了对负荷需求曲线的良好追踪, 在风电出力的低谷时段、负荷需求的高峰时段, 调峰效果显著。

调度优化期间 CSPP 内部的储热、放热功率和有功出力曲线如图 6 所示。在 07:00—11:00 这一时段内负荷需求较大, 风电出力较小, 光照功率也较小, CSPP 利用初始储热容量发电, 能有效减少常规机组的启停和出力增加, 降低系统调度成本; 在 12:00—16:00 这一时间段, 光照充足, 光照功率大, CSPP 储热系统大量储热减少出力, 让风电更多地上网, 减少弃风量, 提高风电的消纳率; 在

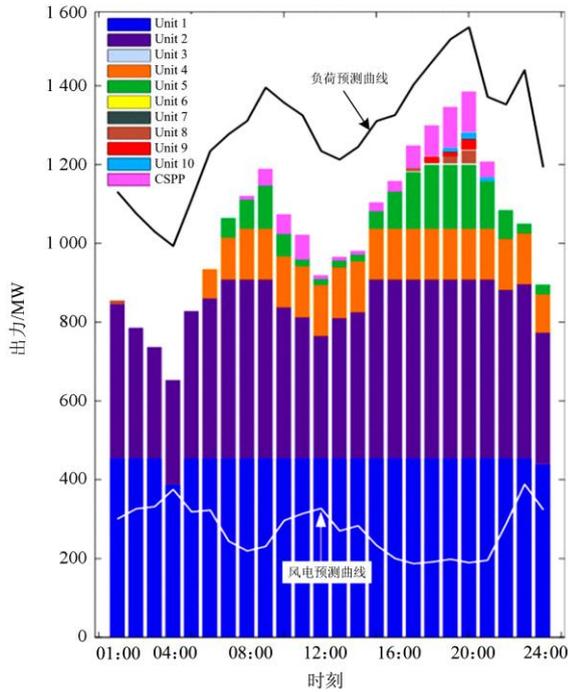


图 5 确定性调度模型优化得到的常规机组和 CSPP 机组出力计划

Fig. 5 Output plan of conventional units and CSPP plant from initial dispatch strategy

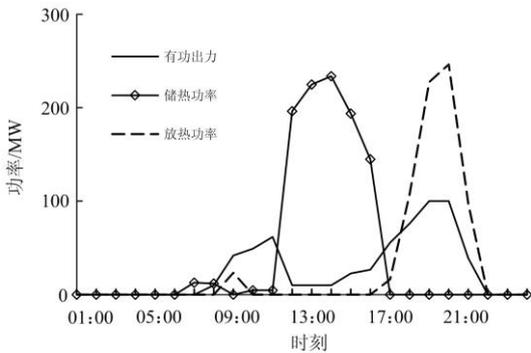


图 6 确定性调度模型优化得到 CSPP 储热、放热和发电曲线
Fig. 6 Curves of CSPP storing heat, releasing heat and generation from initial dispatch strategy

17:00—21:00 这一时段, 风电功率表现出明显的反调峰特性, 负荷需求较大, 风电出力较小, 同时, 光照功率也较小甚至无, CSPP 大量释放上一时段存储的热能发电, 增大出力弥补缺额。

对比 CSPP 中不同 TESS 储热满负荷发电小时数和初始储热量参与时的优化结果, 如图 7 所示。可以发现: 随着满负荷小时数的增大, 模型的总调度成本先降低后基本保持不变; 提高 TESS 可以增大 CSPP 机组的调节能力, 但当 TESS 的满负荷小

时数达到 9 h 及以上, 由于光照资源有限, CSPP 收集的热能有限, 增加储热容量的作用效果不再明显; 满负荷小时数一定时, 不同初始储热容量下的系统调度成本也不同, 但并不是初始储热容量越大越好, 如果初始储热量过大, 在调度周期的后期, 为了保证始末储热量相等, TESS 只能更多地存储热能, 而不能放热发电, 这反而降低了 CSPP 机组的调节能力, 无法提升调度的经济性。

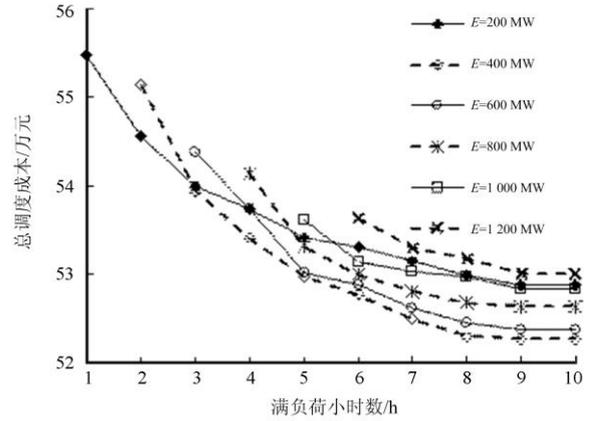


图 7 不同 CSPP 储热容量下的优化调度成本对比

Fig. 7 Comparison of dispatching costs under different heat storage capacity CSPP

3.2 计及风光荷不确定性的 IGDT 调度策略分析

设置五种不确定参数的不同组合情况, 验证 IGDT 调度策略的正确性和有效性, 如表 1 所示。

表 1 五种不确定性场景说明

Table 1 Illustration of the five cases

场景	考虑不确定性		
	风电	光照强度	负荷
Case1	✓	×	×
Case2	×	✓	×
Case3	×	×	✓
Case4	✓	✓	×
Case5	✓	✓	✓

注: “✓”表示模型中计及了该因素的不确定性, “×”表示模型中没有计及该因素的不确定性。

模型风险规避和风险投机策略中, 鲁棒水平因子 κ 和机会水平因子 σ 设定在 0~0.05 内变化, 即系统预期调度成本增幅在 $\pm 5\%$ 以内时, 五种不确定性场景的 IGDT 调度模型求解结果轨迹如图 8 所示, 其中调度成本的基准值为确定型调度模型优化求解得到的调度成本值 $F_b=53.3060$ 万元。

从系统调度决策的角度看, 图 8 中随着系统调度成本的增加, 五种情况下求得的机会不确定半径 α 整体的走向和趋势都是减小, 鲁棒不确定半径 α

整体的走向和趋势都是增大。这是因为风险投机策略下的机会模型, 认为不确定因素将使得目标期望往更好的方向发展, 即 α 的值越小, 调度成本则越高。而风险规避策略下的鲁棒模型则认为, 不确定性因素将使得目标期望往不利的方向发展, 故变化规律相反。

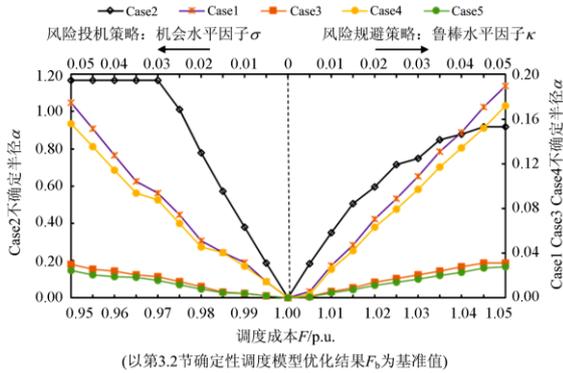


图8 五种不确定性场景的 IGDT 调度结果对比曲线图

Fig. 8 Curves of comparison of IGDT result in 5 cases

从不确定因素敏感度的角度看, 同一机会/鲁棒水平因子下, 不确定性场景对应的不确定半径 α 值越小, 系统对不确定因素的波动会越敏感。无论是鲁棒调度模型还是机会调度模型, Case2 求得的不确定半径远远大于 Case1 和 Case3, 这是因为相比于受外部条件影响很大的风电功率波动和负荷需求波动, 光照强度波动对 CSPP 的实际出力能力影响较小, CSPP 配置的 TESS 的储热量能够有效应对光照强度的变化。

为量化各个不确定性因素对策略的影响, 假定鲁棒水平因子 κ 和机会水平因子 σ 均取 0.03, 选取不同的权重系数分别进行 IGDT 鲁棒调度和 IGDT 机会调度模型优化计算, 结果如表 2 和表 3 所示。

表 2 不同权重系数组合下的 IGDT 鲁棒调度结果

Table 2 IGDT robust scheduling results with different

权重系数 ($\lambda_s, \lambda_w, \lambda_L$)	IGDT 鲁棒调度			
	α_s	α_w	α_L	ψ
(1, 1, 1)	0.749 3	0.013 3	~0	0.762 6
(1, 1, 5)	0.749 3	0.013 3	~0	0.762 6
(1, 1, 10)	0.749 3	~0	0.002 5	0.774 6
(1, 5, 5)	0.699 0	0.027 8	~0	0.838 1
(1, 5, 10)	0.699 0	0.027 8	~0	0.838 1
(1, 5, 15)	0.699 0	0.027 8	~0	0.838 2
(1, 5, 25)	0.699 0	0.027 8	~0	0.838 2
(1, 5, 30)	0.627 4	~0	0.007 7	0.858 6
(1, 10, 15)	0.338 3	0.075 5	~0	1.093 0
(1, 10, 20)	0.338 3	0.075 5	~0	1.093 0

注: 表中“~0”指该值并不实际为 0, 而是小于 1×10^{-6} , 不在表中列出。

表 3 不同权重系数组合下的 IGDT 机会调度结果

Table 3 IGDT opportunistic scheduling results with different

weight coefficient combination

权重系数 ($\lambda_s, \lambda_w, \lambda_L$)	IGDT 机会调度			
	α_s	α_w	α_L	ψ
(1, 1, 1)	~0	~0	0.019 3	0.019 3
(1, 1, 5)	~0	0.094 1	~0	0.094 1
(1, 1, 10)	~0	0.094 1	~0	0.094 1
(1, 5, 5)	~0	~0	0.019 2	0.096 2
(1, 5, 10)	~0	~0	0.019 2	0.192 5
(1, 5, 15)	~0	~0	0.019 3	0.288 8
(1, 5, 25)	~0	0.094 1	~0	0.470 3
(1, 5, 30)	~0	0.094 1	~0	0.470 3
(1, 10, 15)	~0	~0	0.019 2	0.288 7
(1, 10, 20)	~0	~0	0.019 2	0.385 0

注: 表中“~0”含义同上。

从表中可以看出, 由于系统对各个不确定因素波动的敏感度不同, 不同的权重系数会影响单一不确定性因素的不确定半径求解结果, 但对系统综合不确定半径的影响不大, 调度决策者可根据系统实际情况和历史经验, 依据敏感度越高、权重系数越大的原则, 设置各个权重系数。

以权重系数 $\lambda_s = 1$ 、 $\lambda_w = \lambda_L = 5$ 为例, IGDT 鲁棒调度模型求得的临界调度成本 $F = 54.905 0$ 万元, 光照强度不确定半径 $\alpha_s = 0.699 0$, 风电功率不确定半径 $\alpha_w = 0.027 8$, 负荷需求不确定半径 $\alpha_L \approx 0$, 系统的综合不确定半径 $\psi = 0.838 1$, 说明当光照强度的实际值相对于预测值的波动在 69.9% 以内, 风电功率的实际值相对于预测值的波动在 2.78% 以内, 负荷需求预测准确时, 系统的总调度成本不会超过 54.905 0 万元。可以看出, IGDT 鲁棒调度计划相对于初始出力计划更加保守, 更多地让常规机组出力以应对不确定性, 从而导致调度成本的增加。

IGDT 机会调度模型求得的临界调度成本 $F = 51.707 0$ 万元, 光照强度不确定半径 $\alpha_s \approx 0$, 风电功率不确定半径 $\alpha_w \approx 0$, 负荷需求不确定半径 $\alpha_L = 0.019 2$, 系统的综合不确定半径 $\psi = 0.096 2$, 说明如果负荷需求的实际值相对于预测值减幅达到 2.78% 时, 系统总调度成本能降低到 51.207 0 万元。可以看出, IGDT 机会调度策略相对于初始出力计划更加激进, 减少常规机组的出力, 期许不确定因素能朝有利的方向发展, 从而降低调度成本, 实现目标期望值。

上述情况下两种 IGDT 调度模型得到 CSPP 的储、放热和有功出力曲线, 如图 9 和图 10 所示。CSPP 起到了“能量时移”的作用, 在 IGDT 鲁棒调

度模型中，由于调度决策者对光照强度不确定性的悲观态度，为了应对光照强度可能的波动，制定的CSPP出力计划和储、放热计划，与确定型调度模型和IGDT机会调度模型相比，均较为保守，牺牲了部分经济性来确保系统安全运行。

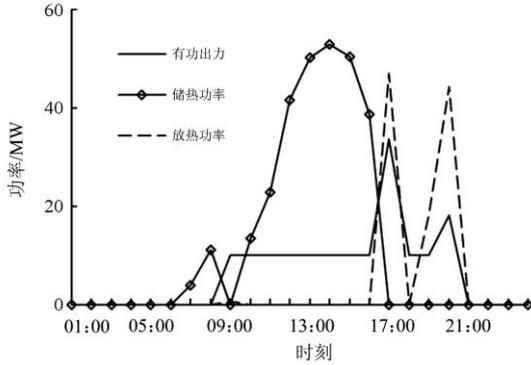


图9 IGDT鲁棒调度模型下CSPP储热、放热和发电曲线
Fig. 9 Curves of CSPP storing heat, releasing heat and generation from IGDT robust scheduling

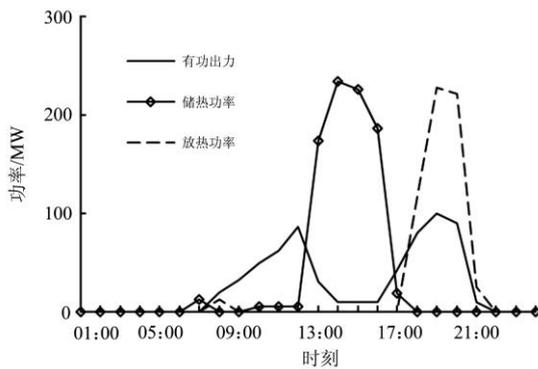


图10 IGDT机会调度模型下CSPP储热、放热和发电曲线
Fig. 10 Curves of CSPP storing heat, releasing heat and generation from IGDT opportunistic scheduling

4 结论

本文基于光热电站的运行特性和多源协调特性,应用一种新的非概率性方法-信息间隙决策理论对风电功率、光照强度和负荷需求的不确定性进行建模,提出了一种计及风光荷不确定性的含光热电站电力系统多源联合调度策略,得出如下结论。

1) 含储热光热电站参与的多源联合调度模型能够提高可再生能源的消纳水平,提高系统运行的经济性,且存在光热电站最优储热容量和最优初始储热量的配合使得系统总调度成本最优。

2) IGDT多源联合调度策略从风险规避和风险投机不同的角度对不确定性进行量化,为调度决策者提供鲁棒调度模型和机会调度模型,通过设置权

重系数和加权求和,能够计及风电功率、光照强度和负荷需求的不确定性,同时优化得到的不确定半径能充分量化各个不确定性因素对调度运行的影响程度,制定的调度策略具有一定优越性,可为光热电站的并网运行研究提供参考。

参考文献

[1] LI H, ESEYE A T, ZHANG J, et al. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 122-135. DOI: 10.1186/s41601-017-0040-6.

[2] Global Wind Energy Council. Global wind statistics 2019[R]. Belgium, 2019.

[3] 杜尔顺, 张宁, 康重庆, 等. 太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(21): 5765-5775.

DU Ershun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Reviews and prospects of the operation and planning optimization for grid integrated concentrating solar power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(21): 5765-5775.

[4] LI Baiyi, ZHANG Jixiong, GHOREISHI-MADISEH S A, et al. Energy performance of seasonal thermal energy storage in underground backfilled stopes of coal mines[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 275.

[5] 中华人民共和国国家能源局. 电力发展“十三五”计划[R]. 北京: 国家能源局, 2016.

[6] 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 the economic dispatch strategy of power system with combined operation of concentrated solar power and wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(5): 95-102.

[7] 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. Grid dispatch model and interconnection benefit analysis of concentrating solar power plants with thermal storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(19): 1-7.

[8] USAOLA J. Operation of concentrating solar power plants with storage in spot electricity markets[J]. IET Renewable Power Generation, 2012, 6(1): 59-66.

[9] 崔杨, 杨志文, 仲悟之, 等. 基于成本最优的含储热光热电站与火电机组联合出力日前调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 71-77.

CUI Yang, YANG Zhiwen, ZHONG Wuzhi, et al.

- Day-ahead dispatch for output of combined CSP with thermal storage system and thermal power units based on minimized operation cost[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 32(2): 71-77.
- [10] POUSINHO H M I, SILVA H, MENDES V M F, et al. Self-scheduling for energy and spinning reserve of wind/CSP plants by a MILP approach[J]. *Energy*, 2014, 78: 524-534.
- [11] 董海鹰, 负毓韵, 马志程, 等. 计及多能转换及光热电站参与的综合能源系统低碳优化运行[J]. *电网技术*, 2020, 44(10): 3689-3699.
- DONG Haiying, YUN Yunyun, MA Zhicheng, et al. Low-carbon optimal operation of integrated energy system considering multi-energy conversion and concentrating solar power plant participation[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(10): 3689-3699.
- [12] 晋宏杨, 孙宏斌, 郭庆来, 等. 含大规模储热的光热电站—风电联合系统多日自调度方法[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(11): 17-23.
- JIN Hongyang, SUN Hongbin, GUO Qinglai, et al. Multi-day self-scheduling method for solar thermal power station with large-scale heat storage-wind power combined system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(11): 17-23.
- [13] 安玫, 张珍珍, 陈钊, 等. 含光热-光伏联合发电的电力系统随机生产模拟研究[J]. *可再生能源*, 2019, 37(11): 1603-1610.
- AN Mei, ZHANG Zhenzhen, CHEN Zhao, et al. Stochastic production simulation study photothermal-photovoltaic combined power generation[J]. *Renewable Energy Resources*, 2019, 37(11): 1603-1610.
- [14] 负毓韵, 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.
- [15] 石玉东, 刘晋源, 徐松, 等. 考虑时序特性的配电网风—光—储随机规划模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(10): 23-32.
- SHI Yudong, LIU Jinyuan, XU Song, et al. Integrated wind-photovoltaic-storage stochastic planning model considering time-varying characteristics in distribution network[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(10): 23-32.
- [16] 负毓韵, 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.
- [17] 邵立政, 刘荣辉, 汪红波, 等. 基于条件风险价值的备用成本分摊方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(20): 23-30.
- SHAO Lizheng, LIU Ronghui, WANG Hongbo, et al. A method for cost allocation of reserve based on conditional value at risk[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(20): 23-30.
- [18] HAIM Y B. *Info-gap decision theory*[M] San Diego, CA: Academic, 2006: 267-296.
- [19] NOJAVAN S, FEYZI M R, ZARE K. Optimal bidding strategy of generation station in power market using information gap decision theory (IGDT)[J]. *Electric Power Systems Research*, 2013, 96(3): 56-63.
- [20] CAO X, WANG J, ZENG B. A chance constrained information-gap decision model for multi-period microgrid planning[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(3): 2684-2695.
- [21] 陈珂宁, 吴文传, 张伯明, 等. 基于 IGDT 的有源配电网鲁棒恢复决策方法[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(19): 3057-3062.
- CHEN Kening, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A robust restoration method for active distribution network based on IGDT[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(19): 3057-3062.
- [22] 赵琛, 张少华. 基于信息间隙决策理论的发电商电量分配策略[J]. *控制与决策*, 2017, 32(4): 751-754.
- ZHAO Chen, ZHANG Shaohua. Generation asset allocation strategies based on IGDT[J]. *Control and Decision*, 2017, 32(4): 751-754.
- [23] SALIMI M, NASR M A, HOSSEINIAN S H, et al. Information gap decision theory-based active distribution system planning for resilience enhancement[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(5): 4390-4402.

收稿日期: 2021-03-31; 修回日期: 2021-08-25

作者简介:

叶鹤林(1976—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统优化调控及配电自动化技术;

刘松(1991—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统自动化调度与控制;

胡剑(1992—), 男, 通信作者, 博士, 讲师, 研究方向为多能源系统保护及控制。E-mail: expujian@foxmail.com

(编辑 许威)