

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190380

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

俞轲韵¹, 董海鹰^{1,2}, 陈钊³, 黄蓉³, 丁坤³

(1. 兰州交通大学 自动化与电气工程学院, 甘肃 兰州 730070; 2. 兰州交通大学 新能源与动力工程学院, 甘肃 兰州 730070; 3. 国网甘肃省电力公司电力科学研究院, 甘肃 兰州 730070)

摘要: 针对多种新能源发电的联合优化调度问题, 以风力发电、光伏发电、光热发电、火力发电构成多源发电系统(Multi-Source Power System, MSPS), 提出了一种基于鲁棒随机优化理论的 MSPS 两阶段随机优化调度方法。首先, 介绍了 MSPS 基本结构, 并建立了 MSPS 出力模型。然后, 提出了基于区间法及概率距离的场景生成及削减框架以处理风光出力的随机性, 在此基础上建立了 MSPS 两阶段优化调度模型。同时, 采用鲁棒随机优化理论将含有随机变量的约束条件转化为可以反映系统管理者承担系统风险态度的约束条件, 建立了含双鲁棒系数的 MSPS 随机优化调度模型。通过仿真验证该模型可以降低系统的缺电风险, 并能够为风险态度不同的系统管理者提供优化调度决策依据。

关键词: 随机性; 光热电站; 多源发电系统; 两阶段随机优化调度; 场景模拟

A two-stage stochastic scheduling optimization for multi-source power system considering randomness and concentrating solar power plant participation

YUN Yunyun¹, DONG Haiying^{1,2}, CHEN Zhao³, HUANG Rong³, DING Kun³

(1. School of Automation and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China;
2. School of New Energy and Power Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China;
3. Electric Power Research Institute of State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730070, China)

Abstract: In allusion to the problem of integrated scheduling optimization in a variety of new energy power generation, the paper integrates the wind power, photovoltaic power, concentrating solar power and thermal power generation as the Multi-Source Power System (MSPS), and a two-stage stochastic scheduling optimization method based on robust stochastic optimization theory is proposed. First, this paper introduces the basic structure of MSPS and establishes the output power models of MSPS. Then, the scenario generation and reduction frame based on the interval method and the probability distance is proposed for dealing with the randomness of new energy output power. On this basis, a two-stage stochastic scheduling optimization model for MSPS is established. Simultaneously, this paper transforms the constraints containing random variables into the constraints reflecting the decision maker's attitude of bearing systematic risks based on robust stochastic optimization theory, and then establishes MSPS stochastic scheduling optimization model including two robust coefficients. The simulation proves that the model can reduce the risk of power shortage and provide scheduling optimization decision-making foundation for different-risk-attitude system manager.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. SGGSKY00FJJS 1800140) and National Natural Science Foundation of China (No. 61663019).

Key words: randomness; concentrating solar power plant; multi-source power system; two-stage stochastic scheduling optimization; scenario simulation

0 引言

由于全球环境问题变得非常严重, 可再生能源

已经成为新的主流发展方向, 特别是风力发电与太阳能发电, 在能源结构中发挥着越来越重要的作用。然而, 分布式能源出力的间歇性、随机性等特征提升了其调度难度^[1], 且新能源发电的预测输出功率与实际输出功率之间存在误差, 使得系统存在缺电风险, 降低了系统的可靠性与经济效益^[2-3]。

基金项目: 国家电网公司科技项目资助(SGGSKY00FJJS1800140); 国家自然科学基金项目资助(61663019)

目前, 国内外针对含新能源发电的多源发电系统优化调度进行了大量研究。文献[4-5]均以风力发电、光伏发电以及抽水蓄能电站组成联合发电系统, 并建立了联合发电系统优化调度模型。文献[6-7]均以场景模拟方法描述、分析风电出力的随机性, 并建立了光热-风电联合系统调度模型, 仿真表明联合系统可以有效降低风力发电的随机性对系统的影响。文献[8-9]将需求响应引入风电-光伏发电-储能联合发电系统中, 结果表明引入需求响应可以优化负荷曲线峰谷差, 提高新能源的消纳能力。文献[10]将鲁棒优化理论引入风/光伏/水电/热电联合发电系统中以处理新能源发电的不确定性, 并提出了一种复合差分进化算法对该联合发电系统模型进行求解, 仿真结果验证了该算法的适用性及模型的有效性。文献[11]提出将无法消纳的风电通过电加热器转化为热能储存于光热电站的储热系统中, 并建立包含日前调度阶段及滚动优化阶段的两阶段随机优化模型, 研究表明该方法可以有效提高系统灵活性。文献[12]将燃气轮机作为光热发电的后备电源, 并采用机理分析法建立了多目标调度模型, 结果表明光热-燃机系统可以有效降低煤炭资源的消耗量, 同时降低系统的运行成本。文献[13]考虑了风电的弃风因素, 以运行效益最大为优化目标, 基于模型预测控制原理, 提出了一种风电-燃机的协调优化运行方法。文献[14]对核电的可调度性进行研究, 并采用鲁棒优化方法处理风电、光伏发电的不确定性, 建立了含核电机组的多源短期优化调度模型, 结果验证了模型在保证核电稳定安全运行的同时实现了对新能源发电的足额消纳。

综上所述, 以上研究存在一些不足。第一, 前述研究大多集中于日前调度阶段, 由于风光出力具有随机性, 所以研究时前调度过程对于电力系统的稳定运行非常重要。第二, 上述部分文献大多采用鲁棒优化理论或随机优化理论处理新能源发电的随机性, 鲁棒优化方法求取的解集较为保守, 导致系统的运行经济效益较低, 而随机优化法求解的结果在实际运行中存在供电不足的风险, 结合两种理论优点的鲁棒随机优化方法可以较好地克服以上问题, 但很少有文献对鲁棒随机优化方法处理风光发电随机性问题的适用性进行分析。因此, 为了保证多源系统的收益并减小风光不确定性的影响, 挖掘光热电站与风电、光伏的联合运行能力以及光热电站的灵活调节潜能, 实现多种能源间的优势互补, 在现有研究基础上, 本文构建了包含风力发电、光伏发电、光热发电、火力发电的多源发电系统, 并将调度计划分为日前阶段与时前阶段, 引入鲁棒优

化理论, 建立了 MSPS 两阶段优化调度模型。在日前优化阶段, 以系统运行效益最大为优化目标, 依据场景模拟方法获取新能源日前预测出力, 以制订系统日前调度方案; 在时前优化阶段, 以系统运行成本最小为优化目标, 采用风光实时预测出力对日前调度方案进行修正, 优化光热发电与火电的出力计划。采用 YALMIP/CPLEX 求解器对该模型进行求解, 通过算例验证了两阶段优化调度模型的有效性及其鲁棒随机优化理论适用性。

1 MSPS 基本结构与出力模型

1.1 MSPS 基本结构

MSPS 由风力发电(Wind Power, WP)、光伏发电(Photovoltaic Power, PP)、光热发电(Concentrating Solar Power, CSP)以及火力发电(Thermal Power Generation, TPG)组成。MSPS 结构如图 1 所示。

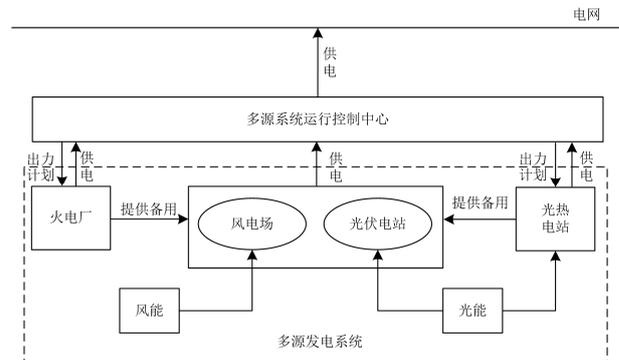


图 1 MSPS 基本结构

Fig. 1 Basic structure of MSPS

在该系统内, 为了降低新能源出力的随机性, 在日前调度阶段采用场景模拟方法获取新能源日前预测出力以确定日前调度计划。在时前调度中, 采用时前预测出力校正日前调度计划, 改变 CSP 及 TPG 的出力计划。

1.2 MSPS 出力模型

1.2.1 风力发电模型

风力发电的出力情况由实时风速决定, 一般用 Weibull 分布函数描述风速分布^[15], 通过式(1)可以获得期望值与方差。

$$f(v) = \frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{v}{\beta}\right)^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} \quad (1)$$

式中: v 为实时风速; α 为形状参数; β 为尺度参数。

风速 v 的概率为

$$p(v) = \int_{v_a}^{v_b} f(v) dv \quad (2)$$

如需计算风电出力, 计算公式如式(3)。

$$P_t^{\text{wind}} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v_t \leq v_{\text{in}}, v_t > v_{\text{out}} \\ \frac{v_t - v_{\text{in}}}{v_r - v_{\text{in}}} P_r^{\text{wind}} & v_{\text{in}} \leq v_t \leq v_r \\ P_r^{\text{wind}} & v_r \leq v_t \leq v_{\text{out}} \end{cases} \quad (3)$$

式中： v_t 为 t 时刻的实际风速； v_{in} 、 v_r 、 v_{out} 分别为 WP 的切入、额定与切出风速； P_r^{wind} 为 WP 的额定输出功率。

1.2.2 光伏发电模型

光伏发电的出力与太阳的辐射强度有密切关系，通常采用 Beta 分布函数描述辐射强度^[16]，如式(4)。

$$f(r) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha_p + \beta_p) r^{\alpha_p - 1} (1-r)^{\beta_p - 1}}{\Gamma(\alpha_p) + \Gamma(\beta_p)} & 0 \leq r \leq 1 \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (4)$$

式中： r 为辐射强度； α_p 、 β_p 为 Beta 的形状分布参数，其求解过程详见文献[17]。

辐射强度为 r 时的概率为

$$p(r) = \int_{r_c}^{r_d} f(r) dr \quad (5)$$

通过光电转换计算式，可知 PP 的实时功率为

$$P_t^{\text{solar}} = S_{\text{pp}} \eta_{\text{pp}} r_t \quad (6)$$

式中： η_{pp} 为光电转换效率； S_{pp} 为光伏阵列的面积； r_t 为 t 时刻的辐射强度。

1.2.3 光热电站模型

光热电站利用直射太阳光辐射方式产生热量，其包含三部分：光场、发电机及储热系统^[18]；CSP 输入功率可以由光场通过直射太阳光辐射方式 (DNI) 转化的热功率来表示。发电机输出功率模型为

$$P_{t,\text{CSP}} = \eta_{\text{rd}} P_t^{\text{CSP}} \quad (7)$$

式中： η_{rd} 为 CSP 发电机热电转换效率系数； P_t^{CSP} 表示 t 时刻 CSP 的汽轮发电机输入热功率。储热模型为

$$E_t = (1 - \rho) E_{t-1} + \eta_{\text{cr}} P_t^{\text{CR}} \Delta t - \frac{P_t^{\text{FR}}}{\eta_{\text{fr}}} \Delta t \quad (8)$$

式中： E_t 为 t 时刻储热系统的储热量； ρ 为耗散系数； P_t^{CR} 、 P_t^{FR} 为储热系统在 t 时刻的储热功率与放热功率； η_{cr} 、 η_{fr} 为储热系统的储热、放热效率。

由于 CSP 电站通常会配有较大容量的储热系统，所以瞬时的光照条件变化不会直接影响光热电站的出力。同时，次日光照辐射变化可以非常准确地进行预测^[6]，光照的不确定性对 CSP 的出力影响非常有限，使得储热系统在进行蓄热进程时不会受到较大天气变化的干扰。因此，本文忽略光照变化对 CSP 出力的影响。

2 确定性场景生成与削减

由于新能源发电受到自然因素的影响，其出力具有不确定性，而系统调度属于预调度，必须在获取 WP、PP 出力之前做出系统调度方案，因此结合日前预测数据，通过场景模拟方法来描述风光的不确定性。

利用区间法模拟风光出力场景，将风光出力分为几个区间，并以每个区间内某一点的值作为输出功率的数学期望；当区间足够时，可以将模拟出力作为实际出力。假设风光出力无关联性，则每个场景包含两种状态(即风、光出力)；由于在整个调度时段风光输出函数的结果不同，采用场景树的方法将出力分为三个状态，即高中低，可以求得不同状态下的风光出力。基于区间法和场景树的模拟方法步骤可见文献[19]。

由于生成的场景数量庞大，使得求解调度模型的过程较为繁琐。因此，考虑到求解精度以及计算复杂度的影响，在概率距离的基础上，采用快速前代消除法对场景集合 S 进行削减^[20]，基本步骤如下：

- 1) 求解集合中参考场景 s_0 与其余对比场景 s 的几何距离；
- 2) 选取对比场景中概率距离值和最小的场景 s' ；
- 3) 以参考场景 s_0 取代场景 s' ，并将场景 s' 的出现概率与参考场景 s_0 的出现概率之和作为场景 s_0 的发生概率，形成新的场景集合 S' 。
- 4) 判断新的场景集合 S' 是否满足要求；若满足，则设置最终的模拟场景，结束任务；若不满足，重复前三步。

3 MSPS 两阶段优化调度模型

调度计划分为日前调度阶段与时前调度阶段。在日前调度阶段，应用基于区间法及概率距离的场景生成及削减方法获得风光日前出力，制订 MSPS 日前阶段调度计划。在时前调度阶段，由于 TPG 与 CSP 的运行状态已经由日前阶段求解得到，时前阶段仅通过风光实时预测出力修正 TPG 与 CSP 的日前出力计划即可实现 MSPS 的稳定可靠运行，即时前阶段将遵照日前调度计划对各电源进行管理。

3.1 日前调度模型

对新能源出力进行模拟，获取多场景下风光的出力模拟结果，以运行效益最大为目标，目标函数为

$$\max F_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \lambda_s (\pi_t^{\text{CSP}} + \pi_t^{\text{WP}} + \pi_t^{\text{PP}} + \pi_t^{\text{TPG}} + \pi_t^{\text{HJ}}) \quad (9)$$

式中: λ_s 表示场景 s 的权重系数; π_t^{CSP} 、 π_t^{WP} 、 π_t^{PP} 、 π_t^{TPG} 分别为场景 s 下 CSP、WP、PP、TPG 的运行收益; π_t^{HJ} 为 WP、PP 与 CSP 的并网环境效益。其中:

$$\pi_t^{\text{WP}} = P_t^{\text{WP}} S_{\text{WP}} \quad (10)$$

$$\pi_t^{\text{PP}} = S_{\text{PP}} P_t^{\text{PP}} \quad (11)$$

$$\pi_t^{\text{CSP}} = S_{\text{CSP}} P_{t,\text{CSP}} - C_{t,\text{CSP}}^{\text{yw}} \quad (12)$$

$$C_{t,\text{CSP}}^{\text{yw}} = a_{\text{CSP}}^{\text{yw}} P_{t,\text{CSP}} \quad (13)$$

$$\pi_t^{\text{TPG}} = S_{\text{TPG}} P_t^{\text{TPG}} \quad (14)$$

$$\pi_t^{\text{HJ}} = k_{\text{WP}} P_t^{\text{WP}} + k_{\text{PP}} P_t^{\text{PP}} + k_{\text{CSP}} P_{t,\text{CSP}} \quad (15)$$

式中: P_t^{WP} 表示 t 时段内 WP 的上网电量; S_{WP} 表示 WP 上网电价; S_{PP} 表示 PP 上网电价; P_t^{PP} 表示 t 时段内 PP 的上网电量; π_t^{CSP} 表示 t 时段内 CSP 的发电效益; S_{CSP} 表示 CSP 上网电价; $C_{t,\text{CSP}}^{\text{yw}}$ 表示 CSP 在时段 t 内的运维成本; $a_{\text{CSP}}^{\text{yw}}$ 表示 CSP 发电的单位电量运维成本; S_{TPG} 表示 TPG 上网电价; P_t^{TPG} 表示 t 时段内 TPG 的输出功率; k_{WP} 、 k_{PP} 和 k_{CSP} 分别为 WP、PP 与 CSP 的环境效益系数。

约束条件为

1) 功率平衡约束

$$P_t^{\text{WP}}(1-\varphi_w) + P_t^{\text{PP}}(1-\varphi_p) + P_{t,\text{CSP}}(1-\varphi_c) + P_t^{\text{TPG}} = P_{t,\text{L}} \quad (16)$$

式中: φ_w 、 φ_p 与 φ_c 分别 WP、PP 与 CSP 的出力损失率; $P_{t,\text{L}}$ 为 t 时段的负荷需求。

2) 系统备用约束

$$\begin{aligned} (P_{t,\text{max}} - P_{t,\text{CSP}}) + P_t^{\text{WP}} + P_t^{\text{PP}} + (P_{t,\text{TPG}}^{\text{max}} - P_t^{\text{TPG}}) &\geq \\ n_1 P_{t,\text{L}} + n_2 P_t^{\text{WP}} + n_3 P_t^{\text{PP}} & \\ (P_{t,\text{CSP}} - P_{t,\text{min}}) + P_t^{\text{WP}} + P_t^{\text{PP}} + (P_t^{\text{TPG}} - P_{t,\text{TPG}}^{\text{min}}) &\geq \\ n_4 P_t^{\text{WP}} + n_5 P_t^{\text{PP}} & \end{aligned} \quad (17)$$

式中: $P_{t,\text{max}}$ 、 $P_{t,\text{min}}$ 分别为在 t 时刻 CSP 最大、最小出力; n_1 、 n_2 、 n_3 为负荷、WP 和 PP 的上旋转备用系数; $P_{t,\text{TPG}}^{\text{max}}$ 、 $P_{t,\text{TPG}}^{\text{min}}$ 分别为在 t 时刻 TPG 最大、最小出力; n_4 、 n_5 为 WP 和 PP 的下旋转备用系数。

3) WP 与 PP 出力约束

$$\begin{aligned} 0 \leq P_t^{\text{WP}} \leq P_t^{\text{wind}} \\ 0 \leq P_t^{\text{PP}} \leq P_t^{\text{solar}} \end{aligned} \quad (18)$$

4) CSP 约束

光热电站的约束条件包括机组出力约束、储能运行约束及爬坡约束, 具体见文献[7]。

5) TPG 约束

火电机组的约束条件包括出力上下限约束、爬坡速率约束及启停约束, 具体见文献[21]。

结合式(16)至式(18)及其他相关约束即可得到日前阶段调度模型的全部约束条件。

3.2 时前调度模型

在时前调度阶段中, WP 与 PP 时前预测功率被用来修正日前调度计划, 包含修正 TPG 以及 CSP 日前出力计划, 以系统运行成本最小为优化目标。

$$\min F_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \lambda_s (C_{t,\text{CSP}}^{\text{yw}} + C_{t,\text{TPG}}) \quad (19)$$

$$C_{t,\text{TPG}} = a_{\text{T}} (P_t^{\text{TPG}})^2 + b_{\text{T}} P_t^{\text{TPG}} + c_{\text{T}} \quad (20)$$

式中: $C_{t,\text{TPG}}$ 为 t 时刻 TPG 的燃料费用; a_{T} 、 b_{T} 、 c_{T} 为 TPG 的燃料成本系数。

当对日前调度计划进行修正时, 功率平衡约束修正为

$$P_t^{\text{WP}^*} (1-\varphi_w) + P_t^{\text{PP}^*} (1-\varphi_p) + P_{t,\text{CSP}}^* (1-\varphi_c) + P_t^{\text{TPG}^*} = P_{t,\text{L}} \quad (21)$$

式中: $P_t^{\text{WP}^*}$ 、 $P_t^{\text{PP}^*}$ 分别表示 WP、PP 在 t 时刻的上网电量; $P_t^{\text{TPG}^*}$ 、 $P_{t,\text{CSP}}^*$ 分别表示 t 时刻 TPG、CSP 的修正出力。

此外还需考虑输电安全约束

$$P_{d,\text{min}} \leq P_{dt} \leq P_{d,\text{max}} \quad (22)$$

式中: $P_{d,\text{min}}$ 、 $P_{d,\text{max}}$ 分别为输电断面 d 的最小、最大传输容量; P_{dt} 为时段 t 内输电断面 d 的传输容量。

4 鲁棒随机优化模型

由于 TPG 与 CSP 出力计划已知, 要实现 MSPS 的优化调度需深度分析 WP 与 PP 的随机性对 MSPS 计划的影响, 第 3 节模型不考虑预测误差, 直接将预测结果作为模型输入参数, 如果预测误差较大, 则会对 MSPS 稳定运行产生影响。

鲁棒优化方法的解集较为保守, 随机优化法的结果可靠性不足。此外, 风险价值作为常用的风险度量方法, 虽能够较传统方法更准确地反映风险状况, 但概率分布不能反映经济主体对于其所面临风险的意愿或态度, 无法较为准确地描述经济主体面临的危险程度, 且其无法对极端情况下的运行风险进行衡量。因此, 引入鲁棒随机优化理论。风险鲁棒随机理论不仅可以通过随机性约束的约束强度表征风力发电以及光伏发电的随机性特征, 而且可以通过引入可调节鲁棒系数弱化新能源发电极端情况(即最保守的调度计划), 可以通过鲁棒系数控制系统调度受到 WP 和 PV 发电的随机性的影响, 进而求取不同风险程度下调度方案, 可以改善调度方案的保守性, 同时保证了方案的可靠性。详细内容如下所述。

假设 WP 和 PP 的误差系数绝对值为 e_t^{WP} 、 e_t^{PP} ，那么可知 WP 的波动区间是 $[(1-e_t^{WP})P_t^{WP}, (1+e_t^{WP})P_t^{WP}]$ ，PP 的波动区间是 $[(1-e_t^{PP})P_t^{PP}, (1+e_t^{PP})P_t^{PP}]$ 。为使得优化模型存在可行解，对式(16)进行修正：

$$P_t^{WP}(1-\varphi_w) + P_t^{PP}(1-\varphi_p) + P_{t,CSP}(1-\varphi_c) + P_t^{TPG} \geq P_{t,L} \quad (23)$$

设 P_t^{NL} 表示系统的净负荷需求：

$$P_t^{NL} = P_{t,CSP}(1-\varphi_c) + P_t^{TPG} - P_{t,L} \quad (24)$$

根据上式，式(23)可修正为

$$P_t^{NL} \geq -[P_t^{WP}(1-\varphi_w) \pm e_t^{WP}P_t^{WP}] - [P_t^{PP}(1-\varphi_p) \pm e_t^{PP}P_t^{PP}] \quad (25)$$

由上式可知随机性的影响会随着随机性约束的约束强度而变化；为使 WP、PP 出力等于预测边界时，上述约束仍满足，引入辅助变量 ω_t^{WP} 、 ω_t^{PP} 增加上式约束能力，假设 $\omega_t^{WP} \geq |P_t^{WP}(1-\varphi_w) \pm e_t^{WP}P_t^{WP}|$ 、 $\omega_t^{PP} \geq |P_t^{PP}(1-\varphi_p) \pm e_t^{PP}P_t^{PP}|$ 时，可得：

$$-P_t^{WP} + e_t^{WP}|P_t^{WP}| - P_t^{PP} + e_t^{PP}|P_t^{PP}| \geq -(P_t^{WP} + e_t^{WP}P_t^{WP}) - (P_t^{PP} + e_t^{PP}P_t^{PP}) \quad (26)$$

$$-P_t^{WP} + e_t^{WP}|P_t^{WP}| - P_t^{PP} + e_t^{PP}|P_t^{PP}| \leq -P_t^{WP} + e_t^{WP}\omega_t^{WP} - P_t^{PP} + e_t^{PP}\omega_t^{PP} \leq P_t^{NL} \quad (27)$$

依据式(26)与式(27)可代替式(16)获得最保守的调度计划。然而，新能源出力达到极端情况的概率较低，因此需对其进行弱化，使其可以实现可调节性。据此引入鲁棒系数 Γ_{WP} 、 Γ_{PP} ，且 Γ 的取值为 $[0,1]$ ，以上两式可改写为

$$-(P_t^{WP} + e_t^{WP}P_t^{WP}) - (P_t^{PP} + e_t^{PP}P_t^{PP}) \leq -P_t^{WP} + \Gamma_{WP}e_t^{WP}|P_t^{WP}| - P_t^{PP} + \Gamma_{PP}e_t^{PP}|P_t^{PP}| - P_t^{NL} \quad (28)$$

$$P_t^{WP} + \Gamma_{WP}e_t^{WP}|P_t^{WP}| - P_t^{PP} + \Gamma_{PP}e_t^{PP}|P_t^{PP}| \leq -P_t^{WP} + e_t^{WP}\omega_t^{WP} - P_t^{PP} + e_t^{PP}\omega_t^{PP} \leq P_t^{NL} \quad (29)$$

依据式(28)与式(29)，结合式(16)至式(18)及其他约束可建立具有自由调节鲁棒系数的随机优化模型，此模型可在不同的鲁棒系数下为系统管理者提供最优调度计划。

5 算例分析

5.1 算例参数

算例采用甘肃某局域电网进行分析，该电网配置 100 MW 风电场，75 MW 光伏电站。CSP 电站参数：光-热转换效率为 40%，镜场面积为 1.4 m^2 ，发电机组最大出力为 100 MW，最小出力为 5 MW，

储热系统容量为 $1000 \text{ MW}\cdot\text{h}$ ， T_{MFY} 取值为 15 h，发电成本为 $850 \text{ 元}/\text{MW}\cdot\text{h}$ ，其他参数见文献[6]；TPG 机组参数：最大出力为 150MW，最小出力为 30 MW， a_T 、 b_T 、 c_T 分别为 $0.2625 \text{ 元}/\text{MW}^2$ 、 $140 \text{ 元}/\text{MW}$ 、 $2607.5 \text{ 元}/\text{MW}$ ，机组爬坡速率为 $40 \text{ MW}/\text{h}$ ；WP 参数： v_{in} 取值为 3 m/s， v_{out} 取值为 25 m/s， v_t 取值为 14 m/s， $\alpha = 2$ ， $\beta = 2\bar{v}/\sqrt{\pi}$ ；拟合辐射强度 $\alpha_p = 0.43$ 、 $\beta_p = 8.62$ ；风光模拟误差取值为 0.08、0.03。

结合风速及光照分布函数，通过基于区间法及概率距离的场景生成及削减方法，得到 10 组典型模拟场景，选取波动性最大的场景与发生概率最大的场景分别作为风光日前预测出力与时前预测出力^[9]；负荷预测值以及风光功率预测值分别如图 2、图 3 所示。

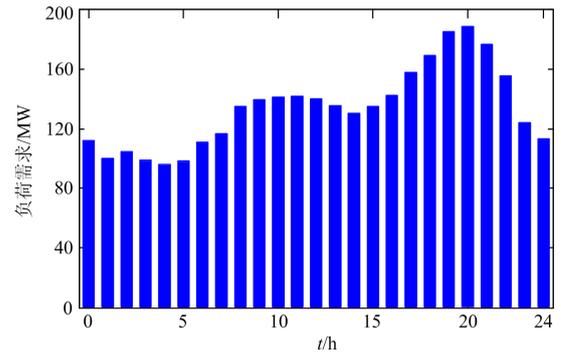


图 2 负荷预测值

Fig. 2 Predicted value of load

假设 CSP、PP、WP 与 TPG 的上网电价分别取 $1150 \text{ 元}/\text{MW}\cdot\text{h}$ 、 $800 \text{ 元}/\text{MW}\cdot\text{h}$ 、 $600 \text{ 元}/\text{MW}\cdot\text{h}$ 与 $580 \text{ 元}/\text{MW}\cdot\text{h}$ 。

5.2 结果分析

5.2.1 两阶段优化调度模型的有效性分析

为了验证本文提出的多源发电系统两阶段优化调度模型的有效性，分别对日前优化调度模型及日前-时前两阶段优化模型进行求解，得到的日前优化调度结果与时前优化调度结果分别如图 4、图 5。

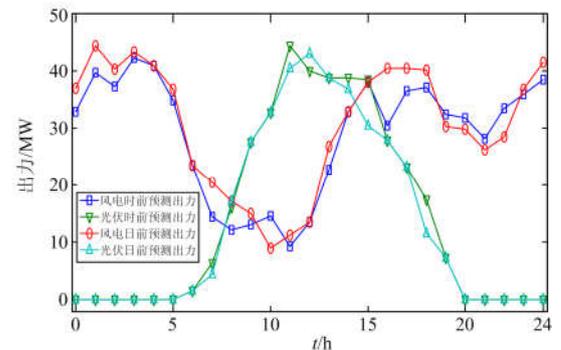


图 3 风光功率预测值

Fig. 3 Predicted value of wind power and photovoltaic power

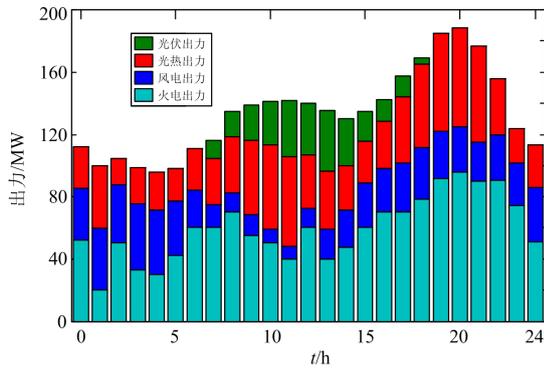


图4 日前优化调度结果

Fig. 4 Day-ahead optimization scheduling result

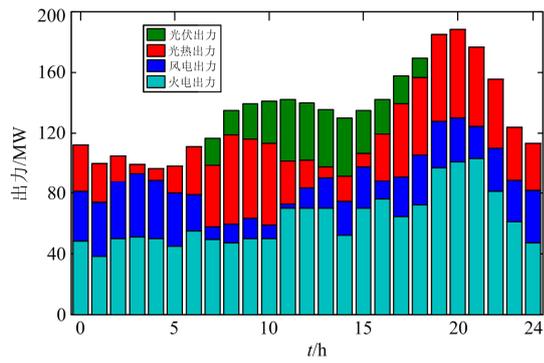


图5 时前优化调度结果

Fig. 5 Hour-layer optimization scheduling result

依据图4与图5对比可知, 日前调度阶段风光并网功率分别是 668.14 MW·h 与 275.25 MW·h; 时前调度阶段风光并网功率分别为 616.17 MW·h、310.60 MW·h。由此可知若依据日前风光预测数据安排调度计划, 整个系统可能出现缺电风险, 降低了系统的供电可靠性, 需要通过优化 CSP 及 TPG 的出力计划避免负荷侧出现缺电现象, 该发电系统在日前、时前调度的运行收益分别是 300.09 万元、291.33 万元。两阶段风光并网功率如图 6。

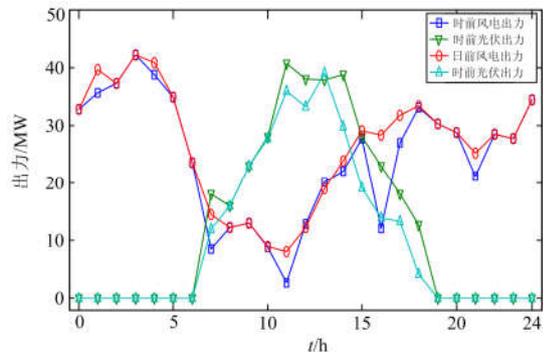


图6 两阶段风光并网功率

Fig. 6 Two-stage grid-connected power of wind power and photovoltaic power

基于以上分析, 该模型可通过时前调度阶段对日前调度计划进行修正, 降低了系统出现“供电不足”的风险, 所以本文提出的多源发电系统两阶段优化调度模型适用性较好。

5.2.2 鲁棒随机优化理论的适用性分析

为了验证鲁棒随机优化理论应对新能源出力随机性的适用性, 本文对以下三种情形进行讨论: 鲁棒系数分别均取 0、0.5、0.9 三种情形。当鲁棒系数均取 0 时(即常规优化模型)优化结果见 5.2.1 中图 5。表 1 为鲁棒系数不同时 MSPS 的优化调度结果。

表 1 鲁棒系数不同时 MSPS 优化调度结果

Table 1 MSPS optimization scheduling results with different robust coefficients

鲁棒系数	风光出力/MW·h		风光消纳率/%		效益/万元	成本/万元
	WP	PP	WP	PP		
0	616.17	310.60	84.91	94.12	291.33	158.71
0.5	562.49	279.64	77.51	84.74	284.87	166.67
0.9	519.76	255.72	71.63	77.49	275.13	176.34

由表 1 可知, 鲁棒系数的引入降低了新能源随机性对系统的影响。当 Γ_{WP} 与 Γ_{PP} 取 0.5 时, WP 与 PP 出力分别减小了 53.68 MW·h 与 30.96 MW·h, 风光并网率分别下降了 7.4%与 9.38%; 当 Γ_{WP} 与 Γ_{PP} 取 0.9 时, WP 与 PP 出力分别减小了 96.41 MW·h 与 54.88 MW·h, 风光并网率分别下降了 13.28%与 16.63%。以上数据表明当 Γ_{WP} 、 Γ_{PP} 取值变大时, WP 与 PP 出力相应减小, 系统运行成本随之上升, 运行效益也随之减少; 即系统管理者为了降低了 WP、PP 的不确定性对系统的影响, 更偏向于调动 CSP 与 TPG 向负荷供电。

由图 5 可知, 若鲁棒系数 Γ_{WP} 、 Γ_{PP} 取值为 0 时, 系统管理者对系统安全性要求最低, WP、PP 的并网电量及消纳率都为最大值, 由于此时系统内的备用需求最大, 所以系统中 CSP 代替一部分火电的职责, 并通过调节出力为 WP、PP 提供并网空间, 其出力达到最大值为 935.46 MW·h; 而 TPG 供电的同时为 WP、PP 提供了主要的旋转备用容量, 其出力达到最小值为 1481.57 MW·h, 此时系统的运行效益与运行成本分别为 291.33 万元(最大值)与 158.71 万元(最小值)。图 7 为鲁棒系数取 0.5 时 MSPS 的优化结果。

由图 7 可知, 当鲁棒系数 Γ_{WP} 、 Γ_{PP} 取值为 0.5 时, 由于系统管理者的安全风险意识有所提高, 使得 WP 与 PP 的并网量及消纳率都有所下降, 系统的运行风险降低, WP 及 PP 的备用容量有所减小, 此时, TPG 机组主要起到供电的作用, 其为 WP、PP

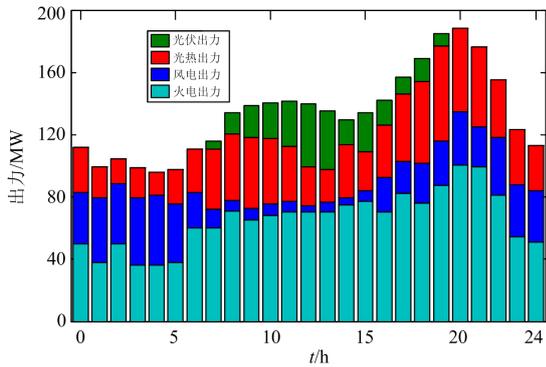


图 7 $\Gamma_{WP} = \Gamma_{PP} = 0.5$ 时 MSPS 优化结果

Fig. 7 MSPS optimization scheduling result with

$$\Gamma_{WP} = \Gamma_{PP} = 0.5$$

提供的旋转备用资源减少，其出力值为 1 636 MW·h；而 CSP 在供电的同时增加了 WP、PP 的备用容量，其出力为 865.67 MW·h。此时，CSP 的出力值有所降低，而 TPG 的出力值有所增加，使得系统的运行效益与运行成本分别变为 284.87 万元、166.67 万元，系统的收益有所下降，表明系统管理者牺牲了部分经济效益提高了系统的供电可靠性。图 8 为鲁棒系数取 0.9 时 MSPS 的优化结果。

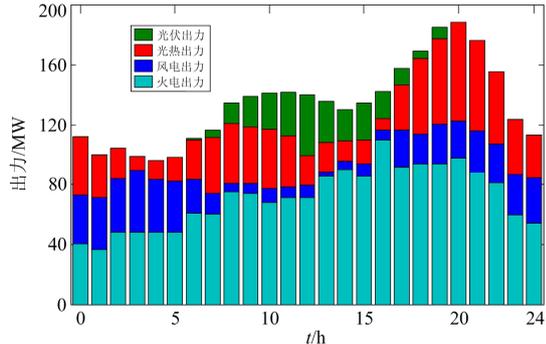


图 8 $\Gamma_{WP} = \Gamma_{PP} = 0.9$ 时 MSPS 优化结果

Fig. 8 MSPS optimization scheduling result with

$$\Gamma_{WP} = \Gamma_{PP} = 0.9$$

由图 8 可知：当鲁棒系数 Γ_{WP} 、 Γ_{PP} 取值为 0.9 时，系统管理者的风险态度进一步增强，WP 与 PP 的并网量及消纳率继续降低，TPG 的供电可靠性较高，其出力值继续增加至 1 778.2 MW·h，而为 WP、PP 提供的备用容量降至最小；CSP 供电的同时为 WP、PP 提供的备用容量继续增加，其出力降至最低值 790.12 MW·h，此时系统的运行效益与运行成本分别为 275.13 万元、176.34 万元，表明系统管理者偏向于保证系统的可靠性运行，避免承担风光随机性带来的较大风险。

由图 5、图 7 与图 8 可知，随着鲁棒系数的增

大，系统管理者的风险态度不断增加，导致 WP、PP 的并网量变小，TPG 的发电占比不断增大，CSP 的出力值不断减小，系统的供电可靠性随之提高，运行效益也随之下降。不同鲁棒系数下 WP、PP 的并网功率分别如图 9、图 10 所示。

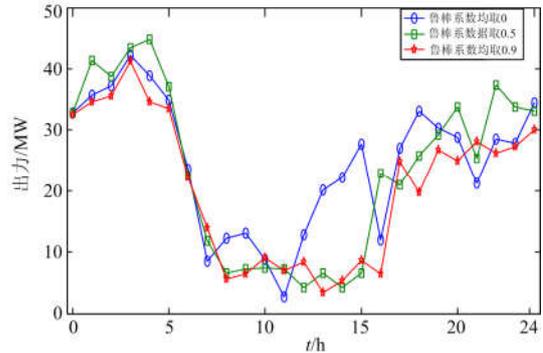


图 9 不同鲁棒系数下风电并网功率

Fig. 9 Grid-connected power of wind power under different robust coefficients

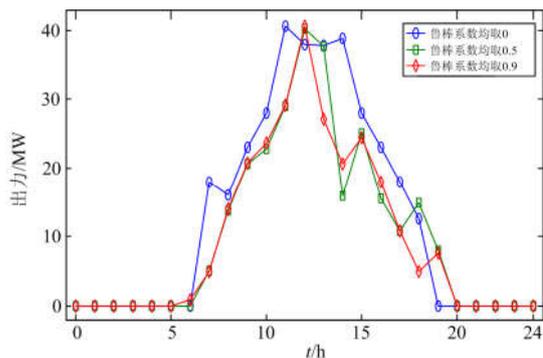


图 10 不同鲁棒系数下光伏发电并网功率

Fig. 10 Grid-connected power of photovoltaic power under different robust coefficients

基于以上分析，说明鲁棒随机优化理论能有效应对新能源出力随机性，并可以依据系统管理者的态度风险提供不同的决策方案。

5.2.3 敏感性分析

在风光的日前预测数据基础上，本文引入 Γ_{WP} 、 Γ_{PP} 对新能源出力的随机性进行描述，鲁棒系数的合理选取对制订系统最优调度计划有着至关重要的影响，所以本节将对不同鲁棒系数下系统运行收益进行讨论。不同鲁棒系数下系统的运行效益如图 11 所示。

由图 11 可知，当 Γ_{WP} 与 Γ_{PP} 的取值由 0.1 增加到 0.9 时，系统的运行效益逐渐减小。当鲁棒系数小于 0.5 时，系统管理者的风险态度较好，愿意承担 WP 与 PP 随机性带来的系统运行风险以获取较

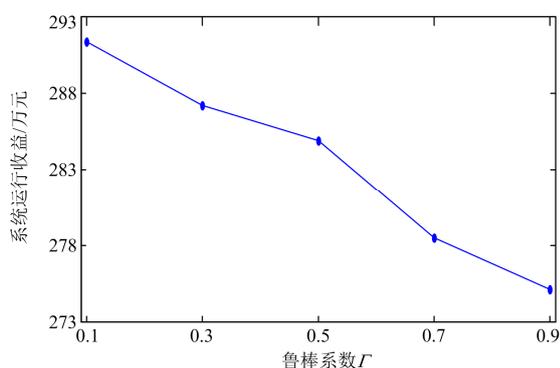


图 11 不同鲁棒系数下的 MSPS 运行效益

Fig. 11 Operating revenue of MSPS with different robust coefficients

高的运行效益；当鲁棒系数大于 0.5 时，系统管理者风险态度较差，不愿意承担 WP 与 PP 随机性带来的系统运行风险，使得运行效益明显下降。这说明随着鲁棒系数的变大，系统管理者为了降低新能源出力的随机性对系统的影响，更愿意调用 TPG 与 CSP 以满足负荷需求，提高系统的供电可靠性。但系统会损失部分运行收益，同时也提高了系统的运行成本。

综上所述，引入鲁棒系数可以使系统管理者控制系统的运行风险，为了追求更多的运行效益，系统管理者需要结合系统自身的风险承受能力适量放宽鲁棒系数的取值范围。

6 结论

本文将 WP、PP、CSP、TPG 组成 MSPS，引入鲁棒随机优化理论对风光出力的随机性进行描述，建立了 MPSP 两阶段随机优化调度模型。在日前调度阶段，以系统运行收益最大为优化目标，建立了基于 WP 和 PP 日前预测结果的优化调度模型；在时前调度阶段，以系统运行成本最小为优化目标，依据 WP 和 PP 的实时出力，建立日前调度计划修正模型。通过算例分析，可得到以下结论：

1) 将 WP、PP、CSP 和 TPG 组成多源发电系统，可以综合不同能源的发电特性，达到多种能源综合互补利用的目标；MSPS 可以在保证系统安全运行的前提下，获得较高的运行收益，并承担更低的运行风险。

2) 两阶段优化调度模型有助于系统管理者制订调度计划，并依据 WP 和 PP 实时出力修正日前调度计划，通过调节 CSP 及 TPG 的出力计划降低了 MSPS 出现供电不足的风险。

3) 鲁棒随机优化理论能有效应对新能源出力

随机性，为不同风险偏好的系统管理者提供优化调度决策依据。系统管理者需要结合系统自身的风险承受能力适量放宽鲁棒系数的取值范围，在保证系统的供电可靠性的同时获取较高的经济收益，对于解决新能源富集地区打捆外送问题具有一定的借鉴作用。

参考文献

- [1] 黄国栋, 许丹, 丁强, 等. 考虑热电和大规模风电的电网调度研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 162-170.
HUANG Guodong, XU Dan, DING Qiang, et al. Review of grid dispatching considering thermal power and large-scale wind power integration[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 162-170.
- [2] 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.
- [3] 王志军, 刘明波. 采用分布式单纯形法的微电网分散式动态经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 1-8.
WANG Zhijun, LIU Mingbo. Decentralized dynamic economic dispatch of microgrids using distributed simplex method[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 1-8.
- [4] 李树林, 戴嘉彤, 董海鹰, 等. 考虑相关性的风光抽蓄互补发电系统优化运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(11): 92-102.
LI Shulin, DAI Jiatong, DONG Haiying, et al. Optimal operation of wind power-photovoltaic-pumped storage joint power generation system considering correlations[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2019, 31(11): 92-102.
- [5] 曹宇, 汪可友, 石文辉, 等. 风-光-海水抽蓄联合发电系统的调度策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(2): 16-23.
CAO Yu, WANG Keyou, SHI Wenhui, et al. Study on dispatching strategies of a wind-solar-seawater pumped storage hybrid power system[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(2): 16-23.
- [6] CHEN Runze, SUN Hongbin, GUO Qinglai, et al. Reducing generation uncertainty by integrating CSP with wind power: an adaptive robust optimization-based analysis[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 583-594.
- [7] 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 combined system of CSP plants and wind power with large-scale thermal energy storage contained[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 17-23.
- [8] JU L, TAN Z, YUAN J, et al. A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind-photovoltaic-energy storage system considering the uncertainty and demand response[J]. Applied Energy, 2016, 171: 184-199.
- [9] TAN Z, WANG G, JU L, et al. Application of CVaR risk aversion approach in the dynamical scheduling optimization model for virtual power plant connected with wind-photovoltaic-energy storage system with uncertainties and demand response[J]. Energy, 2017, 124: 198-213.
- [10] PENG C, XIE P, PAN L, et al. Flexible robust optimization dispatch for hybrid wind/photovoltaic/hydro/thermal power system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 751-762.
- [11] XU Ti, ZHANG Ning. Coordinated operation of concentrated solar power and wind resources for the provision of energy and reserve services[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 32(2): 1260-1271.
- [12] 罗毅, 李元晔. 光热-燃机复合发电系统优化调度模型的研究[J]. 太阳能学报, 2017, 38(10): 2762-2769.
- LUO Yi, LI Yuanchang. Research of optimal scheduling model of solar thermal-gas turbine hybrid generation system[J]. Acta Energetica Sinica, 2017, 38(10): 2762-2769.
- [13] 张建新, 李中豪, 张沛超. 基于 MPC 的风燃协调滚动调度运行策略[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(22): 18-23.
- ZHANG Jianxin, LI Zhonghao, ZHANG Peichao. A MPC-based rolling dispatch strategy of the wind-gas coordinated system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(22): 18-23.
- [14] 侯文庭, 韦化. 考虑核电可调度性的风-光-核-水-火多源协调短期优化调度[J]. 电工技术学报, 2018, 33(12): 2873-2882.
- HOU Wenting, WEI Hua. A multi-source coordinated short-term dispatch model considering the dispatchability of nuclear power plants[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(12): 2873-2882.
- [15] ZAKARIAZADEH A, HOMAEI O, JADID S, et al. A new approach for real time voltage control using demand response in an automated distribution system[J]. Applied Energy, 2014, 117: 157-166.
- [16] PEREZ R, LORENZ E, PELLAND S, et al. Comparison of numerical weather prediction solar irradiance forecasts in the US, Canada and Europe[J]. Solar Energy, 2013, 94(4): 305-326.
- [17] PRASAD A A, TAYLOR R A, KAY M. Assessment of direct normal irradiance and cloud connections using satellite data over Australia[J]. Applied Energy, 2015, 143: 301-311.
- [18] 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.
- [19] TAN Zhongfu, JU Liwei, LI Huanhuan, et al. A two-stage scheduling optimization model and solution algorithm for wind power and energy storage system considering uncertainty and demand response[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 63: 1057-1069.
- [20] 董文略, 王群, 杨莉. 含风光水的虚拟电厂与供电公司协调调度模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 75-81, 207.
- DONG Wenlue, WANG Qun, YANG Li. A coordinated dispatching model for a distribution utility and virtual power plants with wind/photovoltaic/hydro generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 75-81, 207.
- [21] WANG W, ZENG D, LIU J, NIU Y, et al. Feasibility analysis of changing turbine load in power plants using continuous condenser pressure adjustment[J]. Energy, 2014(64): 533-540.

收稿日期: 2019-04-08; 修回日期: 2019-06-11

作者简介:

俞韞韵(1994—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化运行; E-mail: yun19950117@163.com

董海鹰(1966—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统优化运行与智能控制, 新能源发电优化控制。E-mail: hydong@mail.lzjtu.cn

(编辑 葛艳娜)