

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201605

考虑动态激励型需求响应的微电网两阶段优化调度

魏震波, 张海涛, 魏平桢, 梁政, 马新如, 孙舟倍

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要: 针对微电网中风电、光伏出力 and 负荷大小的不确定性, 从日前和实时两个阶段出发, 建立了微电网两阶段优化调度模型。日前调度阶段建立以微电网总运行成本最优的经济调度模型。实时调度阶段在日前调度优化结果的基础上, 综合考虑实时优化调度各电源的出力调整顺序, 提出了一种动态激励型需求响应参与的实时滚动优化策略。该策略的激励价格和用户参与容量随时间尺度前进呈现出动态变化, 旨在利用价格引导用户提高需求响应的参与程度。通过算例表明, 动态激励型需求响应相较于静态激励型需求响应不仅可以提升对日前联络线计划的跟踪效果, 还能更好地消除微电网日前预测误差。该策略在显著提高用户收益的同时有效降低了系统运行成本, 为市场化的微电网优化运行提供了参考。

关键词: 微电网; 不确定性; 优化调度; 需求响应; 预测误差

Two-stage optimal dispatching for microgrid considering dynamic incentive-based demand response

WEI Zhenbo, ZHANG Haitao, WEI Ping'an, LIANG Zheng, MA Xinru, SUN Zhoubei

(School of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: There is uncertainty over the amount of wind power, photovoltaic output and load size in a microgrid. To tackle this, starting from the two stage of day-ahead and real-time, a two-stage optimal dispatching model of a microgrid is established. In the day-ahead dispatching stage, an economic dispatching model based on the optimal total operation cost of the microgrid is established. Based on the results of day ahead scheduling optimization, the real-time scheduling stage considers the output adjustment sequence of each power supply in real-time optimization scheduling, and proposes a real-time rolling optimization strategy with dynamic incentive demand response participation. The incentive price and user participation capacity of the strategy presents dynamic changes with a time scale moving forward, aiming to use price to guide users to increase their participation in demand response. A calculation example shows that dynamic incentive model demand response, compared with static incentive model demand response, can not only improve the tracking effect of the day-ahead tie line plan, but also better eliminate the day-ahead prediction error of the microgrid. It can significantly improve user income and effectively reduce the system operation cost. This provides a reference for the optimal operation of the market-oriented microgrid.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52077146).

Key words: microgrid; uncertainty; optimal scheduling; demand response; prediction error

0 引言

近年来, 由于传统化石能源的短缺和污染等问题日益严重, 以风电、光伏为代表的分布式发电资源得到了大规模应用^[1-3]。然而风、光等分布式电源的出力具有随机性和不确定性, 当其大规模并入电网后, 会给电力系统的运行带来巨大的挑战^[4-6]。微

电网作为一种集合了分布式电源、负荷、储能等控制装置的可控单元, 能够实现自身的管理与控制, 且通过准确地预测负荷大小和新能源出力, 并制定合理的调度计划, 可有效解决高渗透率分布式电源接入电网带来的弃风、弃光等问题^[7-9]。

然而, 由于现阶段预测技术的不足, 风、光等新能源的日前出力预测误差通常会达到 20%~30%^[10]。所以, 仅通过微电网的日前调度计划很难应对实时出现的“源-荷”不匹配的情况。考虑到新能源出力

预测误差具有随时间尺度前进而不断减小的特点，因此合理地增加预测次数对日前的调度计划及时修正，能够达到平抑新能源出力波动的目的^[11-13]。针对微电网的调度优化研究，文献[14-16]从微电网运行成本最小的角度出发建立了含多种分布式电源的微电网日前经济调度的混合整数线性规划模型，但上述研究仅针对日前时间范围，未考虑实时功率偏差带来的影响。文献[17]在分时电价的基础上构建了微电网日前日内两阶段优化调度模型，日内调度以 15 min 为时间间隔，根据峰、谷、平电价时段采取不同的控制策略实现对日前调度计划的修正，平衡日前预测误差；文献[18]在日前阶段建立了基于多场景分析技术的随机优化调度模型，日内调度通过 MPC 滚动优化策略消除实时功率偏差。文献[19]以微电网经济成本最小与污染排放气体最少为目标，建立了微电网日优化运行的数学模型。然而，以上研究在实时阶段未考虑调度计划的出力调整顺序，实时联络线功率对日前调度计划的跟踪效果不好，易对电网调度和生产计划造成负面影响。

值得注意的是，需求响应是指用户能够根据市场价格信号或者激励机制主动改变原电力消费行为，按照用户响应方式不同，可分为基于价格型需求响应(Price-Based Demand Response, PBDR)和基于激励型需求响应(Incentive-Based Demand Response, IBDR)^[20-22]。关于需求响应在微电网优化调度中的应用，文献[23]提出了一种考虑风电预测误差情况下 PBDR 参与日前、日内调度和 IBDR 参与实时调度的三阶段优化调度策略，减小了微电网的运行成本和弃风量；文献[24]基于模糊工具箱建立了一种激励价格动态变化的需求响应参与微电网两阶段优化调度的模型，提高了微电网和用户利益。但是，以上研究针对激励型需求响应参与微电网实时优化调度时，仅给予用户动态的激励价格补偿，并未考虑激励价格的变化给用户参与需求响应容量带来的影响。

鉴于此，本文综合考虑微电网多阶段优化调度技术与动态需求响应技术，提出一种动态激励型需求响应参与微电网两阶段调度滚动优化策略。日前调度建立了以微电网运行成本最优的经济调度模型；实时调度在综合考虑调度计划调整顺序的基础上，构建了一种动态 IBDR 参与微电网的实时调度模型。其中，需求响应的激励价格随实时功率偏差大小动态调整；同时类比 PBDR 需求弹性系数引入 IBDR 容量需求弹性系数建立了 IBDR 动态容量模型，通过容量需求弹性系数来描述 IBDR 激励价格的变化给用户 IBDR 容量带来的影响。该需求响应

模型的激励价格和用户参与容量随时间尺度前进呈现出动态变化的特点，意在利用价格激励用户以最大容量参与需求响应，最大程度地消除功率偏差，提升微电网和用户的经济效益。最后，通过仿真算例对本文所提模型的有效性和优越性进行了校验。

1 微电网基本结构

本文研究对象——微电网中配置有微型燃气轮机、燃料电池、柴油发电机、风力发电机和光伏发电等分布式电源装置。同时，还配置了一定容量的储能装置用来平衡新能源出力波动。此外，为保证功率的实时平衡，微电网与电网之间应能进行能量交互。微电网对外呈现的是一个能够实现自身能量管理和控制的可控单元，其结构如图 1 所示。

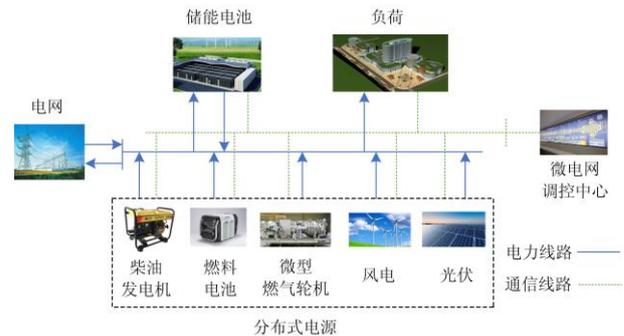


图 1 微电网结构图

Fig. 1 Microgrid structure diagram

2 两阶段调度基本框架

2.1 日前调度策略

日前调度计划以 1 h 为分辨率根据日前预测数据，以运行周期一天(24 h)内微电网的总运行成本最小为优化目标，计及微电网内各电源的运行约束条件。在日前阶段制定运行日当天(24 h)微电网各电源每小时的出力计划，为实时调度提供参考。

2.2 实时调度策略

实时调度计划根据实时预测数据以 15 min 为分辨率、1 h 为运行周期，每 1 h 进行一次滚动优化。实时调度是在日前调度的基础上以每个运行周期内的运行成本最小为目标对日前调度出力计划进行修正，得到每个运行周期内电源出力计划的修正值。

当微电网出现实时功率偏差时，负荷侧资源的调整不会对微电网内部和电网的调度计划带来影响，因此首先投入 IBDR 来平抑功率波动。此外，为减小因联络线功率大范围波动对电网调度和生产计划的影响，同时提高微电网的自治性能。当 IBDR 资源不足以平抑波动时，应保证在不改变微电网内部电源运行状态的基础上先调整微电网内部电源的

日前出力计划。当以上措施仍不能平抑功率波动时, 最后考虑改变日前联络线功率消除功率偏差。因此本文提出的实时调度计划的调整顺序为: 调用 IBDR>调整微电网内部机组出力和蓄电池充放电功率>改变日前联络线功率。

微电网两阶段优化调度整体框架如图 2 所示。

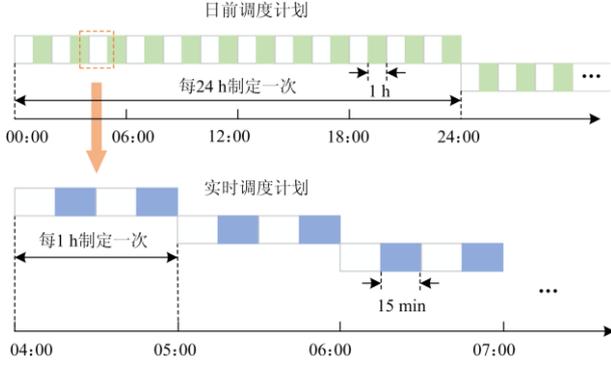


图 2 微电网两阶段优化调度模型

Fig. 2 Two-stage optimal dispatching model for microgrid

3 两阶段调度优化模型

3.1 日前调度优化模型

1) 日前调度优化目标函数

日前经济调度以运行周期(24 h)内微电网总运行成本最小为优化目标, 其目标函数为

$$\min C_1 = \min(C_{\text{units}} + C_{\text{bess}} + C_{\text{buy}}) \quad (1)$$

式中: C_{units} 代表微电网内部机组运行费用; C_{bess} 代表蓄电池的运行费用; C_{buy} 代表微电网向电网购电的费用, 不考虑微电网向电网售电的情况。机组运行费用 C_{units} 主要包括机组的燃料成本、维护成本、启动成本和污染物治理成本, 如式(2)所示。

$$C_{\text{units}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I [C_{\text{fuel}}(P_i(t))\Delta T + K_i^{\text{om}} P_i(t)\Delta T + S_i U_i^{\text{open}}(t) + \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^I (V_j W_{ij} P_i(t)\Delta T)] \quad (2)$$

式中: $P_i(t)$ 表示机组 i 在 t 时刻的功率大小; K_i^{om} 表示机组 i 单位功率的维护成本; $C_{\text{fuel}}(P_i(t))$ 是关于 $P_i(t)$ 的非线性函数, 表示机组 i 的在 t 时段的燃料成本; S_i 表示机组 i 的启动费用; $U_i^{\text{open}}(t)$ 表示机组 i 在 t 时刻启动状态, 为 0-1 变量, 1 表示机组处于启动状态, 0 表示机组未处于启动状态; V_j 表示第 j 个污染物单位排放量的治理费用; W_{ij} 表示机组 i 的 j 类污染物排放量。

蓄电池运行费用 C_{bess} 主要包括蓄电池的维护成本和寿命损耗成本, 如式(3)所示。

$$C_{\text{bess}} = \sum_{t=1}^T (K_{\text{bess}}^{\text{om}} + K_{\text{bess}}^{\text{de}})(P_{\text{dis}}(t) + P_{\text{ch}}(t))\Delta T \quad (3)$$

式中: $K_{\text{bess}}^{\text{om}}$ 和 $K_{\text{bess}}^{\text{de}}$ 分别表示蓄电池单位功率的维护成本和折旧成本; $P_{\text{dis}}(t)$ 和 $P_{\text{ch}}(t)$ 分别表示蓄电池在 t 时刻的放电功率和充电功率。

电网购电费用为

$$C_{\text{buy}} = P_{\text{buy}}(t)C_{\text{grid}}(t)\Delta T \quad (4)$$

式中: $P_{\text{buy}}(t)$ 为 t 时刻微电网向电网购电功率; $C_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时刻微电网向电网购电的单位电价。

2) 日前调度优化模型约束条件

功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_i(t) + P_w(t) + P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{dis}}(t) - P_{\text{ch}}(t) + P_{\text{buy}}(t) = P_L(t) \quad (5)$$

机组出力约束

$$U_i(t)P_i^{\text{min}} \leq P_i(t) \leq U_i(t)P_i^{\text{max}} \quad (6)$$

联络线功率约束

$$0 \leq P_{\text{buy}}(t) \leq P_{\text{buy}}^{\text{max}} \quad (7)$$

机组启停时间约束

$$U_i^{\text{open}}(t) + \sum_{t'=t+1}^{\min(T, t-1+t_i^{\text{on}})} U_i^{\text{close}}(t') \leq 1 \quad (8)$$

$$U_i^{\text{close}}(t) + \sum_{t'=t+1}^{\min(T, t-1+t_i^{\text{off}})} U_i^{\text{open}}(t') \leq 1 \quad (9)$$

机组爬坡约束

$$-P_i^{\text{down}} \leq P_i(t) - P_i(t-1) \leq P_i^{\text{up}} \quad (10)$$

蓄电池运行约束

$$E(t) = E(t-1) + P_{\text{ch}}(t)\Delta T\eta_{\text{ch}} - P_{\text{dis}}(t)\Delta T / \eta_{\text{dis}} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{\text{ch}}(t) < U_{\text{ch}}(t)P_{\text{ch}}^{\text{max}} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{\text{dis}}(t) < U_{\text{dis}}(t)P_{\text{dis}}^{\text{max}} \quad (13)$$

$$E_{\text{min}} \leq E(t) \leq E_{\text{max}} \quad (14)$$

$$U_{\text{ch}}(t) + U_{\text{dis}}(t) \leq 1 \quad (15)$$

$$E(0) = E(T) \quad (15)$$

式中: $P_w(t)$ 、 $P_{\text{pv}}(t)$ 和 $P_L(t)$ 分别表示 t 时刻风电、光伏出力和负荷大小; $U_i(t)$ 表示 t 时刻机组运行状态; P_i^{min} 和 P_i^{max} 表示机组 i 的最小和最大出力; $P_{\text{buy}}^{\text{max}}$ 表示微电网最大购电功率; t_i^{on} 和 t_i^{off} 分别表示机组 i 最小持续开机和关机时间; $U_i^{\text{open}}(t)$ 和 $U_i^{\text{close}}(t)$ 表示 t 时刻机组启动状态和关停状态; P_i^{down} 和 P_i^{up} 表示机组的最大下坡率和最大上坡率; $E(t)$ 表示蓄电池在 t 时刻的容量; E_{min} 和 E_{max} 表示蓄电池的最小和最大容量; $P_{\text{ch}}^{\text{max}}$ 和 $P_{\text{dis}}^{\text{max}}$ 表示蓄电池的充电功率

和放电功率的最大值； $U_{\text{ch}}(t)$ 和 $U_{\text{dis}}(t)$ 表示 t 时刻蓄电池的充电状态和放电状态。

3) 模型的线性化处理

机组的启停时间约束式(8)和式(9)为非线性约束，其线性化具体方法可参考文献[25]。微电网中机组的燃料成本和其出力之间呈现出非线性关系，需要对其进行线性化处理。柴油发电机的燃料费用和出力一般可以拟合为二次的凸函数。微型燃气轮机和燃料电池的燃料成本和机组出力关系呈现非凸特性，需要引入两组新的变量对其进行线性化处理。分别采用文献[26]中两种线性化方法对微电网不同类型机组的燃料成本进行线性逼近。

3.2 实时调度优化模型

1) 激励型需求响应建模

IBDR 由微电网和用户签订合同，上调容量和下调容量受调度中心的直接控制，可有效平抑实时功率偏差。考虑到 IBDR 实际调用情况与其响应速度有关，为了充分提高用户参与 IBDR 的积极性，更好地平抑微电网实时功率偏差。本文提出一种用户参与 IBDR 的新思路：对于响应速度较快的 IBDR，微电网根据实时功率偏差来调整 IBDR 的激励价格，并允许用户在每次滚动优化前 1 h 重新申报未来 1 h 运行周期的 IBDR 容量，达到 IBDR 的容量能够跟随功率偏差的趋势增加或减小的目的；而对于响应速度较慢的 IBDR，则按照日前申报的合同容量执行。

IBDR 的激励价格调整量与其实时功率偏差有关，首先定义净负荷增量的概念来描述功率偏差。

$$\Delta P_L(t) = P_L(t) - P_w(t) - P_{\text{pv}}(t) - P_L^*(t) + P_w^*(t) + P_{\text{pv}}^*(t) \quad (16)$$

式中： $P_L(t)$ 和 $P_L^*(t)$ 分别表示 t 时刻负荷实时和日前大小； $P_w(t)$ 和 $P_w^*(t)$ 分别表示 t 时刻风电实时和日前出力； $P_{\text{pv}}(t)$ 和 $P_{\text{pv}}^*(t)$ 分别表示 t 时刻光伏实时和日前出力。

$\Delta P_L(t) > 0$ 表示 t 时刻负荷大于电源出力，因此需要增加 IBDR 的下调激励价格，鼓励用户减小用电负荷；同理， $\Delta P_L(t) < 0$ 表示 t 时刻负荷小于电源出力，因此需要增加 IBDR 的上调激励价格，鼓励用户增大用电负荷；IBDR 的激励价格调整量采取阶梯式，如图 3 所示。

用户 i 参与 IBDR 得到的补偿费用为

$$W_i = \sum_{t=1}^T (P_i^{\text{down}}(t) C_i^{\text{down}}(t) + P_i^{\text{up}}(t) C_i^{\text{up}}(t)) \Delta T \quad (17)$$

式中： $P_i^{\text{down}}(t)$ 和 $P_i^{\text{up}}(t)$ 分别表示 t 时刻用户 i 被调度

的需求响应下调容量和上调容量； $C_i^{\text{down}}(t)$ 和 $C_i^{\text{up}}(t)$ 表示 t 时刻用户 i 下调激励价格和上调激励价格。

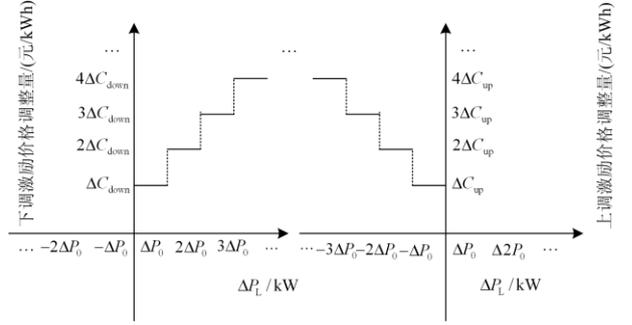


图 3 IBDR 激励价格调整量

Fig. 3 IBDR incentive price adjustment quantity

价格型需求响应通过调整电价来影响用户的用电量，通常采用价格需求弹性系数来描述电价变化率对用户负荷变化率的影响[27]。这里类比价格需求弹性系数引入 IBDR 容量需求弹性系数来描述 IBDR 激励价格改变后对用户 IBDR 申报容量的影响。

$$\varepsilon_{ii} = \frac{\Delta P_i}{P_i} \frac{C_i}{\Delta C_i} \quad (18)$$

$$\varepsilon_{ij} = \frac{\Delta P_i}{P_i} \frac{C_j}{\Delta C_j} \quad (19)$$

式中： ε_{ii} 和 ε_{ij} 分别为自弹性系数和交叉弹性系数，分别表示激励价格改变后用户对当前时刻和其他时刻 IBDR 申报容量的响应，这里自弹性系数 ε_{ii} 值应为正，交叉弹性系数 ε_{ij} 值应为负； ΔP_i 和 ΔC_i 分别表示 i 时刻 IBDR 容量 P_i 和激励价格 C_i 的改变量。

因此可以得到用户 IBDR 申报容量对激励价格的响应为

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{P_1} \\ \frac{\Delta P_2}{P_2} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_n}{P_n} \end{bmatrix} = \mathbf{E} \begin{bmatrix} \frac{\Delta C_1}{C_1} \\ \frac{\Delta C_2}{C_2} \\ \vdots \\ \frac{\Delta C_n}{C_n} \end{bmatrix} \quad (20)$$

式中， $\mathbf{E} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \cdots & \varepsilon_{1n} \\ \varepsilon_{21} & \varepsilon_{22} & \cdots & \varepsilon_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \varepsilon_{n1} & \varepsilon_{n2} & \cdots & \varepsilon_{nn} \end{bmatrix}$ 为 IBDR 容量激励价格弹性矩阵。

2) 实时调度优化的目标函数

实时调度优化的目标函数仍是运行周期内微电网的总运行成本最小, 但是需要考虑实时运行 IBDR 的调度成本和附加用以约束实时出力调整顺序的惩罚成本。

$$\min C_2 = \min(C_{\text{units}} + C_{\text{bess}} + C_{\text{buy}} + C_{\text{ibdr}} + C_{\text{punish}}) \quad (21)$$

其中 IBDR 调度成本 C_{ibdr} 和惩罚成本 C_{punish} 表达式如式(22)和式(23)所示。

$$C_{\text{ibdr}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n (P_i^{\text{down}}(t) C_i^{\text{down}}(t) + P_i^{\text{up}}(t) C_i^{\text{up}}(t)) \Delta T \quad (22)$$

$$C_{\text{punish}} = \mu_S \sum_{s \in S} (P_s(t) - P_s^*(t))^2 + \mu_{\text{buy}} (P_{\text{buy}}(t) - P_{\text{buy}}^*(t))^2 + \mu_{\text{ibdr}} \sum_{i=1}^n (P_i^{\text{down}}(t) + P_i^{\text{up}}(t))^2 \quad (23)$$

式中: n 表示参与 IBDR 的用户总数; S 表示微电网分布式电源集合; μ_S 、 μ_{buy} 和 μ_{ibdr} 分别表示微电网分布式电源、联络线功率和 IBDR 的出力偏差惩罚系数, 用以约束实时出力调整顺序, 应满足 $\mu_{\text{buy}} > \mu_S > \mu_{\text{ibdr}}$; $P_s(t)$ 、 $P_{\text{buy}}(t)$ 分别表示实时 t 时刻微电网电源出力、电网购电量; $P_s^*(t)$ 和 $P_{\text{buy}}^*(t)$ 分别表示日前 t 时刻微电网电源出力和电网购电量大小。

3) 实时调度优化模型约束条件

功率平衡约束为

$$\sum_{i=1}^I \Delta P_i(t) + \sum_{i=1}^n P_i^{\text{down}}(t) + \sum_{i=1}^n P_i^{\text{up}}(t) + \Delta P_{\text{dis}}(t) - \Delta P_{\text{ch}}(t) + \Delta P_{\text{buy}}(t) = \Delta P_L(t) \quad (24)$$

功率调整量约束为

$$\begin{cases} -\Delta P_i^{\text{max}} \leq \Delta P_i(t) \leq \Delta P_i^{\text{max}} \\ -\Delta P_{\text{dis}}^{\text{max}} \leq \Delta P_{\text{dis}}(t) \leq \Delta P_{\text{dis}}^{\text{max}} \\ -\Delta P_{\text{ch}}^{\text{max}} \leq \Delta P_{\text{ch}}(t) \leq \Delta P_{\text{ch}}^{\text{max}} \\ -\Delta P_{\text{buy}}^{\text{max}} \leq \Delta P_{\text{buy}}(t) \leq \Delta P_{\text{buy}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (25)$$

IBDR 调用容量约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_i^{\text{down}}(t) \leq u_i^{\text{down}}(t) P_{i,\text{max}}^{\text{down}}(t) \\ 0 \leq P_i^{\text{up}}(t) \leq u_i^{\text{up}}(t) P_{i,\text{max}}^{\text{up}}(t) \end{cases} \quad (26)$$

$$\begin{cases} 0 \leq \sum_{i=1}^n P_i^{\text{down}}(t) \leq \max\{0, \Delta P_L(t)\} \\ 0 \leq \sum_{i=1}^n P_i^{\text{up}}(t) \leq \max\{0, -\Delta P_L(t)\} \end{cases} \quad (27)$$

互斥约束为

$$u_i^{\text{down}}(t) + u_i^{\text{up}}(t) \leq 1 \quad (28)$$

$$\begin{cases} u_i^{\text{down}}(t) + \sum_{j \neq i}^n u_j^{\text{up}}(t) \leq 1 \\ u_i^{\text{up}}(t) + \sum_{j \neq i}^n u_j^{\text{down}}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (29)$$

分布式电源出力状态约束

$$U_i^*(t) P_i^{\text{min}}(t) \leq P_i(t) \leq U_i^*(t) P_i^{\text{max}}(t) \quad (30)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ch}}(t) < U_{\text{ch}}^*(t) P_{\text{ch}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{dis}}(t) < U_{\text{dis}}^*(t) P_{\text{dis}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (31)$$

此外, 还应满足日前调度的机组运行约束、购电约束和蓄电池运行约束如式(32)所示。

$$\begin{cases} U_i(t) P_i^{\text{min}} \leq P_i(t) \leq U_i(t) P_i^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{buy}}(t) \leq P_{\text{buy}}^{\text{max}} \\ U_i^{\text{open}}(t) + \sum_{t'=t+1}^{\min(T, t-1+t_i^{\text{on}})} U_i^{\text{close}}(t') \leq 1 \\ U_i^{\text{close}}(t) + \sum_{t'=t+1}^{\min(T, t-1+t_i^{\text{off}})} U_i^{\text{open}}(t') \leq 1 \\ -P_i^{\text{down}} \leq P_i(t) - P_i(t-1) \leq P_i^{\text{up}} \\ E(t) = E(t-1) + P_{\text{ch}}(t) \Delta T \eta_{\text{ch}} - P_{\text{dis}}(t) \Delta T / \eta_{\text{dis}} \\ 0 \leq P_{\text{ch}}(t) < U_{\text{ch}}(t) P_{\text{ch}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{dis}}(t) < U_{\text{dis}}(t) P_{\text{dis}}^{\text{max}} \\ E_{\text{min}} \leq E(t) \leq E_{\text{max}} \\ U_{\text{ch}}(t) + U_{\text{dis}}(t) \leq 1 \\ E(0) = E(T) \end{cases} \quad (32)$$

式(27)表示所有用户的下调调用容量之和不超过功率偏差; 式(29)表示一个用户的用电量下调时, 不允许其他用户用电量上调, 反之亦然。式中: $\Delta P_i(t)$ 、 $\Delta P_{\text{dis}}(t)$ 、 $\Delta P_{\text{ch}}(t)$ 和 $\Delta P_{\text{buy}}(t)$ 分别表示 t 时刻机组、蓄电池放电功率、蓄电池充电功率和购电功率的调整量; ΔP_i^{max} 、 $\Delta P_{\text{dis}}^{\text{max}}$ 、 $\Delta P_{\text{ch}}^{\text{max}}$ 和 $\Delta P_{\text{buy}}^{\text{max}}$ 分别表示机组、蓄电池放电、蓄电池充电和购电最大调整功率; $u_i^{\text{down}}(t)$ 和 $u_i^{\text{up}}(t)$ 分别表示用户 i 在 t 时刻的 IBDR 下调调用状态和上调调用状态; $P_{i,\text{max}}^{\text{down}}(t)$ 和 $P_{i,\text{max}}^{\text{up}}(t)$ 分别表示用户 i 在 t 时刻最大 IBDR 下调容量和上调容量; $U_i^*(t)$ 表示日前 t 时刻机组 i 的运行状态; $U_{\text{ch}}^*(t)$ 和 $U_{\text{dis}}^*(t)$ 分别表示日前 t 时刻蓄电池的充、放电状态。

4 优化及求解流程

微电网的日前调度优化模型经过线性化处理之后转化为混合整数线性规划(MILP)模型, 而实时调

度优化模型则被转化为混合整数二次规划(MIQP)模型。两者均可通过 Matlab 调用 CPLEX 求解。具体的求解流程如图 4 所示。

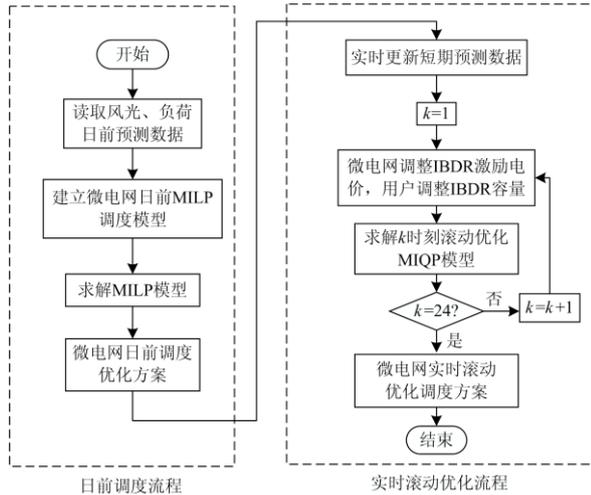


图 4 微电网两阶段优化调度流程

Fig. 4 Two stage optimal dispatching flow chart of microgrid

5 算例仿真

5.1 基本数据

本文以某地区小型微电网数据为例进行仿真, 该区域配置光伏发电系统、风电机组、微型燃气轮机、燃料电池、柴油发电机和蓄电池各 1 台。微电网中风光和负荷预测数据是在真实数据的基础上叠加扰动得到, 假设风电日前和实时预测误差分别为 20%、5%, 并满足正态分布。则日前、实时预测数据分别为真实值加上扰动 $\delta_1 \sim N(0,0.2)$ 、 $\delta_2 \sim N(0,0.05)$ 得到^[28]。

同理假设光伏日前、实时预测误差为 20%、5%; 负荷日前、实时预测误差为 3%、1%。算例中各时段预测数据如图 5 所示。IBDR 由快速响应型用户 A 和慢速响应型用户 B 两组用户参与, 用户 A 的原始上调激励价格和下调激励价格 0.2 元/kWh 和 0.35 元/kWh, 取 $\Delta P_0 = 10$, $\Delta C_{down} = \Delta C_{up} = 0.01$, 下调自弹性系数和交叉弹性系数分别为 2.4 和 -0.15, 上调自弹性系数和交叉弹性系数分别为 1.8 和 -0.1; 用户 B 的上调激励价格和下调激励价格为 0.15 元/kWh 和 0.3 元/kWh, 用户容量曲线如图 6 所示。分时电价设置为: 谷时段(00:00—07:00)为 0.35 元/kWh; 平时段(12:00—19:00)为 0.8 元/kWh; 峰时段(08:00—11:00、20:00—23:00)为 1.5 元/kWh。机组参数和蓄电池参数分别如表 1 和表 2 所示。

5.2 日前调度结果

根据上文所提的日前调度优化策略, 得到日前微电网各分布式电源出力和联络线功率如图 7 所示。

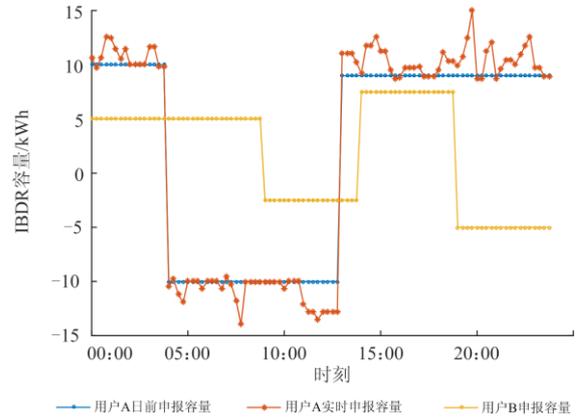


图 5 风电、光伏和负荷各时段预测功率

Fig. 5 Forecast power wind power, photovoltaic and load for at each time period

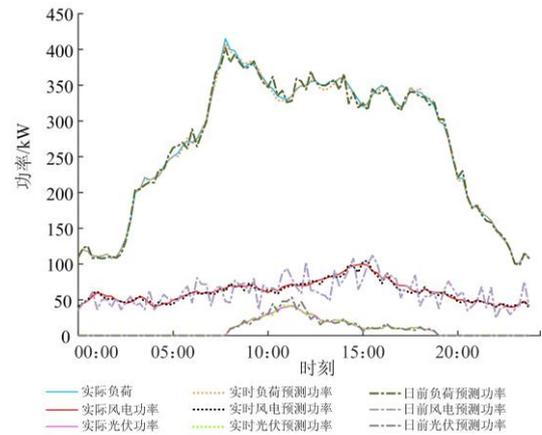


图 6 IBDR 申报容量曲线图

Fig. 6 Curve chart of IBDR declared capacity

表 1 分布式电源参数

Table 1 Distributed power supply parameters

机组类型	P_{min} / kW	P_{max} / kW	P_{up} / (kW/min)	P_{down} / (kW/min)
微型燃气轮机	5	80	10	10
燃料电池	5	50	5	5
柴油发电机	5	65	8	8

表 2 蓄电池参数

Table 2 Parameters of battery

参数	数值
额定容量/kWh	200
额定功率/kW	50
充放电效率	0.95
E_{min}	30
E_{max}	200
维护成本/(元/kWh)	0.083 2
寿命损失成本/(元/kWh)	0.2

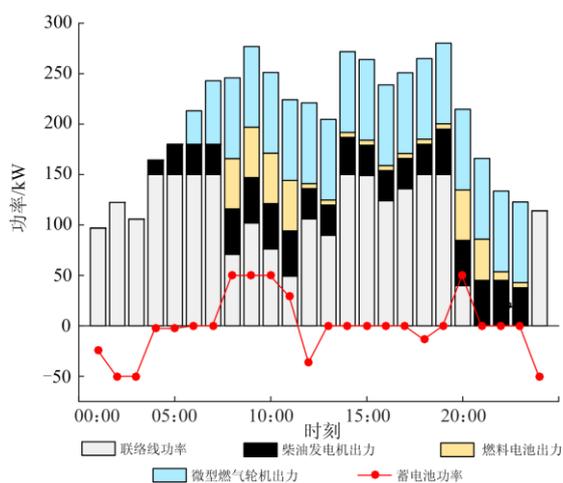


图7 日前调度优化结果

Fig. 7 Day-ahead scheduling optimization results

由图7可以看出在01:00—07:00处于电价谷时段且负荷功率较小,微电网主要通过向电网购电维持功率平衡,同时给蓄电池充电。08:00—11:00处于电价峰时段,此时购电功率明显减小,主要由微电网内部机组出力满足负荷需求,同时蓄电池处于放电状态,实现“峰谷套利”提高微电网运行的经济性。13:00—17:00处于电价平时段,因为该时段燃料电池发电成本最高,此时主要由微型燃气轮机、柴油发电机和购电功率满足负荷需求。21:00—23:00处于电价峰时段且此时负荷功率较小,能够实现完全由微电网内部机组出力满足负荷平衡,不再需要向电网购电。

5.3 实时调度结果

实时调度根据实时预测数据以15 min为分辨率、1 h为运行周期,每1 h进行一次滚动优化。

微电网实时调度优化本质上是对实时功率偏差的修正,从图8和图9可以看出微电网实时调度优化结果与日前调度结果具有很高的相似性,仅机组出力和蓄电池功率发生了小部分变化,联络线功率基本和日前情况保持一致,功率偏差主要通过IBDR和微电网内部电源调节,最大程度地保证了实时联络线功率跟随日前调度计划,减小联络线功率变动对电网调度和生产计划的影响。从图10可以看出当IBDR参与微电网的实时调度后,净负荷增量 ΔP_L 明显减小向0轴靠近,有效地消除了实时功率偏差,减小了微电网实时调度的调节压力。

5.4 与其他调度策略的对比

为验证本文所提策略的优越性,构造2种对比策略进行比较。

策略1: 本文提出的动态IBDR参与实时调度。

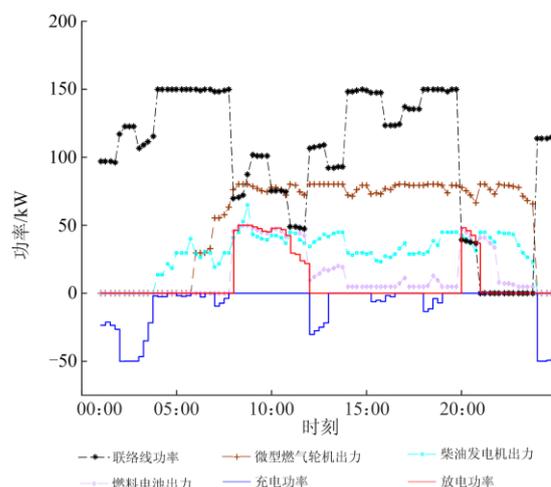


图8 实时调度优化结果

Fig. 8 Real-time scheduling optimization results

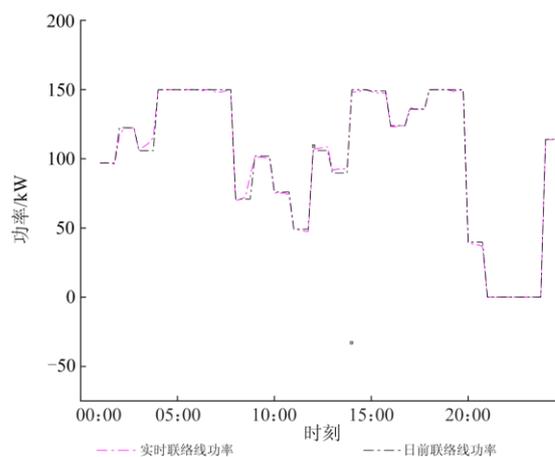


图9 联络线功率跟踪情况

Fig. 9 Tie line power tracking situation

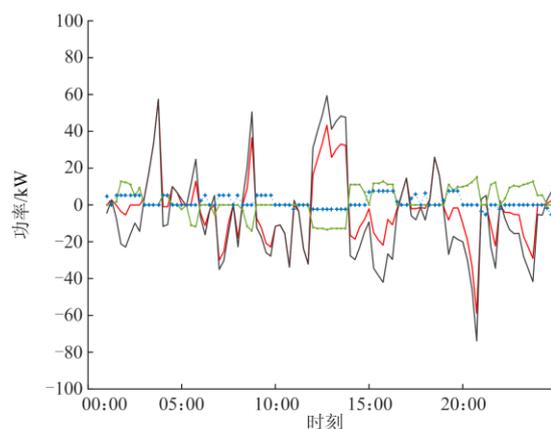


图10 用户IBDR容量调用情况

Fig. 10 User's IBDR capacity scheduled result

策略 2: 静态 IBDR 参与实时调度, 激励价格和用户容量为定值。

策略 3: 无 IBDR 参与实时调度。

为比较上述 3 种策略的效果, 将从运行的经济性和联络线功率跟踪效果两个方面进行分析。经济性通过微电网运行成本和用户参与 IBDR 获取的经济效益体现; 联络线功率跟踪效果通过均方根误差 (Root Mean Squared Error, RMSE) 体现, RMSE 为统计学领域的回归评价指标, 用于衡量两组数据的偏离程度, 计算公式为^[29]

$$R_{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (33)$$

式中: m 为数据总数; y_i 为第 i 个待比较数据; \hat{y}_i 为第 i 个原始数据。

通过图 11 和表 3 可以看出无 IBDR 参与的实时调度联络线功率与日前计划相差较大, R_{RMSE} 达到了 5.24 kW, 并且微电网实时运行成本比策略 1 和策略 2 分别高出了 67.73%、60.44%。这主要是因为无 IBDR 的参与而微电网自身的调节能力有限, 为了保持功率平衡不得不改变日前联络线功率计划从而引起很大的惩罚成本。策略 1 相较于策略 2 不仅运行成本和 R_{RMSE} 分别减小了 4.35%、14.80%, 同时用户参与 IBDR 的收益也提高了 28.17%。这是

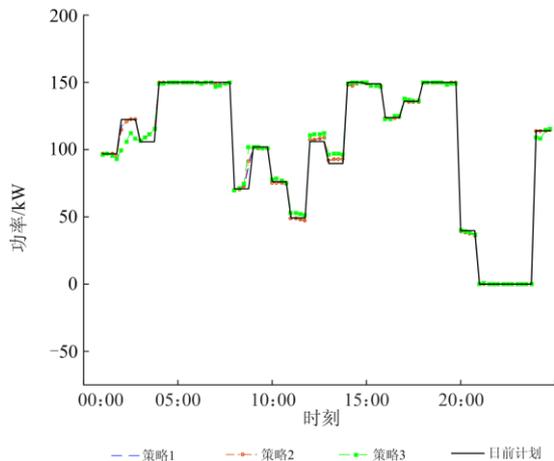


图 11 联络线跟踪效果对比

Fig. 11 Comparison of tie line tracking effect

表 3 不同策略运行效果对比

Table 3 Comparison of operation results of different strategies

策略	运行成本/元	R_{RMSE}/kW	用户效益/元
策略 1	4 975.63	2.36	45.32
策略 2	5 201.88	2.77	35.36
策略 3	8 345.65	5.24	0

因为激励价格的调整能充分调动用户参与 IBDR 的积极性, 引导用户以最优的容量参与 IBDR, 更大程度地消除功率偏差, 在提升自身收益的同时, 进一步降低了由于日前预测误差引起的运行成本。

6 结论

针对微电网优化运行中新能源出力和负荷大小的不确定性, 本文提出了一种动态激励型需求响应参与下的微电网两阶段调度优化模型, 通过算例仿真初步得到以下结论:

1) 所提微电网两阶段优化调度模型能够有效地平抑由日前预测误差引起的功率波动, 并能够保证实时联络线计划紧跟日前调度计划, 减小对电网生产、调度计划影响的同时提高微电网的自治性能。

2) 动态 IBDR 相较于静态 IBDR 能够更好地调动用户参与 IBDR 的积极性, 鼓励用户最大程度地参与 IBDR, 进一步消除微电网功率偏差的同时, 提高用户收益, 减小实时运行成本。

本文中需求响应仅考虑了用户负荷的增加和削减, 增加需求响应的类型将是下一步研究的重点。

参考文献

- [1] YAN Cai, ZHOU Linli, YAO Wei, et al. Probabilistic small signal stability analysis of power system with wind power and photovoltaic power based on probability collocation method[J]. Global Energy Interconnection, 2019, 2(1): 19-28.
- [2] 陈旭, 叶琳浩, 黄廷城, 等. 基于电动汽车最小高峰负荷模型的微电网可靠性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(21): 47-54.
CHEN Xu, YE Linhao, HUANG Tingcheng, et al. Reliability evaluation of microgrid based on minimum peak load model of electric vehicle[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(21): 47-54.
- [3] QIU H, GU W, XU Y, et al. Tri-level mixed-integer optimization for two-stage microgrid dispatch with multi-uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3636-3647.
- [4] 周龙, 齐智平. 微电网保护研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(13): 147-154.
ZHOU Long, QI Zhiping. A review of the research on microgrid protection development[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(13): 147-154.
- [5] NEMATI M, BRAUN M, TENBOHLEN S. Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids

- based on genetic algorithm and mixed integer linear programming[J]. *Applied Energy*, 2017, 210: 944-963.
- [6] 和萍, 武欣欣, 陈婕, 等. 含风电和光伏发电的综合能源系统的低频振荡[J]. *电力科学与技术学报*, 2019, 34(1): 20-27.
HE Ping, WU Xinxin, CHEN Jie, et al. Low frequency oscillation of an integrated energy system with wind and solar power generation[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2019, 34(1): 20-27.
- [7] RAHBARI-ASR N, ZHANG Y, CHOW M Y. Consensus-based distributed scheduling for cooperative operation of distributed energy resources and storage devices in smart grids[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016, 10(5): 1268-1277.
- [8] 夏经德, 柴莉媛, 杨檬, 等. 市场环境下新能源优化调度与高效消纳的探索[J]. *智慧电力*, 2019, 47(1): 19-25, 33.
XIA Jingde, CHAI Liyuan, YANG Meng, et al. Optimal operation and high consumption of renewable energy under market environment[J]. *Smart Power*, 2019, 47(1): 19-25, 33.
- [9] 张志文, 李华强. 考虑灵活性的孤岛微电网群分层能量管理策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(20): 97-105.
ZHANG Zhiwen, LI Huaqiang. A hierarchical energy management strategy for an island microgrid cluster considering flexibility[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(20): 97-105.
- [10] 赵波, 薛美东, 陈荣柱, 等. 高可再生能源渗透率下考虑预测误差的微电网经济调度模型[J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(7): 1-8.
ZHAO Bo, XUE Meidong, CHEN Rongzhu, et al. An economic dispatch model for microgrid with high renewable energy resource penetration considering forecast errors[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(7): 1-8.
- [11] 王成山, 李鹏. 分布式发电、微网与智能配电网的发展与挑战[J]. *电力系统自动化*, 2010, 34(2): 10-14, 23.
WANG Chengshan, LI Peng. Development and challenges of distributed generation, the microgrid and smart distribution system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2010, 34(2): 10-14, 23.
- [12] 吴栋梁, 王扬, 郭创新, 等. 电力市场环境下考虑风电预测误差的经济调度模型[J]. *电力系统自动化*, 2012, 36(6): 23-28.
WU Dongliang, WANG Yang, GUO Chuangxin, et al. An economic dispatching model considering wind power forecast errors in electricity market environment[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2012, 36(6): 23-28.
- [13] 张鹏, 黄越辉, 李驰, 等. 基于公平发电的新能源电站协调调度方法研究[J]. *电测与仪表*, 2020, 57(5): 76-85.
ZHANG Peng, HUANG Yuehui, LI Chi, et al. Research on coordinated scheduling method of new energy power station based on fair power generation[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2020, 57(5): 76-85.
- [14] 孙浩, 张磊, 许海林, 等. 微电网日内调度计划的混合整数规划模型[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(19): 21-27.
SUN Hao, ZHANG Lei, XU Hailin, et al. Mixed integer programming model for microgrid intra-day scheduling[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(19): 21-27.
- [15] 汪隆君, 许海林, 王钢. 计及分布式电源功率特性的微电网经济调度模型[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(11): 31-38.
WANG Longjun, XU Hailin, WANG Gang. Economic dispatch model for microgrid considering power characteristics of distributed generators[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(11): 31-38.
- [16] 李燕青, 张登岳, 陈玉轩, 等. 计及可转移负荷的微电网优化调度[J]. *智慧电力*, 2019, 47(5): 51-58.
LI Yanqing, ZHANG Dengyue, CHEN Yuxuan, et al. Optimal dispatch of microgrid considering transferable load[J]. *Smart Power*, 2019, 47(5): 51-58.
- [17] 张海涛, 秦文萍, 韩肖清, 等. 多时间尺度微电网能量管理优化调度方案[J]. *电网技术*, 2017, 41(5): 1533-1542.
ZHANG Haitao, QIN Wenping, HAN Xiaoqing, et al. Multi-time scale optimization scheduling scheme of microgrid energy management[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(5): 1533-1542.
- [18] 魏斌, 韩肖清, 李雯, 等. 融合多场景分析的交直流混合微电网多时间尺度随机优化调度策略[J]. *高电压技术*, 2020, 46(7): 2359-2369.
WEI Bin, HAN Xiaoqing, LI Wen, et al. Multi-time scale stochastic optimal dispatch for AC/DC hybrid microgrid incorporating multi-scenario analysis[J]. *High Voltage Engineering*, 2020, 46(7): 2359-2369.
- [19] 周磊, 董学育, 孙飞. 基于改进人工鱼群算法的微电网经济调度[J]. *供用电*, 2019, 36(12): 62-68.
ZHOU Lei, DONG Xueyu, SUN Fei. Economic dispatch of micro-grid based on improved artificial fish swarm algorithm[J]. *Distribution & Utilization*, 2019, 36(12): 62-68.

- [20] 阎怀东, 马汝祥, 柳志航, 等. 计及需求响应的电动汽车充电站多时间尺度随机优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 71-80.
YAN Huaidong, MA Ruxiang, LIU Zhihang, et al. Multi-time scale stochastic optimal dispatch of electric vehicle charging station considering demand response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 71-80.
- [21] HUANG W, ZHANG N, KANG C, et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(2): 148-150. DOI: 10.1186/s41601-019-0126-4.
- [22] 黄景光, 陈波, 林湘宁, 等. 基于乌鸦搜索算法的孤岛微电网多目标优化调度[J]. 高压电器, 2020, 56(1): 162-168.
HUANG Jingguang, CHEN Bo, LIN Xiangning, et al. Multi-objective optimal operation of islanded microgrid based on crow search algorithm[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(1): 162-168.
- [23] 李春燕, 陈骁, 张鹏, 等. 计及风电功率预测误差的需求响应多时间尺度优化调度[J]. 电网技术, 2018, 42(2): 487-494.
LI Chunyan, CHEN Xiao, ZHANG Peng, et al. Multi-time-scale demand response dispatch considering wind power forecast error[J]. Power System Technology, 2018, 42(2): 487-494.
- [24] 都成, 魏震波. 基于模糊激励型需求响应的微电网两阶段优化调度模型[J]. 电力建设, 2020, 41(5): 37-44.
DU Cheng, WEI Zhenbo. Two-stage optimal dispatching model of microgrid based on fuzzy incentive demand response[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(5): 37-44.
- [25] 刘继春. 电力调度优化理论及其应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [26] 吴雄, 王秀丽, 王建学, 等. 微网经济调度问题的混合整数规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(28): 1-9.
WU Xiong, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. Economic generation scheduling of a microgrid using mixed integer programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(28): 1-9.
- [27] 崔杨, 张家瑞, 王铮, 等. 计及价格型需求响应的风-光-光热联合发电系统日前调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3103-3114.
CUI Yang, ZHANG Jiarui, WANG Zheng, et al. Day-ahead scheduling strategy of wind-PV-CSP hybrid power generation system by considering PDR[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3103-3114.
- [28] 包宇庆, 王蓓蓓, 李扬, 等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4589-4600.
BAO Yuqing, WANG Beibei, LI Yang, et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4589-4600.
- [29] 徐曼, 乔颖, 鲁宗相. 短期风电功率预测误差综合评价方法[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(12): 20-26.
XU Man, QIAO Ying, LU Zongxiang. A comprehensive error evaluation method for short-term wind power prediction[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(12): 20-26.

收稿日期: 2020-12-24; 修回日期: 2021-02-28

作者简介:

魏震波(1978—), 男, 博士, 副教授, 硕士生导师, 主要研究方向为复杂性科学理论及其在应用, 电力网络脆弱性理论, 电力系统安全稳定分析与控制及电力市场; E-mail: weizhenbo@scu.edu.cn

张海涛(1997—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向为微电网优化调度。E-mail: 310779823@qq.com

(编辑 周金梅)