

文章编号:1006-2467(2022)10-1308-09

DOI: 10.16183/j.cnki.jsjtu.2021.409

考虑源荷功率不确定性的海上风力发电 多微网两阶段优化调度

陆秋瑜, 于 珍, 杨银国, 李 力

(广东电网有限责任公司电力调度控制中心, 广州 510060)

摘 要: 针对海上风力发电多微网源荷功率不确定性大、经济效益低的问题, 提出考虑源荷不确定性的海上风力发电多微网两阶段优化调度方法, 以提升海上风力发电多微网的日运行收益. 所提两阶段优化调度方法包括日前和时前两个阶段. 在日前阶段, 所提方法基于风力发电出力和负荷需求预测数据, 考虑预测误差的分布特征, 建立随机优化模型, 制定燃油发电机组组合计划和电池储能荷电状态值, 从而最大化日运行收益的期望值. 在日前优化的基础上, 依托时前风力发电出力和负荷需求的预测数据, 建立确定性优化模型, 通过调节燃油发电机组出力、风力发电出力和电池储能充放电功率, 最大化每小时的运行收益. 以实际工程中的海上风力发电多微网源荷预测数据为基础, 建立仿真模型, 对所提方法进行验证. 仿真结果表明, 与传统调度方法相比, 所提两阶段优化调度方法可以提高运行收益和风力发电资源整体消纳率.

关键词: 海上风力发电多微网; 两阶段优化调度; 随机优化; 机组组合; 电池储能

中图分类号: TM 732

文献标志码: A

Two-Stage Optimal Schedule of Offshore Wind-Power-Integrated Multi-Microgrid Considering Uncertain Power of Sources and Loads

LU Qiuyu, YU Zhen, YANG Yinguo, LI Li

(Electric Power Dispatching and Control Center, Guangdong Power
Grid Co., Ltd., Guangzhou 510060, China)

Abstract: Considering the high-randomness and the low-economic-benefit characteristics of the offshore wind-power-integrated multi-microgrid, a two-stage optimal scheduling method considering the uncertain power of source and load is proposed to improve the operation profits of offshore wind-power-integrated multi-microgrid. The proposed two-stage optimal scheduling method consists of a day-ahead stage and an hour-ahead stage. In the day-ahead stage, the proposed method is based on the forecast data of the wind power and the load demand, which considers the distribution characteristics of the prediction errors. A stochastic optimization model is established to determine the unit committee of the diesel generators and the state-of-charge of the battery storages, so as to maximize the expected daily operation income. A deterministic optimization model is established based on the decisions from the day-ahead optimization

收稿日期:2021-10-14

基金项目:南方电网公司科技项目资助(036000KK52190025 (GDKJXM20198267))

作者简介:陆秋瑜(1987-),女,博士,广西壮族自治区贵港市人,高级工程师,从事新能源消纳、储能技术、新能源与储能联合运行技术研究. 电话(Tel.):020-85121001;E-mail:luqiuyu22@126.com.

relying on the hour-ahead forecast data of the wind power output and load demand. By optimizing the power of the diesel generators, wind turbines and battery energy storages, the operation income of each hour is maximized. Finally, a simulation model is established to verify the proposed method based on the prediction data of sources and loads in wind-power-integrated multi-microgrid. The simulation results show that compared with the conventional schedule strategies, the proposed two-stage optimal scheduling method can achieve a higher income and a higher overall consumption rate of the wind power.

Key words: offshore wind-power-integrated multi-microgrid; two-stage optimal scheduling; stochastic optimization; unit committee; battery energy storage

能源短缺、环境污染、气候变化促进了以可再生能源为核心的能源革命发展^[1]. 根据国家政策要求, 到 2030 年, 我国非化石能源占一次能源消费的比率将达到 25% 左右, 风力发电(以下简称风电)、太阳能发电总装机容量将达到 1200 GW 以上. 二氧化碳的排放量将于 2030 年前达到峰值, 并于 2060 年前实现碳中和. 上述要求明确了我国新时代能源发展的方向^[2]. 而海上风电作为一种运行效率高、输电距离短、就地消纳方便、适宜大规模开发的清洁能源, 是实现我国新时代能源发展目标的重要措施. 截至 2019 年年底, 我国海上风电累计装机 6.42 GW, 其容量还有待进一步提升^[3].

海上风电一般分布于不同岛屿或不同海域, 其系统集成与电力传输一般以多微网的形式实现^[4]. 每个海上风电多微网系统包括多个微电网. 每一个微电网对应于一个岛屿或者一片海域的海上风电系统. 目前, 制约海上风电多微网发展的因素主要有两方面: ① 本地负荷需求低和输出能力有限限制了风电资源消纳率^[5]; ② 接入主电网功率与电网电价曲线不匹配, 降低了运行经济收益^[6].

在风电资源消纳方面, 目前的研究主要采用光热电站、储热装置和储电装置来吸收不能消纳和难以送出的风电资源, 并在电力需求高的时候, 释放这些资源, 从而提升风电资源的整体消纳率. 文献[6]基于光热电站, 提出一种促进风电消纳的源-荷联合优化调度. 文献[7]以受阻风电消纳量最大和蓄热电厂锅炉用电成本最小为目标, 建立了蓄热电厂参与受阻风电消纳的源荷优化控制模型并进行求解. 文献[8]基于电解制氢技术, 将氢能经济引入电力系统, 从而促进风电资源的消纳. 文献[9]提出基于“负荷-电价”的热电联产系统风电消纳策略, 从而缓解“三北”地区冬季供暖期弃风严重的问题. 上述研究均考虑单个微电网中风电消纳情况, 并未考虑多个微电网之间能量传输关系.

在运行收益方面, 目前的研究主要利用储能装

置, 根据电网电价调节微电网的出力曲线以提高运行收益. 文献[10]提出一种海上风电与海蓄联合运行多时间尺度优化调度方法, 通过协调海蓄与弹性负荷的出力水平, 最大化消纳海上风电的同时提高经济收益. 文献[11]提出一种电池储能系统与风电场协同参与电力市场的经济调度方法. 文献[12]利用滚动时域控制算法优化应用于风电场的储能容量和运行策略. 上述研究均以日前确定性优化和实时动态优化为基础, 无法充分考虑风电和负荷的源荷功率不确定性.

考虑到现有研究的局限性, 本文基于风电出力和负荷功率的源荷功率不确定性, 提出适用于海上风电多微网的两阶段优化调度方法. 在日前阶段, 所提方法根据日前风电出力和负荷功率预测数据, 制定燃油发电机组组合计划和电池荷电状态值, 从而最大化日运行收益的期望值; 在时前阶段, 根据时前风电出力和负荷功率预测数据, 制定燃油发电机组出力、风电机组出力和电池储能充放电功率, 从而最大化每小时运行收益. 与现有研究相比, 本文的主要创新点如下: ① 考虑了多个海上微电网之间的能源互补, 通过微电网之间的能量传输以及微电网与主电网之间的能量传输, 提高整体运行收益, 提升风电消纳率; ② 建立两阶段随机优化模型, 充分考虑海上风电多微网源荷不确定性, 充分利用不同阶段的源荷功率预测结果, 最大化海上风电多微网的整体运行收益; ③ 在源荷功率预测结果的基础上, 考虑了预测误差分布模型, 并通过蒙特卡洛抽样和同步回代场景缩减方法, 构建随机优化场景.

1 海上风电多微网两阶段优化调度

海上风电多微网系统的基本架构如图 1 所示. 海上风电多微网系统包含多个微电网系统. 不同的微电网系统之间通过直流线路进行连接. 多个微电网集成后, 最后通过陆地微电网接入主电网. 每个微电网系统包括风电机组、燃油发电机组、电池储能和

本地负荷. 海上风电多微网系统既可以通过本地风电、燃油发电和储能系统进行供电,也可以从主电网购买电能支撑本地负荷的需求.

基于上述海上风电多微网基本架构,本文所提的两阶段优化调度方法基本流程如图 2 所示.

分析图 2 可知,所提两阶段优化调度方法包括日前和时前两阶段. 在日前阶段,制定不同调度间隔的燃油发电机组组合计划和电池储能荷电状态值;在时前阶段,基于日前阶段决策结果,依托时前风电出力 and 负荷功率的预测数据,制定燃油发电机组出力、风电机组出力和电池储能充放电功率的具体值.

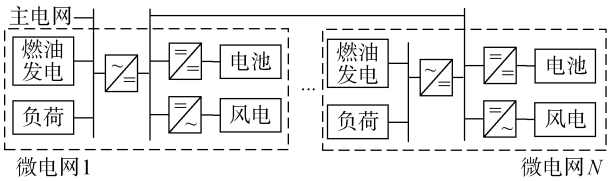


图 1 海上风电多微网基本架构

Fig. 1 Basic framework of offshore wind-power-integrated multi-microgrid

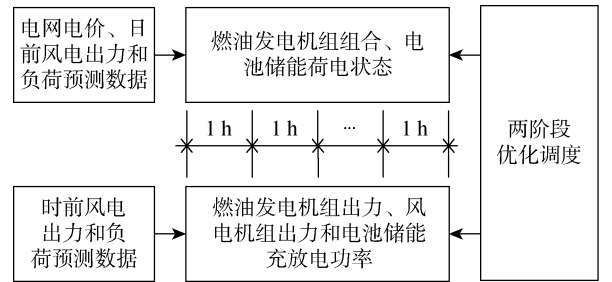


图 2 两阶段优化调度方法

Fig. 2 Two-stage optimal scheduling method

2 日前随机优化调度

2.1 随机优化场景构建

由于风电输出功率受天气的影响^[13],负荷功率受用户行为的影响,具有很强的不确定性和随机性^[14],所以其预测结果存在一定误差^[15],其误差分布可用高斯分布模型进行描述^[16]. 典型的风电和负荷误差分布模型如图 3 所示. 图中: f_{WT} 为风电出力预测误差的概率密度; u_{WT} 为风电出力预测误差; f_{EL} 为负荷功率预测误差的概率密度; u_{EL} 为负荷功率预测误差.

基于上述预测误差模型,构建随机优化场景,过程如图 4 所示.

由图 4 可知,随机优化场景构建步骤如下: ① 基于预测与运行数据,构建预测误差模型; ② 基于

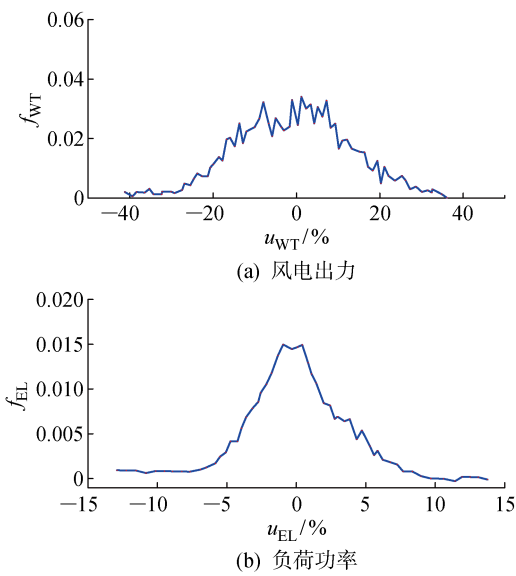


图 3 预测误差分布

Fig. 3 Distribution of prediction error

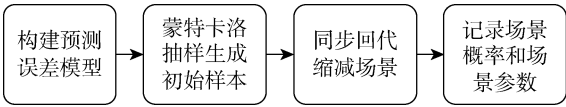


图 4 随机优化场景构建过程

Fig. 4 Scenario construction process for stochastic optimization

预测误差模型的参数,利用蒙特卡洛抽样方法,得到随机抽样场景初始样本; ③ 采用同步回代场景削减方法^[17]对生成的初始样本进行削减; ④ 记录削减后的场景及其发生概率,生成最终用于随机优化的场景.

2.2 优化目标

日前随机优化调度所考虑的优化目标为最大化日运行收益期望值. 日运行收益可由售电收益、燃油发电机组的运行与启停成本、风电机组运行成本和电池储能运行成本计算得到,具体计算过程如下:

max (- C^{DG_stup} +

$$\sum_{k=1}^{N_s} \rho_k (G_k^{UG} - C_k^{WT} - C_k^{DG_OP} - C_k^B)) \quad (1)$$

式中: C^{DG_stup} 为日前优化过程中的燃油发电机组启停成本; k 为场景序号; N_s 为总的场景数; ρ_k 为第 k 个场景的概率; G_k^{UG} 为日前优化过程中的售电收益; C_k^{WT} 为日前优化过程中的风电机组运行成本; $C_k^{DG_OP}$ 为日前优化过程中的燃油发电机组运行成本; C_k^B 为日前优化过程中的电池储能运行成本. 各项成本的计算过程为

C^{DG_stup} =

$$\sum_{i=1}^{N_{MG}} \sum_{t=1}^T r_{i,t}^{DG_stup} (\beta_{i,t}^{DG} - \beta_{i,t-1}^{DG}) \Delta t \quad (2)$$

$$G_k^{\text{UG}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{MG}}} \sum_{t=1}^T r_{i,t}^{\text{UG}} P_{k,i,t}^{\text{UG}} \Delta t \quad (3)$$

$$C_k^{\text{WT}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{MG}}} \sum_{t=1}^T r_{i,t}^{\text{WT}} P_{k,i,t}^{\text{WT}} \Delta t \quad (4)$$

$$C_k^{\text{DG_OP}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{MG}}} \sum_{t=1}^T [a^{\text{DG0}} + a^{\text{DG1}} P_{k,i,t}^{\text{DG}} + a^{\text{DG2}} (P_{k,i,t}^{\text{DG}})^2] \Delta t \quad (5)$$

$$C_k^{\text{B}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{MG}}} \sum_{t=1}^T r_{i,t}^{\text{B}} (P_{k,i,t}^{\text{B_ch}} + P_{k,i,t}^{\text{B_dh}}) \Delta t \quad (6)$$

式中: i 为微电网的编号; N_{MG} 为微电网的个数; t 为调度时间间隔; T 为调度间隔的最大值; $r_{i,t}^{\text{DG_stap}}$ 为燃油发电机组的单位启停成本; $\beta_{i,t}^{\text{DG}}$ 为燃油发电机组在时间间隔编号 t 的启停状态变量; $r_{i,t}^{\text{UG}}$ 为电网电价; $P_{k,i,t}^{\text{UG}}$ 为海上风电多微网与主电网之间的交换功率; Δt 为日前调度时间间隔; $r_{i,t}^{\text{WT}}$ 为风力发电系统单位能量运行成本; $P_{k,i,t}^{\text{WT}}$ 为海上风电出力功率; a^{DG0} 、 a^{DG1} 及 a^{DG2} 为燃油发电机组的运行参数; $P_{k,i,t}^{\text{DG}}$ 为燃油发电机组的出力功率, 当 $t=0$ 时, $P_{k,i,0}^{\text{DG}}=0$; $r_{i,t}^{\text{B}}$ 为电池的单位能量运行成本; $P_{k,i,t}^{\text{B_ch}}$ 和 $P_{k,i,t}^{\text{B_dh}}$ 分别为电池储能的充、放电功率。

2.3 约束条件

约束条件如下:

$$\delta_{i,t}^{\text{UG}} P_{k,i,t}^{\text{UG_min}} \leq P_{k,i,t}^{\text{UG}} \leq \delta_{i,t}^{\text{UG}} P_{k,i,t}^{\text{UG_max}} \quad (7)$$

$$\beta_{i,t}^{\text{DG}} P_{k,i,t}^{\text{DG_min}} \leq P_{k,i,t}^{\text{DG}} \leq \beta_{i,t}^{\text{DG}} P_{k,i,t}^{\text{DG_max}} \quad (8)$$

$$-R_{i,t}^{\text{DG_max}} \leq P_{k,i,t}^{\text{DG}} - P_{k,i,t-1}^{\text{DG}} \leq R_{i,t}^{\text{DG_max}} \quad (9)$$

$$0 \leq P_{k,i,t}^{\text{WT}} \leq P_{i,t}^{\text{WT_max}} \quad (10)$$

$$0 \leq P_{k,i,t}^{\text{B_ch}} \leq P_{i,t}^{\text{B_chmax}} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{k,i,t}^{\text{B_dh}} \leq P_{i,t}^{\text{B_dhmax}} \quad (12)$$

$$S_{i,t+1}^{\text{B}} = S_{i,t}^{\text{B}} + \frac{(\eta_i^{\text{ch}} P_{k,i,t}^{\text{B_ch}} - \eta_i^{\text{dh}} P_{k,i,t}^{\text{B_dh}}) \Delta t}{E_i^{\text{Bmax}}} \quad (13)$$

$$S_{i,1}^{\text{B}} = S_i^{\text{ini}}, \quad S_{i,T+1}^{\text{B}} = S_i^{\text{end}} \quad (14)$$

$$S_{\min} \leq S_{i,t}^{\text{B}} \leq S_{\max} \quad (15)$$

$$P_{k,i,t}^{\text{B_ch}} - P_{k,i,t}^{\text{B_dh}} - P_{k,i,t}^{\text{DG}} + P_{k,i,t}^{\text{UG}} - P_{k,i,t}^{\text{MG}} - P_{k,i,t}^{\text{WT}} + P_{k,i,t}^{\text{EL}} = 0 \quad (16)$$

$$\sum_{h: h \rightarrow i} P_{k,hi,t} = \sum_{j: j \rightarrow i} (P_{k,ji,t} - r_{ji} l_{k,ji,t} + P_{k,i,t}^{\text{MG}}) \quad (17)$$

$$\nu_{k,i,t} - \nu_{k,h,t} = 2r_{ih} P_{k,ih,t} - r_{ih}^2 l_{k,ih,t} \quad (18)$$

$$\nu_{k,i,t} l_{k,ih,t} = P_{k,ih,t}^2 \quad (19)$$

$$k = 1, 2, \dots, N_s$$

$$i = 1, 2, \dots, N_{\text{MG}}$$

$$t = 1, 2, \dots, T$$

式(7)为风电多微网与电网联络线的功率约束, $\delta_{i,t}^{\text{UG}}$ 为微电网与主电网的连接状态, $\delta_{i,t}^{\text{UG}}=1$ 表示微

电网与主电网相连, $\delta_{i,t}^{\text{UG}}=0$ 表示微电网与主电网不相连; $P_{k,i,t}^{\text{UG_max}}$ 和 $P_{k,i,t}^{\text{UG_min}}$ 分别为联络线功率的上、下限. 式(8)为燃油发电机组出力的变化范围, $\beta_{i,t}^{\text{DG}}$ 为燃油发电机组的启停状态; $P_{i,t}^{\text{DG_max}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{DG_min}}$ 分别为燃油发电机组出力的上、下限. 式(9)为燃油发电机组的功率变化率限制, $R_{i,t}^{\text{DG_max}}$ 为燃油发电机组的功率变化率上限. 式(10)为风电机组出力的变化范围, $P_{k,i,t}^{\text{WT_max}}$ 为风电机组出力的上限. 式(11)和式(12)分别为电池储能充、放电功率的约束, $P_{i,t}^{\text{B_chmax}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{B_dhmax}}$ 分别为电池储能的充、放电功率. 式(13)为电池储能荷电状态($S_{i,t}^{\text{B}}$)的计算公式, η_i^{ch} 和 η_i^{dh} 分别为电池储能的充、放电效率; E_i^{Bmax} 为电池最大存储能量. 式(14)为日运行过程中的电池储能始末荷电状态值, S_i^{ini} 和 S_i^{end} 分别为电池储能荷电状态的初始值和最终值. 式(15)为电池储能荷电状态的变化范围, S_{\min} 和 S_{\max} 分别为电池储能的荷电状态的最小值和最大值. 式(16)为第 i 个风电微网中的功率平衡约束, $P_{k,i,t}^{\text{EL}}$ 为第 i 个风电微网中的负荷功率. 式(17)~(19)为多微网间的潮流约束, $P_{k,hi,t}$ 为通过线路 $h-i$ 的有功功率; r_{ih} 为线路 $i-h$ 的阻抗; $\nu_{k,i,t} = V_{k,i,t}^2$, $V_{k,i,t}$ 为第 i 节点的电压; $l_{k,ih,t} = I_{k,ih,t}^2$, $I_{k,ih,t}$ 为线路 $i-h$ 的电流.

3 时前动态优化调度

时前动态优化调度是在日前制定的燃油发电机组组合计划和电池储能荷电状态值基础上, 根据每小时前的风电出力和负荷功率预测数据, 制定每小时的燃油发电机组出力, 风电机组出力和电池储能充放电功率, 最大化每小时的运行收益.

3.1 优化目标

$$\begin{aligned} \max \quad & r_t^{\text{UG}} \hat{P}_t^{\text{UG}} \Delta t - \sum_{i=1}^{N_{\text{MG}}} [a^{\text{DG2}} (\hat{P}_{i,t}^{\text{DG}})^2 + \\ & a^{\text{DG1}} \hat{P}_{i,t}^{\text{DG}} + a^{\text{DG0}}] \Delta t - \sum_{i=1}^{N_{\text{MG}}} r_{i,t}^{\text{WT}} \hat{P}_{i,t}^{\text{WT}} \Delta t - \\ & \sum_{i=1}^{N_{\text{MG}}} r_{i,t}^{\text{B}} (\hat{P}_{i,t}^{\text{B_ch}} + \hat{P}_{i,t}^{\text{B_dh}}) \Delta t \end{aligned} \quad (20)$$

式中: r_t^{UG} 为第 t 时刻的电网电价; \hat{P}_t^{UG} 为时前优化模型中第 t 时刻多微网与主电网的交换功率; $\hat{P}_{i,t}^{\text{DG}}$ 为时前优化模型中第 t 时刻第 i 个燃油发电机组出力功率; $\hat{P}_{i,t}^{\text{WT}}$ 为时前优化模型中第 t 时刻第 i 个风电出力功率; $\hat{P}_{i,t}^{\text{B_ch}}$ 和 $\hat{P}_{i,t}^{\text{B_dh}}$ 为时前优化模型中第 t 时刻第 i 个电池的充、放电功率.

3.2 约束条件

约束条件如下:

$$\delta_{i,t}^{\text{UG}} P_i^{\text{UG_min}} \leq \hat{P}_{i,t}^{\text{UG}} \leq \delta_{i,t}^{\text{UG}} P_i^{\text{UG_max}} \tag{21}$$

$$0 \leq \hat{P}_{i,t}^{\text{WT}} \leq P_{i,t}^{\text{WT_max}} \tag{22}$$

$$\beta_{i,t}^{\text{DG}*} P_i^{\text{DG_min}} \leq \hat{P}_{i,t}^{\text{DG}} \leq \beta_{i,t}^{\text{DG}*} P_i^{\text{DG_max}} \tag{23}$$

$$R_i^{\text{DG_min}} \leq \hat{P}_{i,t}^{\text{DG}} - \hat{P}_{i,t-1}^{\text{DG}} \leq R_i^{\text{DG_max}} \tag{24}$$

$$S_{i,t+1}^{\text{B}*} = S_{i,t}^{\text{B}*} + \frac{(\eta_i^{\text{ch}} \hat{P}_{i,t}^{\text{B_ch}} - \eta_i^{\text{dh}} \hat{P}_{i,t}^{\text{B_dh}}) \Delta t}{E_i^{\text{Bmax}}} \tag{25}$$

$$0 \leq \hat{P}_{i,t}^{\text{B_ch}} \leq P_i^{\text{B_chmax}} \tag{26}$$

$$0 \leq \hat{P}_{i,t}^{\text{B_dh}} \leq P_i^{\text{B_dhmax}} \tag{27}$$

$$\hat{P}_{k,i,t}^{\text{B_ch}} - \hat{P}_{k,i,t}^{\text{B_dh}} - \hat{P}_{i,t}^{\text{DG}} + \hat{P}_{i,t}^{\text{UG}} - \hat{P}_{i,t}^{\text{MG}} - \hat{P}_{i,t}^{\text{WT}} + P_i^{\text{EL}} = 0 \tag{28}$$

$$\sum_{h, h \rightarrow i} \hat{P}_{hi,t} = \sum_{j, j \rightarrow i} (\hat{P}_{ji,t} - r_{ji} \hat{l}_{ji,t} + \hat{P}_{i,t}^{\text{MG}}) \tag{29}$$

$$\hat{v}_{i,t} - \hat{v}_{h,t} = 2r_{ih} \hat{P}_{ih,t} - r_{ih}^2 \hat{l}_{ih,t} \tag{30}$$

$$\hat{v}_{i,t} \hat{l}_{ih,t} = \hat{P}_{ih,t}^2 \tag{31}$$

与日前优化调度不同的是,上述目标和约束都是针对 1 h 的运行数据而言.式(21)为 t 时刻风电多微网与主电网交换功率的约束范围.式(22)为风电出力的约束.式(23)为燃油发电机组的约束范围, $\beta_{i,t}^{\text{DG}*}$ 为日前计划中制定的机组启停计划变量.式(24)为燃油发电机组的功率变化率限制, $\hat{P}_{i,t-1}^{\text{DG}}$ 为第 $t-1$ 时刻制定的第 i 个燃油发电机组出力功率.式(25)为日前制定的荷电状态对电池充放电功率的约束, $S_{i,t}^{\text{B}*}$ 为日前制定的荷电状态值.式(26)和式(27)分别为电池充、放电功率约束.式(28)为功率平衡约束.式(29)~(31)为目前优化模型中多微网之间的潮流约束, $\hat{P}_{hi,t}$ 为时前优化模型中线路 $h-i$ 的有功功率; \hat{r}_{ih} 为时前优化模型中时前优化模型中线路 $i-h$ 的阻抗; $\hat{v}_{i,t} = \hat{V}_{i,t}^2$, $\hat{V}_{i,t}$ 为时前优化模型中第 i 节点的电压; $\hat{l}_{ih,t} = \hat{I}_{ih,t}^2$, $\hat{I}_{ih,t}$ 为时前优化模型中线路 $i-h$ 的电流.

4 算例与结果分析

本文基于 5 节点海上风电多微网架构对所提的两阶段优化方法进行验证,测试模型结构如图 5 所示.图 5 中,微电网 1 到微电网 4 均未与主电网相连,只有微电网 5 与主电网相连.

测试模型中,电网电价^[18]如图 6 所示.燃油发电机组参数^[19]、联络线功率约束及电池储能参数^[20]分别如表 1、2 及 3 所示.风电机组单位能量运行成本为 0.01 元/(kW·h).

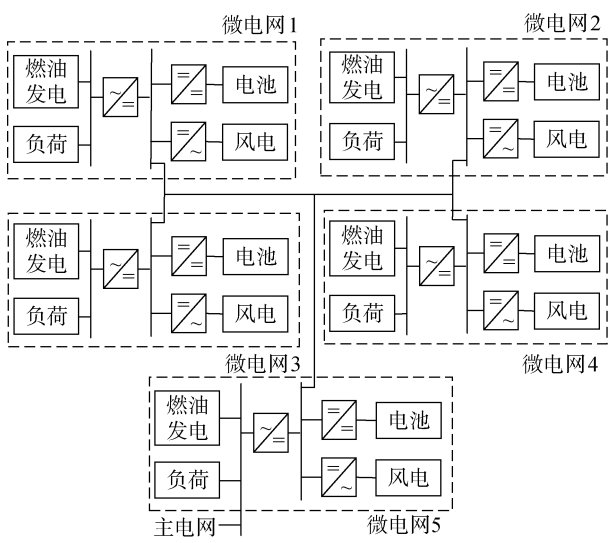


图 5 测试模型基本架构
Fig. 5 Basic framework of testing model

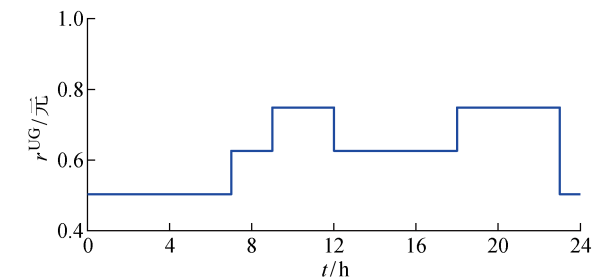


图 6 电网电价
Fig. 6 Electricity price

表 1 燃油发电机组参数	
Tab. 1 Parameters of diesel generator	
参数	微电网 1~5
$P^{\text{DG_min}}/\text{kW}$	40
$P^{\text{DG_max}}/\text{kW}$	100
$R^{\text{DG_max}}/(\text{kW} \cdot \text{h})$	80
$r^{\text{DG_stup}}/\text{元}$	0.4
a^{DG0}	-0.1548
a^{DG1}	0.609 5
a^{DG2}	7.26×10^{-5}

表 2 联络线功率约束						
Tab. 2 Limits for tie-line power						
参数	微电网					主电网
	1	2	3	4	5	
最小功率/kW	−300	−100	−300	−300	−600	−1 000
最大功率/kW	300	100	300	300	600	1 000

表 3 电池储能参数

Tab. 3 Parameters for battery energy storage

参数	微电网				
	1	2	3	4	5
$P_{B_chmax}, P_{B_dchmax} / \text{kW}$	50	100	50	50	100
$E^{Bmax} / (\text{kW} \cdot \text{h})$	100	200	100	100	200
$\eta^{ch} / \%$	95	95	95	95	95
$\eta^{dh} / \%$	90	90	90	90	90
$S^{ini}, S^{end} / \%$	50	50	50	50	50
$r^B / (\text{元} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
$S_{min} / \%$	10	10	10	10	10
$S_{max} / \%$	90	90	90	90	90

日前随机优化模型中,风电机组出力 and 负荷功率的预测数据如图 7 所示,其预测误差^[16]如表 4 所示.在图 7 所述的日前预测数据和表 4 中所述误差模型参数的基础上,采用蒙特卡洛算法抽样 200 个场景,并用同步回代方法^[17]将场景缩减至 50 个,记录对应的场景和概率数据,代入随机优化模型制定燃油发电机组组合计划和电池荷电状态值.

时前优化模型中的风电出力和负荷功率的预测数据如图 8 所示.

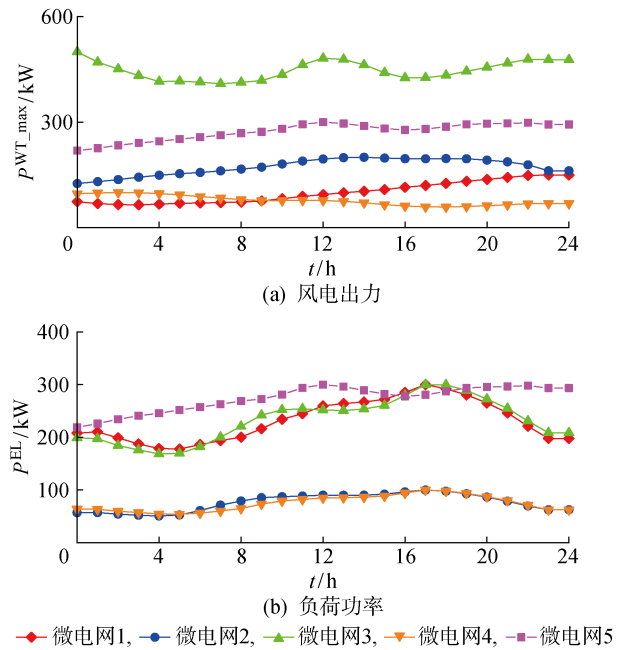


图 7 日前预测数据
Fig. 7 Day-ahead forecasted data

表 4 风电和负荷的预测误差

Tab. 4 Prediction error for wind and load power %

参数	平均值	标准差
P_{WT_max}	0.08	13.58
P_{EL}	0.41	3.12

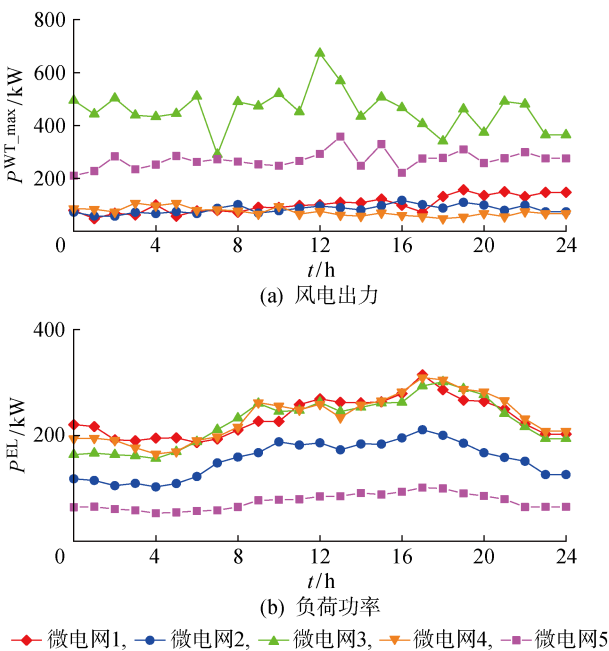


图 8 时前预测数据
Fig. 8 Hour-ahead forecasted data

在上述数据和参数基础上,所建立的日前随机优化模型和时前优化模型均依托 MATLAB 和 YALMIP 平台^[21],利用 GUROBI 求解器^[22]进行求解.

4.1 两阶段优化调度结果

4.1.1 日前随机优化调度 利用日前随机优化调度制定燃油发电机组组合计划和电池储能荷电状态值,其结果如图 9 和 10 所示.

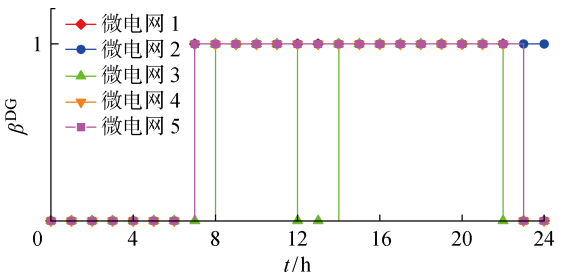


图 9 燃油发电机组组合计划
Fig. 9 Unit committee of diesel generators

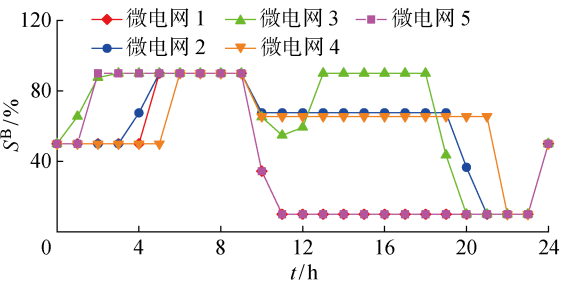


图 10 电池储能荷电状态
Fig. 10 State-of-charges for battery energy storages

4.1.2 时前动态优化调度 时前动态优化调度制定了燃油发电机组和风电机组的出力值、电池储能功率值、微电网联络线功率值以及多微网与主电网联络线功率值,其具体结果分别如图 11~13 所示. 图 12 中,电池功率为正,电池处于充电状态;电池功率为负,电池处于放电状态. 图 13 中,功率为正时,多微网向主电网释放功率;功率为负时,多微网从主电网吸收功率.

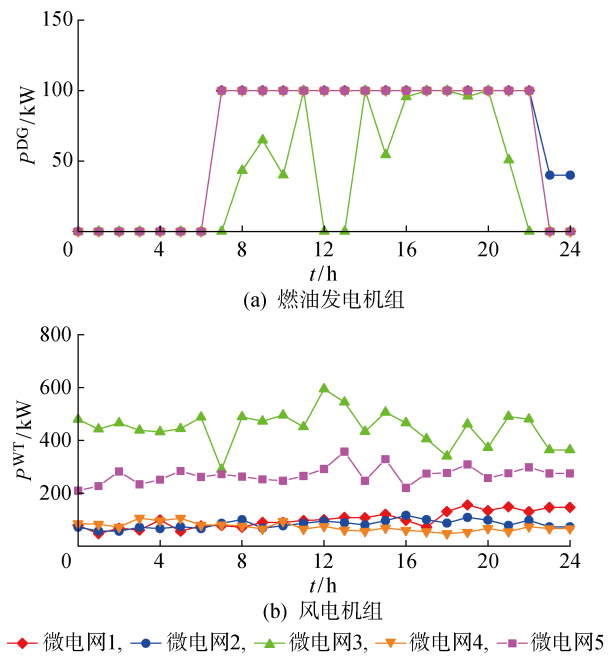


图 11 燃油发电机组和风电机组的出力
Fig. 11 Output power of diesel generators and wind turbines

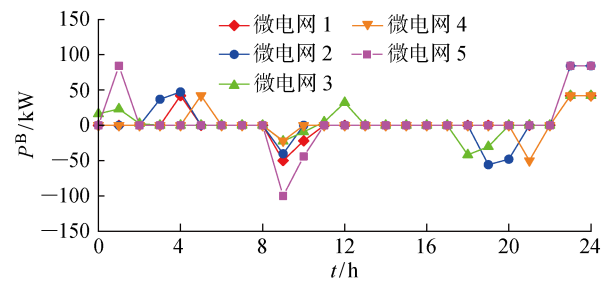


图 12 电池储能功率
Fig. 12 Power of battery storages

分析图 6 和图 12 可知,电池储能在电网电价较低时充电,在电网电价较高时放电. 分析图 6 和图 13 可知,电网电价越低,多微网从主电网吸收的功率越高,向主电网释放的功率越低;电网电价越高,多微网从主电网吸收的功率越低,向主电网释放的功率越高. 不同微电网之间总能量交互情况如表 5 所示.

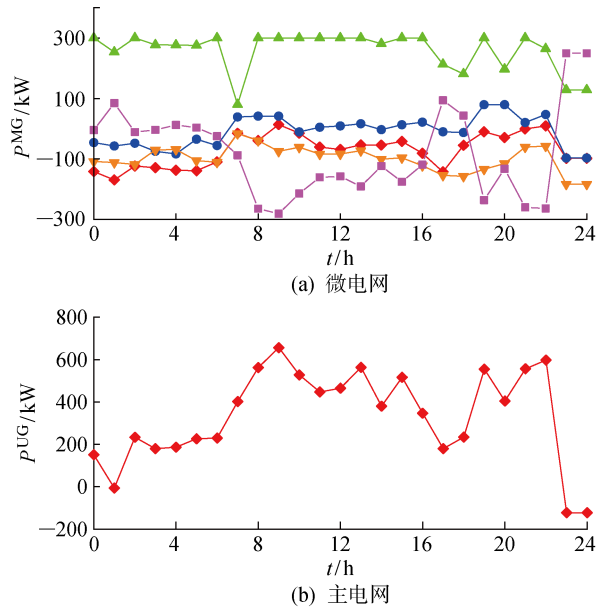


图 13 微电网和主电网的联络线功率
Fig. 13 Tie-line power of microgrids and main grid

表 5 微电网间能量交互 Tab. 5 Energy interaction between microgrids		
微电网	吸收能量	释放能量
1	1 687.05	0
2	117.28	0
3	0	6 325.88
4	2 301.42	0
5	2 220.13	0

由表 5 可知,微电网之间通过能量交互实现整个日运行周期内的收益期望最大化. 由于微电网 3 中的风电机组功率最高,且负荷功率较低,在整个运行过程中,微电网 3 释放能量,而其他微电网则主要以吸收能量为主.

4.2 优化结果对比

本文通过对比非优化调度、日前确定性优化调度和时前动态优化调度的结果,验证所提方法的优越性. 其中,非优化调度方法是指不对燃油发电机组和电池储能进行调度;日前确定性优化调度方法是指根据日前预测数据制定 24 h 的燃油发电、风电与储能的运行方案;时前动态优化调度方法是指根据时前预测数据制定每小时的燃油发电、风电与储能的运行方案. 在验证中,利用蒙特卡洛方法抽样出 200 个运行场景,计算运行收益与风电消纳率的期望值,其结果如表 6 所示.

如表 6 所示,与非优化调度方法、日前确定性优

表 6 优化结果对比

Tab. 6 Comparison of optimization results

调度方法	运行收益期望值/元	风电消纳率期望值/%
非优化	535. 74	53. 34
日前确定性优化	829. 33	97. 05
时前动态优化	799. 40	98. 38
两阶段优化	873. 44	99. 28

化调度方法和时前动态优化调度方法相比,所提两阶段优化方法可提高 63. 03%、5. 32% 及 9. 26% 的收益期望值,并提高 45. 94%、2. 30% 及 0. 90% 的风电消纳率期望值。

5 结论

本文提出海上风电多微网两阶段调度方法。在日前阶段,该方法根据日前预测数据,通过随机优化,制定燃油发电机组组合计划和电池储能荷电状态值,最大化运行收益的期望值。在时前阶段,该方法根据时前预测数据,制定燃油发电机组、风电机组和电池储能的功率值。在此基础上,依托 5 节点海上风电多微网系统,对所提方法进行验证。基于验证结果,可以得到以下结论:

(1) 与非优化调度方法相比,所提方法可以在高电价阶段释放更多的电能进入主电网,在低电价阶段从主电网吸收更多的电能。因此,所提方法显著提高了收益期望值。同时,所提方法可以在风电出力大于负荷需求和主电网接收能力时,通过储能吸收多余风电出力,从而降低弃风率,显著提高风电资源的整体消纳率。

(2) 与日前确定性优化调度方法相比,所提两阶段优化方法考虑了风电出力和负荷功率的不确定性,因此具备更高的运行收益和风电消纳率。

(3) 与时前动态优化调度方法相比,所提两阶段优化方法在日前阶段考虑了电网电价分时特性和风电出力与负荷功率不确定性的统计规律,因此能提高运行收益和风电消纳率。

本文主要针对预测误差符合高斯分布模型的海上风电多微网调度问题进行研究,对于预测误差符合其他模型的问题,所提的两阶段优化调度方法依然适用。但针对具体问题,尚需结合具体模型进行更细致的研究。

参考文献:

[1] 刘吉臻,王庆华,房方,等. 数据驱动下的智能发电系统应用架构及关键技术[J]. 中国电机工程学报,

2019, 39(12): 3578-3587.
LIU Jizhen, WANG Qinghua, FANG Fang, *et al.* Data-driven-based application architecture and technologies of smart power generation[J]. **Proceedings of the CSEE**, 2019, 39(12): 3578-3587.
[2] 廖启术,胡维昊,曹迪,等. 新能源电力系统中的分布式光伏净负荷预测[J]. 上海交通大学学报, 2021, 55(12): 1520-1531.
LIAO Qishu, HU Weihao, CAO Di, *et al.* Distributed photovoltaic net load forecasting in new energy power systems [J]. **Journal of Shanghai Jiao Tong University**, 2021, 55(12): 1520-1531.
[3] 刘吉臻,马利飞,王庆华,等. 海上风电支撑我国能源转型发展的思考[J]. 中国工程科学, 2021, 23(1): 149-159.
LIU Jizhen, MA Lifei, WANG Qinghua, *et al.* Off-shore wind power supports China's energy transition [J]. **Strategic Study of CAE**, 2021, 23(1): 149-159.
[4] XU Z, ZHANG C. Case study: Dynamic performance of a MTDC network in Zhoushan City[J]. **Energy Procedia**, 2016, 88: 341-348.
[5] 宋景慧,胡春潮. 利用小抽蓄提高微电网风电消纳能力的可行性研究[J]. 电测与仪表, 2021, 58(7): 130-135.
SONG Jinghui, HU Chunchao. Feasibility study on improving the wind power consumption ability of micro-grid using small pumped storage[J]. **Electrical Measurement & Instrumentation**, 2021, 58(7): 130-135.
[6] 李昱君,于永进. 促进风电消纳的源-荷联合优化调度[J]. 山东科技大学学报(自然科学版), 2021, 40(4): 118-126.
LI Yujun, YU Yongjin. Source-load joint optimization scheduling for promoting wind power accommodation[J]. **Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science)**, 2021, 40(4): 118-126.
[7] 李潇,刘文颖,朱丽萍,等. 蓄热电锅炉参与受阻风电消纳的源荷优化控制方法[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2021, 48(4): 31-39.
LI Xiao, LIU Wenying, ZHU Liping, *et al.* Source-load optimization control method for thermal storage boiler participating in blocked wind power consumption[J]. **Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition)**, 2021, 48(4): 31-39.
[8] 崔丽瑶,刘怀东,刘豪,等. 基于氢能经济的电网大规模风电消纳模式[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(2): 108-115.

- CUI Liyao, LIU Huaidong, LIU Hao, *et al.* Large-scale wind power accommodation mode of power grid based on hydrogen energy economy[J]. **Proceedings of the CSU-EPSCA**, 2022, 34(2): 108-115.
- [9] 钟浩, 周正威, 刘海涛, 等. 基于“负荷-电价”的热电联产系统风电消纳策略[J]. **电力系统及其自动化学报**, 2019, 31(12): 22-27.
- ZHONG Hao, ZHOU Zhengwei, LIU Haitao, *et al.* Wind power consumption strategy for combined heat and power system based on power load-electricity price[J]. **Proceedings of the CSU-EPSCA**, 2019, 31(12): 22-27.
- [10] 武荷月, 邓长虹, 李定林, 等. 海上风电与海蓄联合运行多时间尺度优化调度方法[J]. **武汉大学学报(工学版)**, 2021(4): 361-368.
- WU Heyue, DENG Changhong, LI Dinglin, *et al.* A multi-time scale optimal dispatching method for combined operation of offshore wind power and seawater pumped storage[J]. **Engineering Journal of Wuhan University**, 2021(4): 361-368.
- [11] QIU Z H, ZHANG W, QIU X Z, *et al.* Wind farm and battery energy storage system cooperation bidding optimization[C]// **2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems**. Perth, Australia: IEEE, 2020: 778-782.
- [12] MOGHADDAM I N, CHOWDHURY B, DOOST-AN M. Optimal sizing and operation of battery energy storage systems connected to wind farms participating in electricity markets[J]. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2019, 10(3): 1184-1193.
- [13] 王岩, 陈耀然, 韩兆龙, 等. 基于互信息理论与递归神经网络的短期风速预测模型[J]. **上海交通大学学报**, 2021, 55(9): 1080-1086.
- WANG Yan, CHEN Yaoran, HAN Zhaolong, *et al.* Short-term wind speed forecasting model based on mutual information and recursive neural network[J]. **Journal of Shanghai Jiao Tong University**, 2021, 55(9): 1080-1086.
- [14] 王涛, 高靖, 王优胤, 等. 基于改进经验模态分解和支持向量机的风电功率预测研究[J]. **电测与仪表**, 2021, 58(6): 49-54.
- WANG Tao, GAO Jing, WANG Youyin, *et al.* Wind power prediction based on improved empirical mode decomposition and support vector machine[J]. **Electrical Measurement & Instrumentation**, 2021, 58(6): 49-54.
- [15] 涂智福, 丁坚勇, 周凯. 基于 VMD 和 GP 的短期风电功率置信区间预测[J]. **电测与仪表**, 2020, 57(1): 84-88.
- TU Zhifu, DING Jianyong, ZHOU Kai. Confidence interval prediction of short-term wind power based on VMD and GP[J]. **Electrical Measurement & Instrumentation**, 2020, 57(1): 84-88.
- [16] MELLO P E, LU N, MAKAROV Y. An optimized autoregressive forecast error generator for wind and load uncertainty study[J]. **Wind Energy**, 2011, 14(8): 967-976.
- [17] XU Y, DONG Z Y, ZHANG R, *et al.* Multi-timescale coordinated voltage/var control of high renewable-penetrated distribution systems[J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2017, 32(6): 4398-4408.
- [18] 广西壮族自治区发展和改革委员会. 广西壮族自治区峰谷分时电价方案(试行)[EB/OL]. (2021-05-07) [2021-11-20]. <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20210507/1151226.shtml>.
- Development and Reform Commission of Guangxi Zhuang Autonomous Region. Guangxi Zhuang Autonomous Region peak and valley time-of-use electricity price scheme (to try out) [EB/OL]. (2021-05-07) [2021-11-20]. <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20210507/1151226.shtml>.
- [19] HEIN K, XU Y, WILSON G, *et al.* Coordinated optimal voyage planning and energy management of all-electric ship with hybrid energy storage system [J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2021, 36(3): 2355-2365.
- [20] XU Q W, ZHAO T Y, XU Y, *et al.* A distributed and robust energy management system for networked hybrid AC/DC microgrids[J]. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2020, 11(4): 3496-3508.
- [21] LOFBERG J. YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB[C]// **2004 IEEE International Conference on Robotics and Automation**. Taiwan, China, USA: IEEE, 2004: 284-289.
- [22] BIXBY B. The gurobi optimizer[J]. **Transportation Research Part B**, 2007, 41(2): 159-178.

(本文编辑:陈晓燕)