

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190428

基于光伏出力区间预测的相变储能电-热联合调度策略

杜进桥¹, 徐诗鸿², 胡志豪², 李艳¹, 随权², 冯忠楠², 林湘宁², 李正天²

(1. 深圳供电局有限公司, 广东 深圳 518000; 2. 强电磁工程与新技术国家重点实验室
(华中科技大学), 湖北 武汉 430074)

摘要: 分布式光伏出力具有较大不确定性。为分析其对相变储能电-热耦合系统联合调度的影响, 对传统区间预测评价指标进行改进, 并利用改进的区间预测模型, 提出了一种分布式光伏出力波动范围评估方法。基于现有相变储能电-热联合调度模型, 合理计及光伏出力波动性, 制定了其电-热联合调度策略。并开展不同出力置信水平下, 电-热联合调度策略作用后系统的经济性与风险评估。最后通过仿真算例, 分析了光伏出力波动与系统经济性和风险性之间的影响关系, 为相变储能系统的实际应用提供了参考借鉴。

关键词: 分布式光伏; 区间预测; 相变储能; 电-热联合模型

Electric-thermal combined scheduling strategy by phase-change energy storage based on interval prediction of photovoltaic output

DU Jinqiao¹, XU Shihong², HU Zhihao², LI Yan¹, SUI Quan², FENG Zhongnan², LIN Xiangning², LI Zhengtian²

(1. Shenzhen Power Supply Bureau Co., Ltd., Shenzhen 518000, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: The output of distributed photovoltaic has great uncertainty. In order to analyze its influence on electric-thermal combined scheduling based on phase change energy storage, traditional evaluating indicator of interval prediction is improved, and a method for evaluating the fluctuation range of distributed photovoltaic output is proposed utilizing improved interval prediction model. Based on electric-thermal combined dispatching model, considering the volatility of photovoltaic output reasonably, a strategy to minimize the total cost of purchasing electricity is formulated. Also, the economy and risk of this strategy under different rated confidence levels are analyzed. Finally, in the simulation, the relationship between photovoltaic output fluctuation and the system economy and risk is analyzed, which provides a reference for the practical application of phase change energy storage system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51537003) and Science and Technology Project of China Southern Power Grid (No. 090000KK52180027).

Key words: distributed photovoltaic; interval prediction; phase-change energy storage; electric-thermal combined model

0 引言

相比于传统的直接储电方式, 储冷储热由于其储能容量和经济成本上的双重优势, 目前已成为各行各业生产及居民日常生活中常见的储能方式。

近年来众多学者在冷热存储方面已做了大量的研究: 文献[1]以并网式燃气内燃机热电联供系统为研究对象, 详细分析了各设备的工作原理及动态特

性; 文献[2]构建了典型冷热电联供系统的动态经济调度模型框架; 文献[3]建立了包含储电、蓄热、蓄冰三类储能装置, 光伏、风电两种可再生能源, 以及冷热电联供装置的能源集线器多能源能量流动数学模型; 文献[4]从供能侧和负荷需求侧控制的角度对冷热电联供系统的综合优化运行问题进行了研究, 建立了包含经济、能源和环境等多方面运行成本的优化调度模型; 文献[5]以冷/热/电三联供系统为技术架构的典型案例进行分析, 分别构建了产消费者、售电商和一般用户的优化决策模型。

基金项目: 国家自然科学基金重点项目资助(51537003); 南方电网科技项目资助(090000KK52180027)

上述研究主要通过热电联产机组或冷热电三联供的方式,将电能转换为热能进行存储,一方面可以实现微网出力高峰时段富余电量的消纳,另一方面还能够满足其内部的制冷和供暖需求。但是,上述方案具有一定的局限性——并非所有微网都具备热电联产储热的条件,且冷热电三种负荷难以协调匹配。

相比以上设备间相互依赖性较强的储能方案,文献[6]提出了一种将相变材料填充进建筑墙体,配合建筑集成的分布式光伏设备,从而实现微网富余电能就地消纳的方法,有望成功解决上述问题。相变材料作为一种新型的储能材料,其价格低、耐久性好、能量密度高,且易于批量化生产,已在节能建筑中得到广泛应用。

然而文献[6]并未合理考虑电力侧不确定性对基于相变材料的电-热联合系统的影响。文献[7-9]分析了太阳辐射等诸多因素对分布式光伏出力的影响,指出了分布式光伏出力具有较大的波动性和不确定性^[10],因此,分布式光伏出力不确定性对电-热联合系统调度策略的影响不可忽略。

为此,本文提出了一种采用区间预测^[11]来评估电-热联合系统中分布式光伏出力在不同额定置信水平下波动范围的方法,并对传统区间预测的指标做进一步的改进,在此基础上,建立了电-热联合调度模型,以购电总成本最低制定了电-热联合调度策略,分析了考虑不同分布式光伏波动范围时对电-热联合调度策略经济性和风险性的影响。

1 相变储能系统基本结构

相变材料随着温度变化将转变物理性质,从而吸收或释放大量的热能,且具有储热密度大和能量输出温和的优良特性^[6]。为了解决微网负荷侧富余能源的消纳问题,可通过电-热耦合系统,利用储能建筑墙体内部的相变储能材料实现热能的大容量就地存储,为便于开展研究,首先基于文献[6]的工作,设计与电网互联、与分布式光伏集成的建筑相变储能系统,如图1所示。

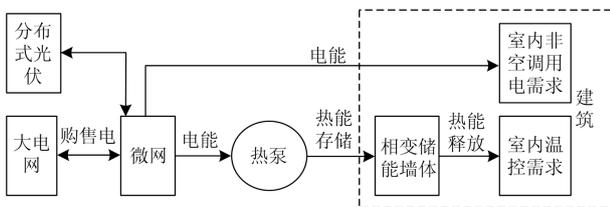


图1 相变储能系统结构图

Fig. 1 System structure of PCM based energy storage system

图1中,由于相变储能墙体既可以存储热能,同时又可以释放热能,这就使得相变储能系统存在储能和释能两种不同的工作模式:当分布式光伏出力过剩或向外网购电价格较低时,相变储能系统相当于电-热耦合系统的负载,一方面能够存储分布式光伏产生的富余电能,另一方面还可以同时向室内释放热能以满足其恒温需求;当分布式光伏出力不足或向外网购电价格较高时,相变储能系统将作为热源,持续向室内放热以保持其恒温。

2 分布式光伏出力区间预测模型

前文已述,当分布式光伏出力大小变化时,将会影响建筑相变储能系统的电热传输过程。由于太阳辐射、风速等诸多因素的影响,分布式光伏出力具有较大的波动性及不确定性,利用传统的“点对点预测”^[12-17]得到的预测值与实际出力值之间可能存在较大误差,使得出的调度策略并不能达到理想的效果^[18-19]。因此,考虑这种电力侧的不确定性,分析光伏出力在不同范围内波动对电-热联合调度策略经济性和风险性的影响很有必要。为此,针对波动性较大、不确定性较强的分布式光伏出力,本文基于边界估计理论,提出了一种不同于传统“点对点预测”的区间预测方法,有效估计了分布式光伏出力的波动范围。

2.1 分布式光伏出力区间预测评价指标

本文在传统的基于 Bootstrap 估计的区间预测算法^[20]的基础上,对其中的区间覆盖概率和预测区间平均宽度两个指标进行了更为合理的改进;同时,引入了日负荷累积偏差指标这一新指标,具体如下。

1) 区间覆盖概率

区间覆盖概率(Prediction Intervals Coverage Probability, PICP)指标反映了实际的分布式光伏出力值落在得到的预测区间中(即下界 L 与上界 U 之间)的统计概率。为得到第 i 天的分布式光伏出力区间预测结果,假设共有 N 组不同的分布式光伏出力历史数据集 $T_{i-k} = \{(x_{i-k}, t_{i-k})\}$, $k = 1, 2, \dots, N$ 参与预测,其中 $x_{i-k} = \{x_{i-k,1}, x_{i-k,2}, \dots, x_{i-k,m}\}$, $t_i = \{t_{i-k,1}, t_{i-k,2}, \dots, t_{i-k,m}\}$, 此时 PICP 的计算公式为

$$PICP = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \varepsilon_j \quad (1)$$

式中: m 为每天分布式光伏数据采集节点的个数,本文中采样间隔为 1 h, $m = 24$; ε_j 为预测结果判别指标,当光伏实际出力值 y_{ij} 落在预测得到的上下边界当中时,其数值取为 1, 否则数值为 0, 对应的公式如(2)所示。

$$\varepsilon_j = \begin{cases} 1, & \text{if } y_{ij} \in [L_{ij}, U_{ij}] \\ 0, & \text{if } y_{ij} \notin [L_{ij}, U_{ij}] \end{cases} \quad (2)$$

2) 预测区间相对宽度

本文提出了一个新的指标, 即预测区间相对宽度(Prediction Intervals Relative Width, PIRW), 其计算公式为

$$PIRW = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \frac{U_{ij} - L_{ij}}{k_e \cdot (x_{j-\max} - x_{j-\min})} \quad (3)$$

式中: $x_{j-\max} = \max(x_{ij}), x_{j-\min} = \min(x_{ij}), \forall i \in [1, N]$, 分别表示 $t = j$ 时刻所有分布式光伏出力历史数据的最大值和最小值; $x_{j-\max} - x_{j-\min}$ 反映了该时刻对应的分布式光伏出力(实际值)的历史最大波动幅度; k_e 为区间缩放系数, 本文取为 1.5。

通过引入 PIRW 指标, 可以根据分布式光伏的历史出力数据, 差异化地调整各个数据点的预测区间宽度的基准值, 保证相对值指标 PIRW 能够直观地反映出分布式光伏出力的波动范围, 这也是分析本文所提相变储能系统中分布式光伏出力情况的最为重要的指标。

3) 日负荷累积偏差

本文引入日负荷累积偏差指标(Daily Accumulated Deviation Index, DADI)用于描述分布式光伏实际出力数据与预期得到的区间预测结果之间的偏离程度, 其计算公式为

$$DADI = \sum_{j=1}^m d_j \quad (4)$$

式中, d_j 表示第 j 个时间节点处分布式光伏实际出力与预测区间之间的偏差值。

$$d_j = \begin{cases} \frac{y_{ij} - U_{ij}}{y_{ij}} \times 100\%, & \text{if } y_{ij} > U_{ij} \\ 0, & \text{if } L_{ij} \leq y_{ij} \leq U_{ij} \\ \frac{L_{ij} - y_{ij}}{y_{ij}} \times 100\%, & \text{if } y_{ij} < L_{ij} \end{cases} \quad (5)$$

根据式(4)和式(5)完成 DADI 指标的计算, DADI 指标数值越小, 表明分布式光伏实际出力数据与预测区间之间的偏离程度越小, 预测效果越好。

2.2 分布式光伏出力区间预测模型

根据 2.1 节中各评价指标的意义及其计算公式可知, 这三个评价指标的优化方向是相互矛盾的: 若要使得 PICP 越大, 则需要预测区间的宽度有所增大, 即 PIRW 增大; 而若要使得 PIRW 越小, 则需要预测区间的宽度有所减小, 此时, 分布式光伏

实际出力数据落在预测区间中的概率也会随之降低, 即 PICP 减小, 同时, 数据的偏离误差会增大, 即 DADI 增大。因此, 综合考虑上述三个评价指标, 本文将预测模型和多目标优化模型进行了有效结合: 前者根据分布式光伏的历史数据完成预测区间的构建; 后者通过对上述三个指标的计算, 运用反馈机制, 不断调整预测模型中的各项参数。其整体思路可概括为图 2 所示。

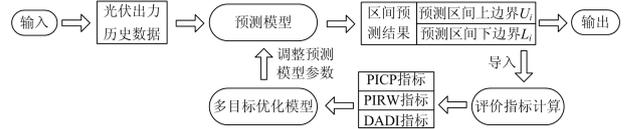


图 2 分布式光伏出力区间预测整体思路

Fig. 2 Overall framework for interval prediction of distributed photovoltaic output

由于 PICP、PIRW 和 DADI 三个指标的优化方向相互冲突, 因此难以直接确定出最优解。对此, 本文综合考量并有效结合了三个评价指标的自身特性, 通过构建如式(6)所示的包含了上述三个指标的综合优化目标函数 CI_{op} , 将多目标优化问题转为单目标优化问题进行求解, 从而解决了三者之间的矛盾。

$$CI_{op} = 1 - PIRW \cdot (1 + \lambda \cdot DADI) \cdot (1 + e^{-\eta(PICP - \mu)}) \quad (6)$$

式中: λ 和 η 分别为评价指标 DADI 和 PICP 的惩罚系数; μ 为预先设定的 PICP 额定置信水平。

本文采用单隐藏层神经网络构建了分布式光伏出力区间预测的模型^[21-24], 并运用粒子群算法对神经网络各层之间的连结系数 ω (即权重系数) 和各神经元自身的偏置量 b 进行优化, 以 CI_{op} 最大为目标, 得到区间预测的结果, 其具体结构如图 3 所示。

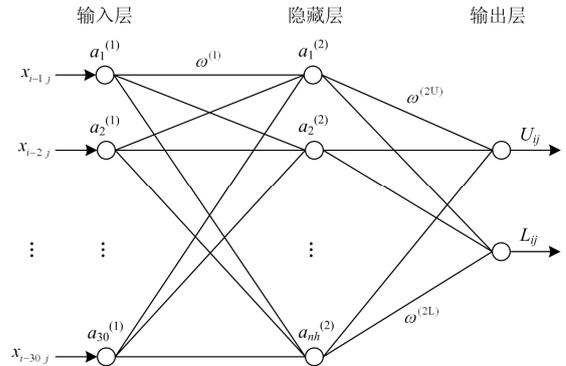


图 3 基于神经网络的分布式光伏出力区间预测模型构建
Fig. 3 Construction of interval prediction model for distributed photovoltaic output based on neural network

图3即表示了未来第*i*天第*j*个时刻的分布式光伏出力预测模型。以最近30天同一时刻的分布式光伏实际出力数据作为输入,就可以输出对应时刻分布式光伏出力预测区间的上边界值 U_{ij} 及下边界值 L_{ij} 。

需要说明的是,本文所提预测方法首先需要通过构建大量数据作为验证集,对模型进行训练优化,再对待预测日进行预测。考虑到目前该预测模型及其训练方式已能取得较好的预测效果,且模型会随着输入量的增加其变量个数大幅增加,因此,并未再单独加入气象数据等外部因素作为输入量。

3 计及分布式光伏出力不确定性的电-热联合日前调度模型

要研究电-热耦合情况下系统的经济性及风险性,首先需建立相变储能墙体的热力学模型。

3.1 相变储能墙体的热力学模型

根据文献[6]的方法建立建筑相变储能模型,为便于分析,可将包含相变材料墙体的储能建筑简化为如图4所示。

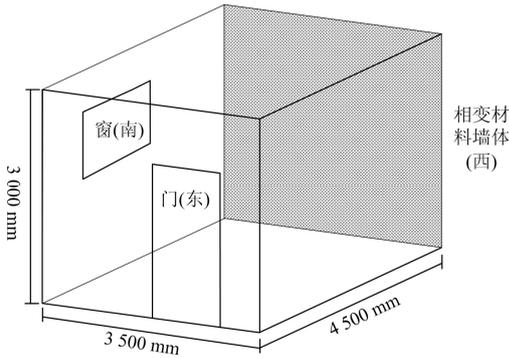


图4 典型相变材料储能建筑简化结构图

Fig. 4 Simplified block diagram of energy storage building with typical phase change material

由图4可知,该建筑南面向阳,东、西、北三面向阴,在西侧墙体内部填充有相变材料(称为相变墙)。建立相变储能墙体热力网络平衡方程如下。

式(7)表示相变墙气隙热平衡方程:相变墙气隙向室内空气提供热量等于相变墙空气与相变材料、相变墙内外侧以及室内空气与相变墙气隙的热量;式(8)表示相变材料热平衡方程:相变材料储热增量等于热泵、相变墙气隙以及相变墙内外侧提供相变材料的热量之和;式(9)表示西墙(相变墙)内侧热平衡方程:相变墙内侧与相变墙内空气、相变材料的换热量之和等于室内空气、其余墙体内侧与相变墙内侧的换热量之和;式(10)表示除相变墙外的其他

墙体的热平衡方程:以南墙为例,外墙换热主要为太阳直接辐射和室外空气的对流换热,这就等于外墙向内墙传导的热量;式(11)表示室内空气的热平衡方程:室内空气与相变材料和相变墙内侧的换热量之和等于除相变墙外的其他墙体与室内空气的换热量,具体如下:

$$Q_{pa-r}(t) = Q_{PCM-pa}(t) + Q_{pwo-pa}(t) + Q_{pwi-pa}(t) + Q_{r-pa}(t) \quad (7)$$

$$m_{PCM} \frac{dH}{dt} = Q_{ch}(t) + Q_{pa-PCM}(t) + Q_{pwo-PCM}^r(t) + Q_{pwi-PCM}^r(t) \quad (8)$$

$$Q_{pa-pwi}(t) + Q_{PCM-pwi}^r(t) = Q_{pwi-r}(t) + \sum_{i=1}^n Q_{pwi-i}^r(t) \quad (9)$$

$$Q_{2o}^r(t) + Q_{oa-2o}(t) = Q_{2o-2i}^c(t) \quad (10)$$

$$Q_{pa-r}(t) + Q_{pwi-r}(t) = \sum_{i=1}^n Q_{r-i}(t) \quad (11)$$

式中: $Q_{pa-r}(t)$ 和 $Q_{r-pa}(t)$ 分别为*t*时刻相变墙出口和进口热流量; $Q_{PCM-pa}(t)$ 、 $Q_{pwo-pa}(t)$ 、 $Q_{pwi-pa}(t)$ 分别为*t*时刻相变墙空气与相变材料、相变墙外侧、相变墙内侧的换热量。其中, $m_{PCM} \frac{dH}{dt}$ 为*t*时刻相变材料储热增量; $Q_{ch}(t)$ 为*t*时刻热泵输入热量; $Q_{pa-PCM}(t)$ 、 $Q_{pwo-PCM}^r(t)$ 、 $Q_{pwi-PCM}^r(t)$ 分别为*t*时刻相变墙空气、相变墙外侧、相变墙内侧与相变材料的换热量; $Q_{pa-pwi}(t)$ 、 $Q_{PCM-pwi}^r(t)$ 分别为*t*时刻相变墙内侧与相变墙内空气、相变材料的换热量; $Q_{pwi-r}(t)$ 、 $\sum_{i=1}^n Q_{pwi-i}^r(t)$ 分别为*t*时刻室内空气、其余墙体内侧与相变墙内侧的换热量;其中, $Q_{2o}^r(t)$ 、 $Q_{oa-2o}(t)$ 分别为*t*时刻其他外墙与太阳直接辐射、室外空气的换热量; $Q_{2o-2i}^c(t)$ 为*t*时刻其他外墙向内墙传导的热量; $\sum_{i=1}^n Q_{r-i}(t)$ 为*t*时刻除相变墙外的其他墙体与室内空气的换热量。

3.2 电-热联合日前经济调度模型

对于图1所示的电-热耦合相变储能系统,其调度目标应该是在计及电力侧分布式光伏不确定性及满足相变储能系统各类约束的前提下,使得整个综合能源系统的购电总成本最小。虽然目前相变储能材料还未大规模投入应用,并无实际场景进行参考,不过,结合目前电力市场情况,可以设想,未来,入住相变储能建筑的用户将通过日前向外网购电,以满足自己电热能源需求或赚取利润。与文献

[6]的目标一致, 本文同样以日前向外网购电总成本最小为优化目标, 因此, 可以直接引用文献[6]所建立的经济调度模型。

$$W = \min_{P_{db}, P_{ds}} \sum_{t=1}^{N_T} [p_{db}^t P_{db}^t - p_{ds}^t P_{ds}^t] \quad (12)$$

式中: W 为日前购电总成本; p_{db}^t 、 p_{ds}^t 分别为 t 时刻日前买、卖电电价; P_{db}^t 、 P_{ds}^t 分别为 t 时刻日前买、卖电功率。其中, 日前买电价格为峰谷电价:

$$P_{db}^t = \begin{cases} 0.3 & t \in [0:00, 6:00] \cup [23:00, 24:00] \\ 0.7 & t \in [7:00, 22:00] \end{cases} \quad (13)$$

日前卖电价格根据文献[6]光伏“自发自用, 余量上网”的原则设置为 0.2 元/kWh。

同时, 该调度模型还应满足以下约束条件。

1) 功率平衡约束

$$P_{db}^t - P_{ds}^t + P_{PV}^t - P_L^t - P_{HP}^t = 0 \quad \forall t \quad (14)$$

式中, P_{PV}^t 、 P_L^t 、 P_{HP}^t 分别为 t 时刻光伏发电功率、电负荷需求功率及热泵消耗电功率。

2) 交换功率约束

$$|P_{GE}| \leq P_{EX} \quad (15)$$

$$P_{EX} = \min(P_{HS}^{\max}, S_{n,DT} \cos \theta) \quad (16)$$

式中: P_{GE} 为微网与外电网之间的交换功率; P_{GE} 可以为式(12)的 P_{db}^t 、 P_{ds}^t ; P_{EX} 为微网联络线功率上限 (kW); P_{HS}^{\max} 为微网与电网交换功率的热稳定度极限; $S_{n,DT} \cos \theta$ 为微网配电变压器的有功额定容量; P_{EX} 表示取两者之中较小值。

3) 状态约束

相变储能系统运行一个周期(本文中设为 24 h)之后需要恢复到初始储热状态, 以保证调度的连续性。

$$E_H(t_0) = E_H(t_{24}) \quad (17)$$

4) 室内温度约束

$$T_R^{\min} \leq T_R^t \leq T_R^{\max} \quad \forall t \quad (18)$$

式中: T_R^t 、 T_R^{\max} 和 T_R^{\min} 分别为 t 时刻室内空气温度、人体舒适温度区间的上限和下限。

5) 热泵功率约束

$$0 \leq P_{HP}^t \leq P_{HP}^{\max} \quad \forall t \quad (19)$$

式中, P_{HP}^{\max} 为热泵功率上限值。

上述模型为经典的单目标混合整数规划模型, 可在 Matlab 平台编程, 利用 Yalmip 调用 CPLEX 求解。

4 算例分析

以文献[6]建立的集成分布式光伏的建筑相变储能系统为研究对象, 开展所提计及出力不确定性的调度策略的测试验证。其中, 相变储能系统、建筑热力学参数、常规电负荷功率以及屋顶光伏装机容量等参数均参见文献[6]。

首先根据其分布式光伏实际出力历史数据, 运用第 2 节区间预测的方法大致估计其在不同置信水平(即 PICP 取不同值)下的出力波动范围, 继而分析分布式光伏处于不同波动范围时电-热联合调度模型的经济性与风险性。

为分析不同分布式光伏出力波动范围情况对电-热联合调度模型的影响, 本文拟设计以下四种方案进行对比: 方案 1 为不考虑电力侧不确定性的确定性调度策略; 方案 2 为区间预测额定置信水平设置为 80%情况下的不确定性调度方案; 方案 3 为区间预测额定置信水平设置为 90%情况下的不确定性调度方案; 方案 4 为区间预测额定置信水平设置为 100%情况下的调度方案(最为保守)。太阳辐射和温度预测曲线如图 5 所示。

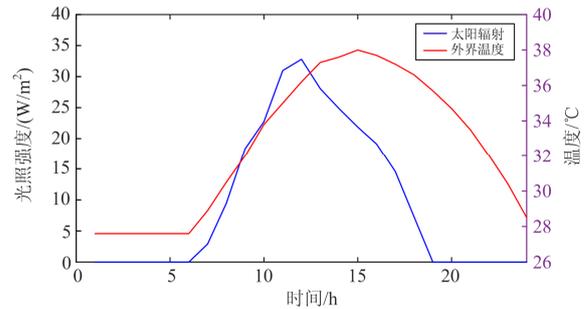


图 5 日前光照强度、温度预测曲线

Fig. 5 Day-ahead prediction of light intensity and temperature curves

4.1 分布式光伏出力波动范围估计

对于上述四种方案, 由于方案 1 为确定性调度, 无需考虑分布式光伏的出力波动(即预测出力就是实际出力曲线); 而方案 4 为鲁棒调度, 因此其分布式光伏出力的波动范围为历史数据的最大值和最小值之间, 以保证所有数据点均落入波动范围内(相当于区间预测额定置信水平取 100%时得到的预测区间), 可直接取各时刻历史数据的最大值和最小值作为其预测区间上下界; 因此, 仅对方案 2 和方案 3 的分布式光伏出力进行区间预测, 得到如图 6 所示的预测结果。

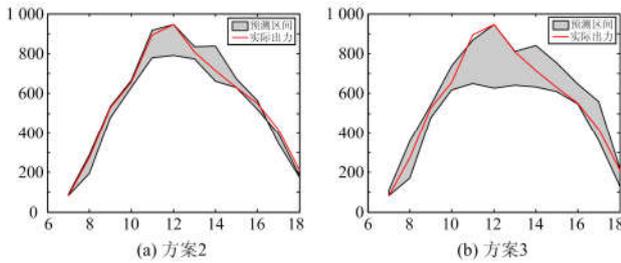


图 6 不同额定置信水平下分布式光伏出力波动范围
Fig. 6 Distributed photovoltaic output range at different rated confidence levels

对比图 6(a)和图 6(b)可知, 额定置信水平的设置对分布式光伏出力的预测区间有较大的影响。方案 3 相比于方案 2 而言, 其额定置信水平更高, 因此落入预测区间内的点越多, 其 PICP 的值越大(方案 2 中 $PICP=83.33\%$, 方案 3 中 $PICP=91.67\%$), 相应地, 为了保证有更多的点落在预测区间里面, 其 PIRW 也越大, 即在图中直观地反应为预测区间的宽度更大。这也与第 2 章中的分析相符。

4.2 电-热联合调度策略的经济性及风险性分析

根据上一节中得到的各方案分布式光伏出力的波动范围, 执行各方案后, 日前的购电情况如表 1 所示。

表 1 各方案日前购电情况
Table 1 Total cost of day-ahead electricity purchase in different schemes

	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
购电成本/元	981.17	1 098.26	1 133.78	1 174.35
购电电量/kWh	1 872.43	2 087.53	2 175.47	2 243.29

为凸显相变储能方案的优势, 首先引用文献[6]基于空调的方案作为对比。在同样的场景下, 空调方案的购电电量为 5 251 kWh, 花费 2 455 元。而由表 1 可以看出, 四种相变储能方案的购电成本均仅为其一半左右, 由此印证了相变储能方案相对传统方案的经济性优势。

另外, 同样由表 1 可以看出, 相变储能系统电-热联合调度策略的经济性随着分布式光伏出力的波动性的增大而逐渐降低, 方案 1 为文献[6]的确定性调度, 其经济性最优; 方案 4 实际上为鲁棒调度, 由于考虑了较大范围的出力波动, 其经济性最差; 方案 2 和方案 3 介于这两者之间。

同时, 上述仿真还可同步获得各方案室内温度的变化情况, 如图 7 所示。

由图 7 可以看出, 室内温度的调控效果与经济性的相反, 其失控时间及失控程度分别随着分布式光伏出力的波动性的增大而逐渐缩短和减小, 方案 1

的确定性调度室内温度超过设定值的时间最长, 超过程度最大, 温度失控的风险最大; 方案 4 的鲁棒调度室内温度从未超过设定值, 温度失控的风险最低; 方案 2 和方案 3 介于这两者之间。

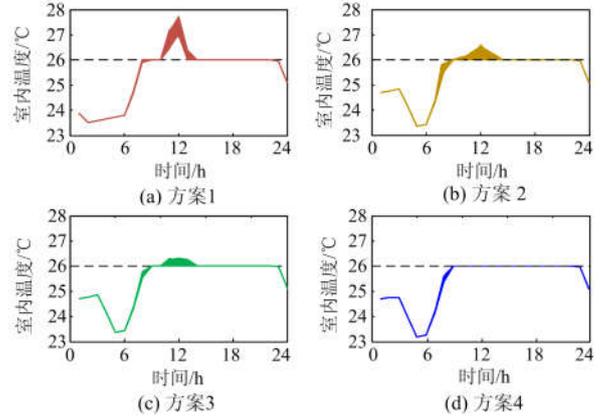


图 7 各方案室内温度变化情况

Fig. 7 Variation of indoor temperature in different schemes

结合以上分析, 通过设定多组不同的额定置信水平, 探究日前购电总成本与最大失控温差(即室内温度超过设定值的偏差最大值)的关系, 绘制出帕累托散点图, 如图 8 所示。

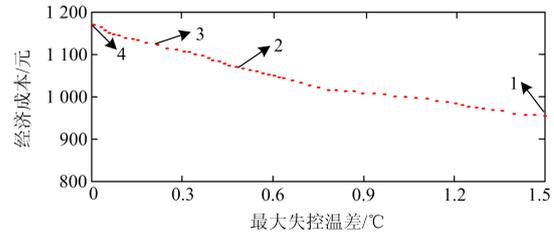


图 8 电-热联合调度策略经济性与风险性关系

Fig. 8 Relationship between economy and risk of electric-thermal combined dispatching strategy

从图 8 可以看出, 方案 1 到方案 4, 购电成本逐渐增高, 但最大失控温差也逐渐减小, 电-热联合调度策略的经济性与风险性呈现相反的趋势: 当储能系统购电成本较低时, 其最大失控温差较大, 抗风险能力较差; 当储能系统最大失控温差较小时, 虽然其抗风险能力较强, 但是其运行成本较高。因此, 在实际应用时, 如何对这两者进行权衡, 确定一个最合理的调度策略, 值得进一步探究。

5 结论

本文提出了一种基于区间预测来评估相变储能系统中分布式光伏出力在不同额定置信水平下波动范围的方法, 对传统区间预测的指标做了进一步的改进, 并在计及分布式光伏不确定性的基础上, 基

于已有的电-热联合调度模型, 制定了电-热联合调度策略, 最后仿真算例设计了不同对比方案, 分析了考虑不同分布式光伏波动范围时对电-热联合调度策略经济性和风险性的影响, 为方案的实际应用提供了参考借鉴。

参考文献

- [1] 赵玺灵, 付林, 王笑吟, 等. 分布式热泵调峰型燃气热电联产烟气余热回收供热系统建模及模拟分析[J]. 太阳能学报, 2018, 39(10): 2779-2787.
ZHAO Xiling, FU Lin, WANG Xiaoyin, et al. Modeling and simulation analysis of waste heat recovery heating system for flue gas of peak-shaving[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2018, 39(10): 2779-2787.
- [2] 张晗, 王进, 李亚峰, 等. 多能模式下冷热电联供系统的经济优化调度[J]. 电力学报, 2018, 33(5): 463-470.
ZHANG Han, WANG Jin, LI Yafeng, et al. Economical optimal scheduling for a multi-energy method combined cooling heating and power system[J]. Journal of Electric Power, 2018, 33(5): 463-470.
- [3] 马腾飞, 吴俊勇, 郝亮亮, 等. 基于能源集线器的微能源网能量流建模及优化运行分析[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 179-186.
MA Tengfei, WU Junyong, HAO Liangliang, et al. Energy flow modeling and optimal operation analysis of micro energy grid based on energy hub[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 179-186.
- [4] 蒋润花, 李洪强, 尹辉斌, 等. 冷热电联供系统多目标评估与运行策略研究[J]. 工程热物理学报, 2019, 40(5): 1016-1024.
JIANG Runhua, LI Hongqiang, YIN Huibin, et al. Research on multi-objective evaluation and operation strategies of combined cooling, heating and power system[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2019, 40(5): 1016-1024.
- [5] 任洪波, 吴琼, 刘家明. 耦合区域售电服务的分布式能源产消者经济优化与能效评估[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(13): 3756-3766.
REN Hongbo, WU Qiong, LIU Jiaming. Economic optimization and energy assessment of distributed energy prosumer coupling local electricity retailing services[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(13): 3756-3766.
- [6] 魏繁荣, 林湘宁, 陈乐, 等. 基于建筑相变材料储能的微网综合能源消纳系统研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 792-804.
WEI Fanrong, LIN Xiangning, CHEN Le, et al. Microgrid comprehensive energy consumption system based on phase change building materials[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 792-804.
- [7] 黎静华, 赖昌伟. 考虑气象因素的短期光伏出力预测的奇异谱分析方法[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(5): 50-57.
LI Jinghua, LAI Changwei. Singular spectrum analysis method for short-term photovoltaic output prediction considering meteorological factors[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(5): 50-57.
- [8] HADAVAND M, YAGHOUBI M. Thermal behavior of curved roof buildings exposed to solar radiation and wind flow for various orientations[J]. Applied Energy, 2008, 85(8): 663-679.
- [9] YAMAN K, GÖKHAN A. The impact of hourly solar radiation model on building energy analysis in different climatic regions of Turkey[J]. Building Simulation, 2017, 11(3): 1-13.
- [10] 晁颖, 金焯, 朱晶亮, 等. 考虑光伏发电出力不确定性的年度最大负荷概率预测[J]. 广东电力, 2018, 31(9): 83-89.
CHAO Ying, JIN Ye, ZHU Jingliang, et al. Probabilistic forecast of annual peak load with consideration of photovoltaic generation output uncertainties[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(9): 83-89.
- [11] 黎敏, 林湘宁, 张哲原, 等. 超短期光伏出力区间预测算法及其应用[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(3): 10-18.
LI Min, LIN Xiangning, ZHANG Zheyuan, et al. Interval prediction algorithm for ultra-short term photovoltaic output and its application[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 10-18.
- [12] 黄予春, 曹成涛, 顾海. 基于 IKFCM 与多模态 SSO 优化 SVR 的光伏发电短期预测[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(24): 96-103.
HUANG Yuchun, CAO Chengtao, GU Hai. Short-term photovoltaic power generation forecasting scheme based on IKFCM and multi-mode social spider optimization SVR[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(24): 96-103.
- [13] 张雨金, 杨凌帆, 葛双冶, 等. 基于 Kmeans-SVM 的短期光伏发电功率预测[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(21): 118-124.
ZHANG Yujin, YANG Lingfan, GE Shuangye, et al. Short-term photovoltaic power forecasting based on Kmeans-SVM algorithm and support vector machine[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(21): 118-124.

- [14] 李姚旺, 苗世洪, 刘君瑶, 等. 考虑需求响应不确定性的光伏微电网储能系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 69-77.
LI Yaowang, MIAO Shihong, LIU Junyao, et al. Optimal allocation of energy storage system in PV micro grid considering uncertainty of demand response[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 69-77.
- [15] 王巍. 基于神经网络和模拟集成的短期光伏发电预测[J]. 可再生能源, 2019, 37(5): 670-675.
WANG Wei. Short-term photovoltaic power generation prediction based on artificial neural network and simulation integration[J]. Renewable Energy Resources, 2019, 37(5): 670-675.
- [16] 王继拓, 王万成, 陈宏伟. 基于回归——马尔科夫链的光伏发电功率预测[J]. 电测与仪表, 2019, 56(1): 76-81.
WANG Jituo, WANG Wancheng, CHEN Hongwei. Photovoltaic power generation forecasting based on regression-Markov chain[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(1): 76-81.
- [17] WANG Yi, ZHANG Ning, TAN Yushi, et al. Combining probabilistic load forecasts[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 10(4): 3664-3674.
- [18] 杨茂, 朱亮. 基于 FA-PCA-LSTM 的光伏发电短期功率预测[J]. 昆明理工大学学报(自然科学版), 2019, 44(1): 61-68.
YANG Mao, ZHU Liang. Short-term photovoltaic power forecasting based on FA-PCA-LSTM[J]. Journal of Kunming University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2019, 44(1): 61-68.
- [19] 赖昌伟, 黎静华, 陈博, 等. 光伏发电出力预测技术研究综述[J]. 电工技术学报, 2019, 34(6): 1201-1217.
LAI Changwei, LI Jinghua, CHEN Bo, et al. Review of photovoltaic power output prediction technology[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(6): 1201-1217.
- [20] 叶五一, 缪柏其, 吴振翔. 基于 Bootstrap 方法的 VaR 计算[J]. 系统工程学报, 2004(5): 528-531.
YE Wuyi, MIAO Baiqi, WU Zhenxiang. Bootstrap method based evaluating VaR[J]. Journal of Systems Engineering, 2004(5): 528-531.
- [21] KHOSRAVI A, NAHAVANDI S, CREIGHTON D, et al. Lower upper bound estimation method for construction of neural network-based prediction intervals[J]. IEEE Transactions on Neural Networks, 2011, 22(3): 337-347.
- [22] KHOSRAVI A, NAHAVANDI S, CREIGHTON D. Construction of optimal prediction intervals for load forecasting problems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(3): 1496-1503.
- [23] QUAN H, SRINIVASAN D, KHOSRAVI A. Short-term load and wind power forecasting using neural network-based prediction intervals[J]. IEEE Transactions on Neural Networks & Learning Systems, 2017, 25(2): 303-315.
- [24] 王淑青, 要若天, 高翔, 等. 启发式神经网络在异步电机矢量控制速度估计中的应用[J]. 信阳师范学院学报(自然科学版), 2017, 30(4): 618-622.
WANG Shuqing, YAO Ruotian, GAO Xiang, et al. Application of heuristic neural network in speed estimation of induction motor[J]. Journal of Xinyang Normal University (Natural Science Edition), 2017, 30(4): 618-622.

收稿日期: 2019-04-17; 修回日期: 2019-07-09

作者简介:

杜进桥(1988—), 男, 工程师, 研究方向为电力系统稳定与控制; E-mail: jinqiaodu@qq.com

徐诗鸿(1994—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为负荷预测、新能源并网及微网新技术; E-mail: 375856335@qq.com

胡志豪(1995—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统新能源规划。E-mail: 770196877@qq.com

(编辑 姜新丽)