

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211573

考虑风电预测误差的电-热系统混合时间尺度调度

夏洪伟, 李坤, 韩丽

(中国矿业大学电气工程学院, 江苏 徐州 221116)

摘要: 为了利用热网特性补偿风电预测误差, 提出了一种电-热系统混合时间尺度调度策略。考虑到电能和热能传输在时间尺度上的差异性, 建立了热网短时间尺度调节模型。在日内调度阶段, 将指令周期分为长时间尺度和短时间尺度, 由长时间尺度调度确定日内阶段 30 min 级 CHP 机组的基本出力, 短时间尺度调度则根据长时间尺度 CHP 机组的基本出力来确定日内 15 min 级常规机组的基本出力。在实时调度阶段, CHP 机组在日内长时间尺度出力的基础上进行 15 min 级短时间尺度的调整, 并协同储能设备补偿风电预测误差。通过算例验证表明, 考虑风电预测误差的电-热系统混合时间尺度调度模型, 降低了储能设备的使用率, 提升了电-热系统的经济性, 同时具有良好的风电预测误差补偿效果。

关键词: 调度; 热网; 混合时间尺度; 预测误差; 综合能源系统

Hybrid time-scale dispatch of an electric-heating system considering wind power forecast error

XIA Hongwei, LI Kun, HAN Li

(School of Electrical Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China)

Abstract: To use the characteristics of a heating network to compensate for wind power forecast error, a hybrid time-scale dispatch strategy for an electric-heating system is proposed. Considering the differences in time-scale between electric energy and heat energy transmission, a short time-scale regulation model of the heating network is established. In intra-day dispatch, the dispatch model is divided into long (30 minutes) and short (15 minutes) time-scale models to obtain the scheduling scheme of CHP and conventional units, respectively. In real-time dispatch, based on the results of the long time-scale model, CHP units are adjusted on the short time-scale to compensate for the forecast error with energy storage system. The simulation results verify that this model of an electric-heating system reduces the utilization rate of the energy storage system, improves the economy of the electric-heating system, and has a good effect on wind power forecast error compensation.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 62076243).

Key words: dispatch; heating network; hybrid time-scale; forecast error; integrated energy system

0 引言

电能易传输而热能易存储, 将电力系统与热力系统相结合, 可以提升能源系统的总体可控性^[1-3]。在电-热联合系统中, 风电受气候和季节影响具有不确定性, 很难精确预测。而风电预测误差会影响系统的备用容量, 增加系统的运行风险, 造成弃风和切负荷^[4-5]。

作为综合能源系统(Integrated Energy System, IES)的重要形式之一, 电-热系统中的电、热能传输

特性差异显著, 电能传输具有瞬时性, 而热能传输通常以热水作为载体, 传输速度较慢, 响应时间较长。这种时间尺度上的差异性, 使得对于电-热系统运行优化调度的研究主要集中于小时级的日前调度^[6-9]。文献[10]综合考虑了热、气管网的动态特性, 提升了 IES 日前调度的灵活性。文献[11]提出了一种热能传输准动态模型, 分析了热网的虚拟储能并应用到电-热系统优化调度中。文献[12]考虑了供热管网的储热特性, 对供热管网的储热能力进行量化, 提升了 IES 日前调度的经济性和稳定性。上述对于 IES 日前调度的研究降低了多能流差异性对 IES 调度的影响, 而在含风电的电-热系统中, 风电功率的

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(62076243)

日前预测值与短期或超短期预测值的偏差往往较大, 仅考虑日前调度并不能在风电功率发生变化的日内或实时短期调度中提供有效的风电消纳途径。因此, 还需要考虑不同调度时间尺度的差异性^[13-16], 为此, 相关学者提出了多时间尺度优化调度模型。文献[17]考虑了多能源-荷的波动性, 从能量供需的角度建立了 IES 多时间尺度优化模型。文献[18]考虑了暂态天然气系统变量存在时段耦合的特性, 提出了基于模型预测控制的多时间尺度优化调度策略。文献[19]从用户需求的角度建立考虑不同类型用户用能诉求的含能量互保行为的实时能量偏差应对模型。

上述多时间尺度调度模型, 在一定程度上提升了系统的经济性和安全性, 却忽略了异质能量传输和响应特性的差异。热动态特性给热网提供了一定的可调空间, 但频率较高、幅度较大的短时间尺度供热调节可能会导致热能响应存在偏差, 影响系统的安全稳定运行^[20-21]。电力系统的实时调度调节频繁, 时间尺度较小, 而热能传输通常以热水作为载体, 传输速度慢, 暂态响应时间长, 对热网采取与电力系统实时调度相同时间尺度且幅度较大的调节, 易产生供热偏差, 增加供热不平衡度。此外, 风电预测误差通常变化速度较快, 变化量较小, 常规策略下多采用电力系统侧的储能设备和常规机组的备用容量进行补偿。而储能设备投资和使用成本较高^[22-24], 频繁的使用储能设备会增加系统的运行成本, 影响系统运行的经济性。此外, 常规机组备用容量有限, 可补偿的风电预测误差有限, 且采用过大的备用容量既限制了系统调度方案的灵活性, 又降低了系统运行的经济性。因此, 需要进一步从热网侧寻求平抑风电预测误差的方式, 提升电-热系统运行的灵活性。

基于上述问题, 本文考虑了异质能量传输和响应特性的差异性, 限制了热源侧短时间尺度调节量以便于热网可以充分响应, 建立了热网短时间尺度调节模型, 利用热网特性协调热电联产(Combined Heat and Power, CHP)机组和储能设备共同补偿风电预测误差, 提出了考虑风电预测误差的电-热系统混合时间尺度调度策略: 在日前调度阶段, 确定各机组 1 h 级时间尺度的出力计划; 在日内滚动调度阶段, 将日内调度分为长时间尺度调度和短时间尺度调度, 考虑到电能、热能动态响应的差异性, 由长时间尺度调度确定日内阶段 30 min 级 CHP 机组的基本出力, 短时间尺度调度则是根据长时间尺度 CHP 机组的出力结果来确定日内 15 min 级常规机组的基本出力; 在实时调度阶段, 考虑到热网的储

热特性、短期动态特性及热负荷弹性, 根据超短期风电预测误差评估数据, 在 CHP 机组日内 30 min 级基本出力的基础上进行 15 min 级小幅调节, 补偿风电预测误差, 确保热能在短时间尺度上响应的可行性, 从而降低对储能设备的需求, 提升系统运行的经济性和灵活性。最后, 通过算例验证表明所提方案的可行性。

1 热网特性及电-热系统调度策略

1.1 热网特性及其数学模型

对于整个供热网络, 可以将各供热管道作为热网的支路, 以热水流动的方向为支路的方向, 热源、热用户以及各个管道相互连接点作为网络节点, 进而构成整个热网拓扑。

1) 管道支路模型

对于管道支路 k , 在 t 时刻流入管道支路 k 的热流量定义为 $q_{k,t}^{\text{in}}$, 流出管道支路的热量定义为 $q_{k,t}^{\text{out}}$, 则 t 时刻流入和流出该管道支路的热流量与热水温度的关系为

$$q_{k,t}^{\text{in}} = c g_{k,t} T_{k,t}^{\text{in}} \quad (1)$$

$$q_{k,t}^{\text{out}} = c g_{k,t} T_{k,t}^{\text{out}} \quad (2)$$

式中: c 为水的比热容; $g_{k,t}$ 为 t 时刻管道支路 k 循环水的质量流率; $T_{k,t}^{\text{in}}$ 、 $T_{k,t}^{\text{out}}$ 为 t 时刻管道支路 k 的入口温度和出口温度。

$$\mathbf{Q}_t^{\text{in}} = [q_{1,t}^{\text{in}}, \mathbf{L}, q_{s,t}^{\text{in}}] \quad (3)$$

式中: \mathbf{Q}_t^{in} 为 t 时刻流入所有管道支路的热流量所构成的向量; s 为管道支路总数。

$$\mathbf{Q}_t^{\text{out}} = [q_{1,t}^{\text{out}}, \mathbf{L}, q_{s,t}^{\text{out}}] \quad (4)$$

式中, $\mathbf{Q}_t^{\text{out}}$ 为 t 时刻流出所有管道支路的热流量所构成的向量。

2) 节点模型

$$\mathbf{Q}_t = [\mathbf{Q}_t, \mathbf{L}, \mathbf{Q}_z] \quad (5)$$

式中: \mathbf{Q}_t 为 t 时刻流入各节点的净热流量所构成的向量, 记热源节点流入热量为正, 热负荷节点流入热量为负, 若其余节点没有外部热量作为输入或输出, 则为零; z 为热网拓扑节点总数。

节点温度: 供热网络正常运行时, 不同温度的热水从不同支路流向同一节点后进行混合, 混合后流出该节点的所有支路的入口热水温度都等于这个混合温度, 即节点温度混合定律。

$$\sum_{a \in S_m^{\text{pipe.in}}} T_{a,t}^{\text{out}} g_{a,t} = T_{b,t}^{\text{in}} \sum_{b \in S_m^{\text{pipe.out}}} g_{b,t} \quad (6)$$

式中: $S_m^{\text{pipe.in}}$ 、 $S_m^{\text{pipe.out}}$ 为与节点 m 相连并从节点 m 起始和结束的支路集合; a 、 b 为与节点 m 相连的支

路编号。

节点质量流量：热网调节需要保持节点质量流量连续，不考虑流量损失，各节点热水流入量等于流出量。

$$\sum_{a \in S_m^{\text{pipe.in}}} g_{a,t} = \sum_{b \in S_m^{\text{pipe.out}}} g_{b,t} \quad (7)$$

3) 热力网络模型

热源节点处回水管道中的热水经过热源加热后输送到供水管道，经过各管道支路传输到热用户，然后温度降低后再次进入回水管道，依次循环，在整个供热过程中，供热网络需要保持供需动态平衡，该热动态过程可以用热力网络平衡方程来描述^[25]。

$$\mathbf{A}_1 \mathbf{Q}_t^{\text{in}} + \mathbf{A}_2 \mathbf{Q}_t^{\text{out}} = \mathbf{Q}_t \quad (8)$$

式中： \mathbf{A}_1 为热网拓扑的起点关联矩阵； \mathbf{A}_2 为热网拓扑的终点关联矩阵。

4) 热动态模型

对于热水供热网络，热能受热水流速限制存在着传输延迟，使得热网具有储热特性，同时热水在传输过程中会向外部环境散发热量。考虑热网的延迟性、储热特性和传输热损，管道支路的入口温度与出口温度之间的关系可表示为

$$T_{k,t}^{\text{out}} = (T_{k,t-\tau_k}^{\text{in}} - T_{o,t}) e^{\frac{-\lambda L_k}{cg_{k,t}}} + T_{o,t} \quad (9)$$

式中： τ_k 为管道支路 k 的传输延迟时间； $T_{o,t}$ 为管道的外部环境温度； λ 为管道材料的导热系数； L_k 为管道支路 k 的长度。

考虑到管道的设计温度，各管道支路的入口温度需要满足式(10)。

$$T_k^{\text{min}} \leq T_{k,t}^{\text{in}} \leq T_k^{\text{max}} \quad (10)$$

式中： T_k^{max} 和 T_k^{min} 分别为管道支路 k 的最大和最小供水温度。

根据 $\lambda L_k / (cg_{k,t})$ 大小的不同，可以将式(9)近似为

$$T_{k,t}^{\text{out}} = \begin{cases} (T_{k,t-\tau_k}^{\text{in}} - T_{o,t}) \left(1 - \frac{\lambda L_k}{cg_{k,t}}\right) + T_{o,t} & \frac{-\lambda L_k}{cg_{k,t}} \leq 1 \\ T_{o,t} & \frac{-\lambda L_k}{cg_{k,t}} > 1 \end{cases} \quad (11)$$

本文主要考虑一次热网，在该热网规模下， $\lambda L_k / cg_{k,t} \leq 1$ ，因此忽略式(11)中 $\lambda L_k / cg_{k,t} > 1$ 的情况，且本文考虑热网的调节方式为质调节，忽略热网的水力调节过程，不考虑各管道支路的流量损失和外部注入流量。

5) 电-热系统风电功率预测误差

风电功率预测误差定义为

$$e_t = w_t^f - w_t^r \quad (12)$$

式中： e_t 为风电预测误差； w_t^f 为风电功率预测值； w_t^r 为风电功率实际值。本文所用的预测误差均为风电功率确定性误差评估值。

6) 短时间尺度调节模型

在热力系统中热能传输时间较长，响应速度较慢，对热网进行 15 min 级短时间尺度较大幅度的调节，可能无法准确响应，进而影响热力系统的供需平衡。风电预测误差通常范围较小，为了使热网可以参与到实时短时间尺度的风电功率预测误差补偿中，引入负荷弹性波动范围 ε ，在实时短时间尺度调度中，且在满足热网平衡条件的基础上，对热源侧单调度时段调节幅度加以限制，小范围的调节可以使热网能够在 15 min 时间尺度上较为准确响应，负荷弹性波动范围保证了在最不利情况(即热网没有准确响应)下，调度方案也能使负荷端的热用户舒适度在可行的范围内。

本文引入舒适度感觉平均预测(Predicted Mean Vote, PMV)指数来量化用户在室内的用热舒适度。由于 PMV 指数受空气温度、人体着装、活动状态、空气湿度和流速等多维参数共同作用，计算复杂，而在工程上忽略了空气湿度和流速，对其进行简化处理^[26]，得到

$$\lambda_{\text{PMV}} = 2.43 - \frac{3.76(t_{\text{skin}} - t_{\text{air}})}{M(I_{\text{cl}} + 0.1)} \quad (13)$$

式中： λ_{PMV} 为 PMV 指数； M 为人体能量代谢率； I_{cl} 为服装热阻； t_{skin} 为舒适状态的人体皮肤平均温度； t_{air} 为人体周围空气温度。

通过计算，将 PMV 指标量化在[-3,3]，并分为 7 级，如图 1 所示。



图 1 PMV 指数与舒适度关系

Fig. 1 Relationship between PMV index and comfort

根据国际标准 ISO7730， λ_{PMV} 在 ± 0.5 之间波动时，用户对温度变化感知模糊。假设在标准供热情况下， λ_{PMV} 为 0，为了保证在 15 min 时间尺度的调节下，用户侧基本不受影响，将热网不能准确响应情况下的 λ_{PMV} 限定在 ± 0.3 之间，并根据该指标计算负荷弹性波动范围，得到

$$\begin{cases} \varepsilon^{\text{up}} = \frac{t_{0.3} - t_0}{t_0} \\ \varepsilon^{\text{down}} = \frac{t_{-0.3} - t_0}{t_0} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $t_{0.3}$ 、 $t_{-0.3}$ 和 t_0 为 λ_{PMV} 为 0.3、-0.3 和 0 时根据式(13)计算出的 t_{air} 值; ε^{up} 、 ε^{down} 为热负荷的上下弹性波动范围。

风电功率超短期预测误差的变化速度较快、幅度较小, 常采用储能设备进行补偿。为了降低系统对储能设备的需求, 本文优先利用热网短时间尺度的动态调节来补偿预测误差, 然后再采用储能设备对剩余误差进行补偿, 热网短时间尺度调节量需要满足式(15)。

$$\varepsilon^{down} Q_{t+\tau}^{load} \leq \Delta Q_t^{source} \leq \varepsilon^{up} Q_{t+\tau}^{load} \quad (15)$$

式中: ΔQ_t^{source} 为热源的调节幅度; $Q_{t+\tau}^{load}$ 为对应的热负荷; τ 为热源到热负荷的延迟时间。

为了补偿预测误差, CHP 机组对预测误差补偿的调节量需要满足式(16)。

$$\begin{cases} \alpha e_t \leq \sum_{j=1}^C \Delta P_{j,t}^{CHP-e} \leq \beta e_t & e_t \geq 0 \\ \beta e_t \leq \sum_{j=1}^C \Delta P_{j,t}^{CHP-e} \leq \alpha e_t & e_t < 0 \end{cases} \quad (16)$$

式中: j 为机组编号; C 为机组数目; α 、 β 为误差补偿系数, 用于确定误差补偿范围; 范围为[0,1]; $\Delta P_{j,t}^{CHP-e}$ 为 CHP 机组对预测误差补偿的调节量。

为了避免储能设备过补偿, 储能充、放电功率需要满足式(17)。

$$\begin{cases} P_t^{B,dc} - P_t^{B,ch} \leq e_t - \Delta P_t^{CHP-e} & e_t \geq 0 \\ P_t^{B,dc} - P_t^{B,ch} \geq \Delta P_t^{CHP-e} - e_t & e_t < 0 \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_t^{B,ch}$ 、 $P_t^{B,dc}$ 分别为 t 时刻储能设备的充、放电功率。

1.2 电-热系统混合时间尺度调度策略

考虑到热网动态特性和风电预测误差在时间尺度上的差异性, 提出了一种混合时间尺度调度策略, 分为“日前调度-日内滚动调度-实时调度”3个阶段。图 2 为该混合时间尺度调度策略的时间流程。

如图 2 所示, 在日前调度阶段, 风电功率预测值与实际值偏差较大, 后续的调度环节中需要在此基础上进行较大幅度的调整, 因此采用时间尺度较

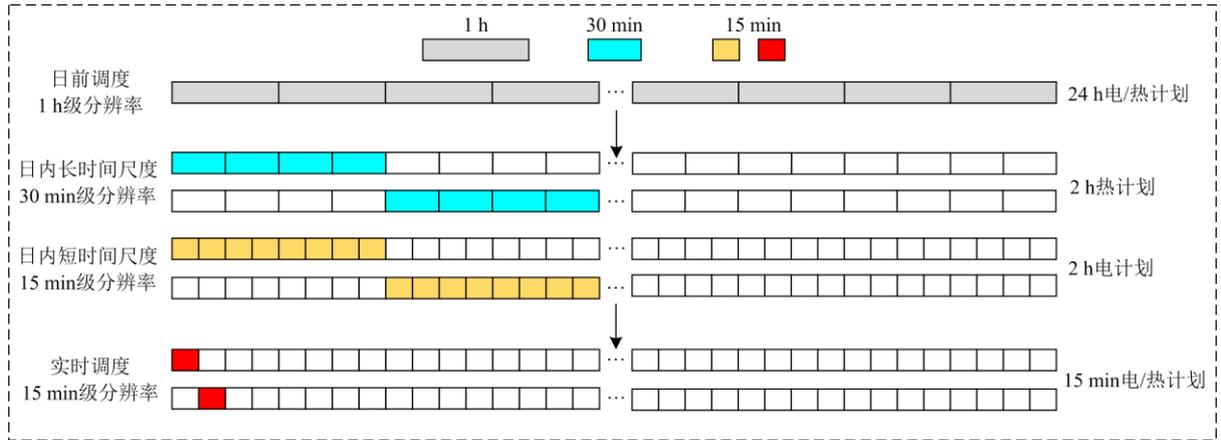


图 2 混合时间尺度调度时间流程

Fig. 2 Time process of hybrid time-scale dispatch

长的 1 h 级分辨率, 得到常规机组和 CHP 机组的日前出力计划。在日内调度阶段, 考虑到热能响应时间较长, 故日内长时间尺度调度策略采用 30 min 级分辨率, 从而避免因短时间内热网调节幅度过大导致热能无法准确响应; 电能响应具有瞬时性, 故日内短时间尺度调度策略采用 15 min 级分辨率, 依据长时间尺度的调度结果, 制定常规机组的滚动出力计划, 滚动周期选取为 2 h, 滚动周期过长, 易导致调度计划与实际偏差较大, 滚动周期过短, 导致调节过于频繁。日内滚动调度计划是根据提前 2 h 的风电功率短期预测值得到的, 与实际风电功率有所差异, 因此, 需要在日内滚动调度的基础上增加实

时调度, 根据提前 15 min 的风电功率超短期预测数据, 制定常规机组的实时调节量, 并在风电误差评估的基础上, 对 CHP 机组进行 15 min 级分辨率的小幅度调节, 从而降低风电预测误差对系统运行的不利影响。

图 3 为混合时间尺度调度的流程图, 在日前调度阶段, 以 1 h 级分辨率为调度指令周期, 制定未来 24 h 的调度计划, 确定日前调度的常规机组启停计划, 并根据日前风电和负荷功率的预测值, 确定常规机组的备用计划、基本出力计划和 CHP 机组的日前出力计划。日内滚动调度阶段, 分为日内长时间尺度调度和日内短时间尺度调度, 其中日内长时

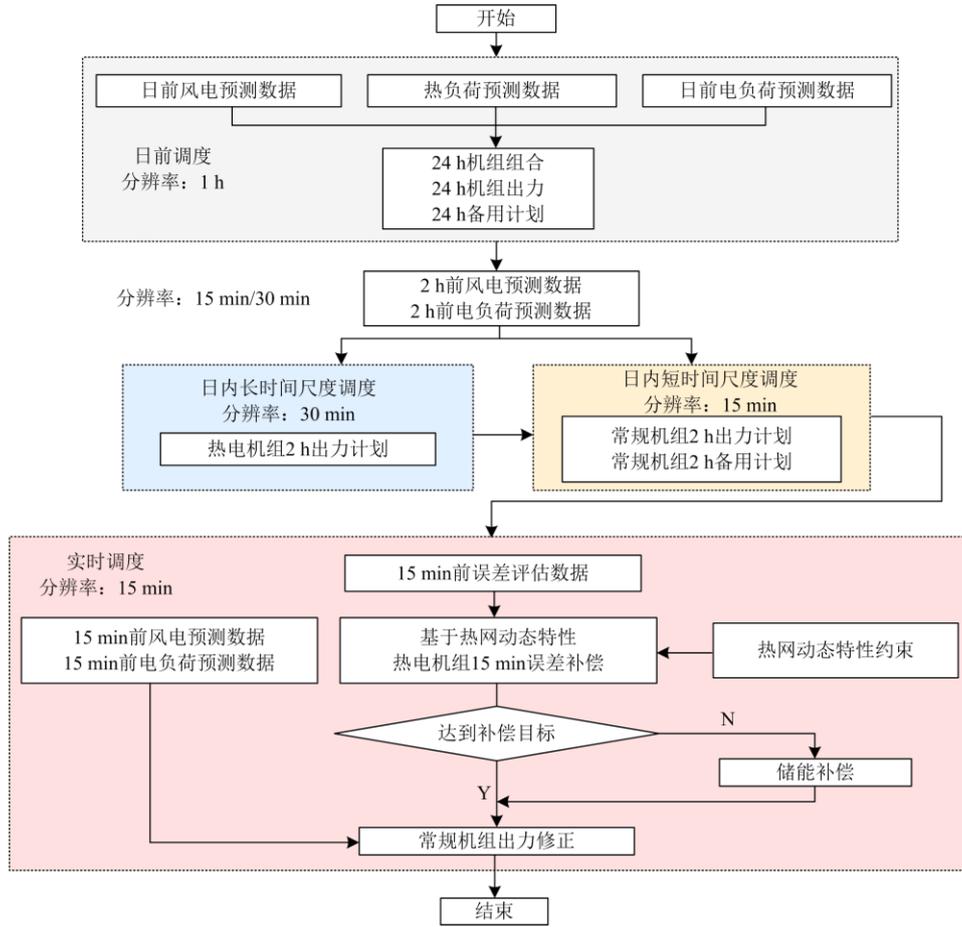


图3 混合时间尺度调度流程

Fig. 3 Process of hybrid time-scale dispatch

间尺度调度主要是为了确定日内调度阶段调度指令周期为 30 min 级 CHP 机组未来 2 h 的基本出力,而日内短时间尺度调度则是根据日内长时段尺度调度所得到的 CHP 机组出力,来确定短时间尺度上 15 min 级常规机组未来 2 h 的出力计划。在实时调度阶段,根据风电和负荷的超短期预测功率,在日内滚动调度结果的基础上,调节常规机组未来 15 min 的出力,并根据预测误差的评估值,对 CHP 机组在 15 min 的时间尺度上进行小幅度调节,以保证热网可以充分响应 15 min 级分辨率的调度指令,若经 CHP 机组调节后预测误差无法完全被补偿,则开启储能设备对剩余误差进行补偿。

2 电-热系统混合时间尺度调度模型

2.1 日前调度

日前调度为预测时刻前 24 h 的调度计划,由日前风电预测值制定 1 h 级分辨率的常规机组启停和备用计划,以及常规机组和 CHP 机组初步出力。

2.1.1 目标函数

日前调度模型中,CHP 机组为常开状态,考虑常规机组的启动、运行成本以及 CHP 机组的运行成本,建立如式(18)所示模型。

$$\min F^D = \min \sum_{t=1}^{T_1} (C_{GU}^D + C_G^D + C_{CHP}^D) \quad (18)$$

$$\begin{cases} C_{GU}^D = \sum_{i=1}^G g_i (1 - u_{i,t-1}) u_{i,t} \\ C_G^D = \sum_{i=1}^G u_{i,t} (a_i (P_{i,t}^D)^2 + b_i P_{i,t}^D + c_i) \\ C_{CHP}^D = \sum_{j=1}^C (a_j^{CHP} (P_{j,t}^{D,CHP})^2 + b_j^{CHP} P_{j,t}^{D,CHP} + c_j^{CHP}) \end{cases} \quad (19)$$

式中: T_1 为日前调度时段总数; t 为时段编号; 上标“D”代表此变量为日前调度模型中的变量; C_{GU}^D 、 C_G^D 为单时段常规机组的启动和运行成本; C_{CHP}^D 为 CHP 机组的运行成本; g_i 为常规机组的开机成本系数; $u_{i,t}$ 为标志常规机组启停的变量; i 为常规机组

编号; G 为常规机组数目; a_i 、 b_i 、 c_i 为常规机组的成本系数; a_j^{CHP} 、 b_j^{CHP} 、 c_j^{CHP} 为 CHP 机组的成本系数; $P_{i,t}^{\text{D}}$ 为日前常规机组出力; $P_{j,t}^{\text{D,CHP}}$ 为日前 CHP 机组出力。

2.1.2 约束条件

1) 电功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^G P_{i,t}^{\text{D}} + \sum_{j=1}^C P_{j,t}^{\text{D,CHP}} + w_t^{\text{D}} = L_t^{\text{D}} \quad (20)$$

式中: w_t^{D} 为日前风电场预测出力; L_t^{D} 为日前负荷预测功率。

2) 机组上、下旋转备用容量约束

$$\begin{cases} R_{i,t}^{\text{D,d}} \leq P_{i,t}^{\text{D}} - \max(P_i^{\text{min}}, P_{i,t-1}^{\text{D}} - r_i^{\text{d}} \cdot \Delta t) \\ R_{i,t}^{\text{D,u}} \leq \min(P_i^{\text{max}}, P_{i,t-1}^{\text{D}} + r_i^{\text{u}} \cdot \Delta t) - P_{i,t}^{\text{D}} \end{cases} \quad (21)$$

式中: r_i^{u} 、 r_i^{d} 为常规机组上、下爬坡率; $R_{i,t}^{\text{D,u}}$ 、 $R_{i,t}^{\text{D,d}}$ 为常规机组上、下旋转备用容量; P_i^{max} 、 P_i^{min} 为常规机组最大、最小机组出力; Δt 为单调度时段的时长。

3) 热网侧约束

CHP 机组出力约束为

$$\begin{cases} P_j^{\text{min,CHP}} \leq P_{j,t}^{\text{D,CHP}} \leq P_j^{\text{max,CHP}} \\ -r_j^{\text{d,CHP}} \Delta t \leq P_{j,t}^{\text{D,CHP}} - P_{j,t-1}^{\text{D,CHP}} \leq r_j^{\text{u,CHP}} \Delta t \\ Q_{j,t}^{\text{D}} = \eta P_{j,t}^{\text{D,CHP}} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $P_j^{\text{max,CHP}}$ 、 $P_j^{\text{min,CHP}}$ 为 CHP 机组的最大、最小电出力; $r_j^{\text{u,CHP}}$ 、 $r_j^{\text{d,CHP}}$ 为 CHP 机组的上、下爬坡率; $Q_{j,t}^{\text{D}}$ 为日前 CHP 机组的热出力; η 为 CHP 机组的热电比, 本文仅考虑背压式 CHP 机组。

除了 CHP 机组出力约束, 热网侧还需满足 1.1 节所列出的热动态约束和热力网络平衡约束。

4) 其他约束

常规机组还需满足启停时间约束、爬坡约束及出力上下限等常规约束, 这里不再赘述。

2.2 日内滚动调度

日内滚动调度包括日内长时间尺度调度和短时间尺度调度, 制定不同时间尺度的 CHP 机组和常规机组日内出力计划。

2.2.1 日内长时间尺度调度

日内长时间尺度调度为预测时刻前 2 h 的调度计划, 由日内风电功率预测值, 给出 30 min 级分辨率的 CHP 机组出力, 为制定 15 min 级常规机组出力提供依据。

1) 目标函数

与日前调度模型类似, 日内长时间尺度调度中以常规机组和 CHP 机组的运行成本为目标函数。

$$\min F^{\text{I}} = \min \sum_{t=1}^{T_2} (C_G^{\text{I}} + C_{\text{CHP}}^{\text{I}}) \quad (23)$$

$$\begin{cases} C_G^{\text{I}} = \sum_{i=1}^G u_{i,t} (a_i (P_{i,t}^{\text{I}})^2 + b_i (P_{i,t}^{\text{I}}) + c_i) \\ C_{\text{CHP}}^{\text{I}} = \sum_{j=1}^C (a_j^{\text{CHP}} (P_{j,t}^{\text{I,CHP}})^2 + b_j^{\text{CHP}} (P_{j,t}^{\text{I,CHP}}) + c_j^{\text{CHP}}) \\ P_{i,t}^{\text{I}} = P_{i,t}^{\text{D}} + \Delta P_{i,t}^{\text{I}} \\ P_{j,t}^{\text{I,CHP}} = P_{j,t}^{\text{D,CHP}} + \Delta P_{j,t}^{\text{I,CHP}} \end{cases} \quad (24)$$

式中, 上标 “I” 代表此变量为日内长时间尺度调度模型中的变量; T_2 为日内长时间尺度调度时段总数; $P_{i,t}^{\text{I}}$ 为日内长时间尺度常规机组出力; $P_{j,t}^{\text{I,CHP}}$ 为日内长时间尺度 CHP 机组出力; $\Delta P_{i,t}^{\text{I}}$ 为日内长时间尺度常规机组出力调节量; $\Delta P_{j,t}^{\text{I,CHP}}$ 为日内长时间尺度 CHP 机组出力调节量。

2) 约束条件

功率平衡约束为

$$\sum_{i=1}^G P_{i,t}^{\text{I}} + \sum_{j=1}^C P_{j,t}^{\text{I,CHP}} + w_t^{\text{I}} = L_t^{\text{I}} \quad (25)$$

式中: w_t^{I} 为日内长时间尺度风电场预测出力; L_t^{I} 为日内长时间尺度负荷预测功率。

旋转备用约束与日前调度不同, 在日内调度的机组备用容量中引入风险约束, 表示机会约束形式。

$$\begin{cases} P\{r_i^{\text{I,d}} \geq e_i^{\text{w,p}} - e_i^{\text{L,p}}\} \geq \gamma^{\text{d}} \\ P\{r_i^{\text{I,u}} \geq e_i^{\text{L,p}} - e_i^{\text{w,p}}\} \geq \gamma^{\text{u}} \end{cases} \quad (26)$$

式中: $e^{\text{w,p}}$ 、 $e^{\text{L,p}}$ 为以概率模型表示的风电场、负荷的预测误差, 二者均服从正态分布; γ^{d} 、 γ^{u} 为置信水平; $P\{\cdot\} \geq \lambda$ 为事件发生的概率大于某一设定的置信水平。

其他约束, 包括热网约束等在内的其余约束条件与日内调度类似, 这里不再赘述。

2.2.2 日内短时间尺度调度

日内短时间尺度调度为预测时刻前 2 h 的常规机组 15 min 级的出力计划, 由日内风电功率预测值和长时间尺度调度所确定的 CHP 机组的出力, 制定未来 2 h 的 15 min 级常规机组出力。

1) 目标函数

与日前调度模型类似, 日内长时间尺度调度中以常规机组的运行成本为目标函数。

$$\min F^{\text{Ls}} = \min \sum_{t=1}^{T_3} C_G^{\text{Ls}} \quad (27)$$

$$C_G^{\text{Ls}} = \sum_{i=1}^G u_{i,t} (a_i (P_{i,t}^{\text{Ls}})^2 + b_i P_{i,t}^{\text{Ls}} + c_i) \quad (28)$$

式中：上标“ $I-s$ ”代表此变量为日内短时间尺度调度模型中的变量； T_3 为日内短时间尺度调度时段总数； P_t^{I-s} 为日内短时间尺度常规机组出力。

2) 约束条件

功率平衡约束为

$$\sum_{i=1}^G P_{i,t}^{I-s} + \sum_j P_{j,t}^{I,CHP} + w_t^{I-s} = L_t^{I-s} \quad (29)$$

式中： w_t^{I-s} 为日内短时间尺度风电场预测出力； L_t^{I-s} 为日内短时间尺度负荷预测功率。

由于长时间尺度调度已经确定了 CHP 机组的日内出力计划，所以无需考虑热网侧约束，仅需考虑常规机组的约束条件，与长时间尺度调度类似，这里不再赘述。

2.3 实时调度

实时调度计划在预测时刻前 15 min 制定，根据风电确定性误差评估得到预测误差，建立实时误差补偿模型。利用热网补偿风电预测误差的实质是在满足供热网络平衡的条件下，利用热网的动态特性，小幅度调节 CHP 机组出力，达到补偿风电误差目标。由于储能系统使用成本较高，且容量和输出电量一般较小，优先利用热网补偿预测误差，使误差在机组可调节范围内得到补偿，再利用储能设备补偿剩余的误差。

2.3.1 目标函数

实时调度模型以常规机组的运行成本、CHP 机组的运行成本、储能的使用成本以及弃风和切负荷成本最小为目标函数。

$$\min F^R = \min \sum_{i=1}^{T_4} (C_G^R + C_{CHP}^R + C_B^R + C_W^R) \quad (30)$$

$$\begin{cases} C_G^R = \sum_{i=1}^G u_{i,t} (a_i (P_{i,t}^R)^2 + b_i (P_{i,t}^R) + c_i) \\ C_{CHP}^R = \sum_{j=1}^C (a_j^{CHP} (P_{j,t}^{R,CHP})^2 + b_j^{CHP} (P_{j,t}^{R,CHP}) + c_j^{CHP}) \\ P_{i,t}^R = P_{i,t}^{I-s} + \Delta P_{i,t} \\ P_{j,t}^{R,CHP} = P_{j,t}^{I,CHP} + \Delta P_{j,t}^{CHP-e} \\ C_B^R = k^B (\eta^{B,ch} P_t^{ch} + P_t^{dc} / \eta^{B,dc}) \\ C_W^R = \delta w_t^c + \sigma L_t^s \end{cases} \quad (31)$$

式中：上标“ R ”代表此变量为实时调度模型中的变量； T_4 为实时调度时段总数； C_B^R 为储能设备的使用成本； C_W^R 为预测误差引起的弃风和切负荷成本； $P_{i,t}^R$ 为实时调度常规机组出力； $P_{j,t}^{R,CHP}$ 为实时调度 CHP 机组出力； $\Delta P_{i,t}$ 为实时调度常规机组出力调节量； k^B 为电储能设备单位功率使用成本系数； $\eta^{B,ch}$ 、

$\eta^{B,dc}$ 为储能设备的充电效率和放电效率； w_t^c 为弃风功率； δ 为弃风功率的惩罚成本系数； L_t^s 为切负荷功率； σ 为切负荷功率的惩罚成本系数。

2.3.2 约束条件

1) 电功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^G P_{i,t}^R + \sum_{j=1}^C P_{j,t}^{R,CHP} + w_t^R - w_t^c + P_t^B - e_t^R = L_t^R - L_t^s \quad (32)$$

式中： w_t^R 为实时调度风电场预测出力； L_t^R 为实时调度负荷预测功率； e_t^R 为实时调度的预测误差； P_t^B 为储能设备的出力，正值表示放电，负值表示充电。

2) 储能约束

$$\begin{cases} E_{t+1}^B = E_t^B + \eta^{B,ch} \cdot P_t^{B,ch} \Delta t - (1/\eta^{B,dc}) \cdot P_t^{B,dc} \Delta t \\ E^{B,min} \leq E_t^B \leq E^{B,max} \\ 0 \leq P_t^{B,ch} \leq u_t^B P^{B,max} \\ 0 \leq P_t^{B,dc} \leq (1 - u_t^B) P^{B,max} \end{cases} \quad (33)$$

式中： u^B 为储能充/放电状态变量； E^B 、 $E^{B,max}$ 、 $E^{B,min}$ 为储能的剩余容量、最大和最小可用容量； $P^{B,max}$ 、 $P^{B,min}$ 为储能单调度时段 Δt 内可提供的最大、最小充/放电功率。

其余约束条件包括机组出力约束、爬坡约束、供热网络平衡约束和短时间尺度调节约束等。

3 算例验证

3.1 算例设置

如图 4 所示，算例选取改进后的 IEEE-39 节点系统进行验证。系统包括：8 台常规机组；2 台 CHP 机组，分别对应节点 34 和节点 36；1 座风电场和 1 个储能系统，分别对应节点 29 和节点 37。风电数

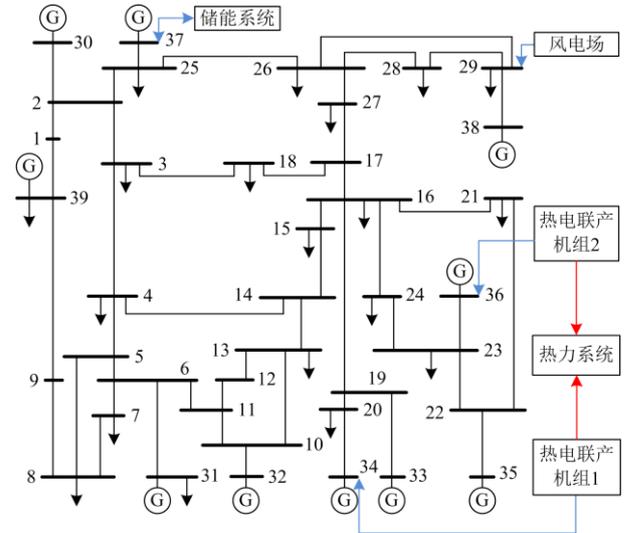


图 4 改进的 IEEE-39 节点测试系统

Fig. 4 Improved IEEE-39 bus test system

据来源为比利时 Elia 电力运营商公开的 2019 年 7 月 7 日的运行数据。热网拓扑如图 5 所示。节点 a、b、c 和 a'、b'、c' 为汇流和分流节点, 黑色节点为热源节点, 灰色节点为热负荷节点。管道 1—8 和 1'—8' 分别为供水管道和回水管道, 设计供水温度上下限为 110 °C 和 70 °C, 回水温度上下限为 65 °C 和 50 °C, 调节方式为质调节。表 1 为储能设备具体参数。

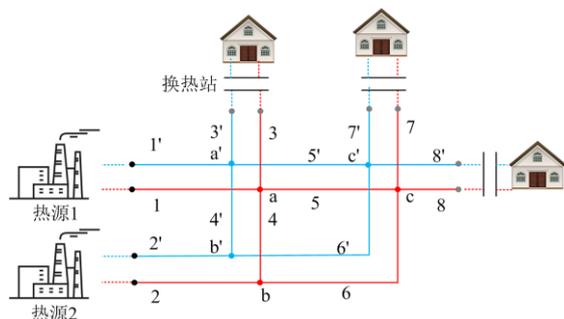


图 5 热网拓扑

Fig. 5 Heating network

表 1 储能设备参数

Table 1 Parameters of ESS

$E^{B,\min}$	$E^{B,\max}$	$P^{B,\min}$	$P^{B,\max}$	$\eta^{B,\text{ch}}$	$\eta^{B,\text{dc}}$
5 MWh	25 MWh	0 MW	10 MW	0.9	1

算例求解平台为 Intel(R) Core(TM) i5-6300HQ、2.30 GHz、12 GB RAM, 基于 Matlab2016a 软件平台, 调用 yalmip + cplex 求解器进行求解。算例求解过程主要包含机会约束求解和调度主程序求解, 其中耗时最长的部分为日内调度中基于快速傅立叶变换(FFT)的机会约束求解^[27]。FFT 的计算时间依赖于数据长度, 一般不超过分钟级。日前调度的调度周期为 24 h, 以 1 h 为一个调度时段, 模型的整体计算时间小于 1 min; 日内调度周期为 2 h, 长时间尺度和短时间尺度模型分别以 30 min 和 15 min 为一个调度时段, 日内调度模型求解时间为分钟级; 实时调度的周期为 15 min, 求解的时间为秒级。算例求解时间满足电网调度的实时性需要。

为验证本文所提调度策略的有效性, 设置以下两种情景进行比较。

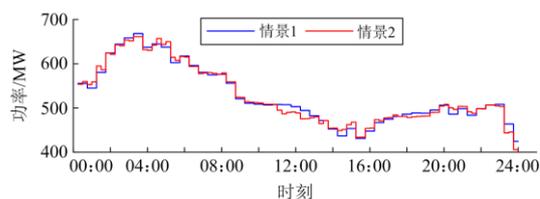
情景 1: 热网不参与 15 min 级实时短时间尺度误差补偿, 仅参与日前调度和日内长时间尺度调度, 利用储能设备补偿风电预测误差。

情景 2: 热网参与 15 min 级实时短时间尺度误差补偿, 利用热网和储能设备共同补偿风电预测误差。

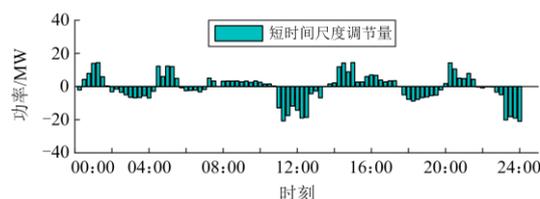
3.2 算例分析

情景 1 和情景 2 中的 CHP 机组出力以及情景 2 中的 CHP 机组短时间尺度调节量如图 6 所示。从图

中可以看出, 情景 1 中, CHP 机组的日内出力调节时间尺度为 30 min, 此时 CHP 机组不参与 15 min 级实时误差补偿。在 30 min 的出力调节时间尺度下, 虽然可以使热网侧供热调节响应更加充分, 降低供热偏差, 但由于在情景 1 的调度方案中, 日内长时间尺度调度方案已经确定了 CHP 机组的供热出力, 因此该调度方案下风电的短时间尺度误差无法通过对热网侧 CHP 机组进行实时 15 min 时间尺度的调节来补偿, 此类电-热系统调度方案的灵活性较低。而情景 2 中, 实时调度阶段采用本文建立的短时间尺度调节模型, 其调度方案在实时调度中增加了热网 15 min 级小幅度的动态调节并加以约束, 从而补偿风电预测误差。对 CHP 机组采用较小的调节幅度既可以提升系统调度方案的灵活性, 又可以尽可能地减小对热用户侧的影响, 提升供热的可靠性。



(a) CHP 机组出力



(b) 情景 2 中 CHP 机组短时间尺度调节量

图 6 CHP 机组出力情况

Fig. 6 Outputs of CHP units

情景 1 和情景 2 中的风电预测误差补偿结果如图 7 所示。

从图 7 中可以看出, 情景 1 仅采用储能设备进行误差补偿, 但误差较大的时段内的储能设备功率有限, 在 02:00—04:00 和 18:00—20:00 时段内, 风电功率预测误差较大, 部分时段即使储能设备处于满功率运行状态, 仍有较多的剩余误差无法得到有效补偿, 如 03:15 时刻, 储能设备补偿后, 剩余误差功率仍还有 26.08 MW。在情景 2 中, 热网侧 CHP 机组参与短时间尺度的误差补偿, 在日调度结果中, 对热网和储能设备进行协调调度可以在多数时段起到较好的误差补偿效果, 如: 在 00:00—02:00 和 11:00—13:00 时段内, 风电功率预测误差得到了完全补偿; 在 18:00—20:00 时段内, 显著降低了剩余误差, 补偿后的剩余误差多出现在风电预测误差较大的时段。

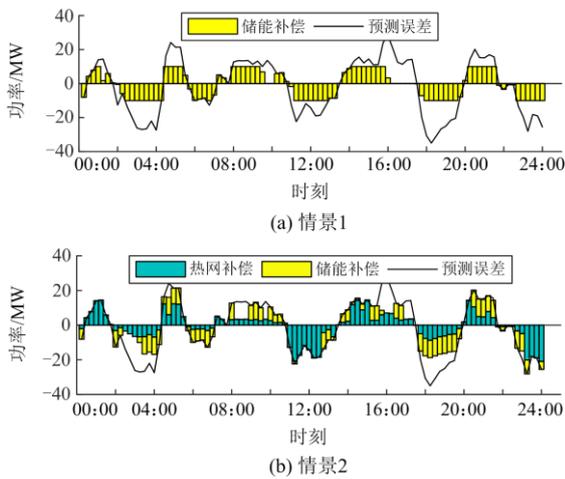


图 7 风电预测误差补偿

Fig. 7 Wind power forecast error compensation

情景 1 和情景 2 中的储能设备功率及荷电状态 (State of Charge, SOC) 曲线如图 8 所示。

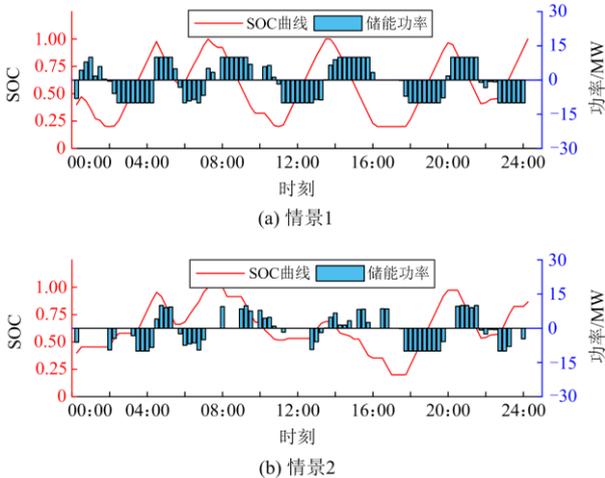


图 8 储能设备功率及 SOC 曲线

Fig. 8 Power and SOC of energy storage system

从图 8 中可以看出, 情景 1 中的储能设备较多时段处于满功率运行状态, 充/放电次数较多, 且一天内多个时段达到了深度充/放电状态。而储能设备的使用寿命主要受到放电深度、放电速率和充/放电循环次数等因素影响, 因此, 情景 1 中的储能设备循环寿命损耗较快。同时储能设备受到最大功率和最大容量的限制, 即使部分时段处于满功率运行状态, 预测误差仍然没有得到有效补偿, 此时可以采取增加储能设备的容量和最大充/放电功率的途径达到较好的误差补偿效果, 而储能设备投资成本高, 充/放电循环次数有限, 增加储能设备的容量, 会带来额外的投资成本, 降低了系统的经济性。

在情景 1 中, 仅依靠储能设备补偿误差会面临

两个问题: 1) 提升储能的容量和最大充/放电功率会增加系统的投资成本; 2) 误差得不到较为充分的补偿, 需要采取相应的弃风或者切负荷手段进行调节, 既降低了风电消纳水平, 又影响了供电的可靠性。

在情景 2 中, 热网侧 CHP 机组参与了短时间尺度的误差补偿, 在一定程度上起到了对储能设备补偿风电预测误差的替代作用, 缓解了储能设备补偿风电预测误差的压力。在情景 2 的调度结果中, 储能设备的使用率和放电深度低于情景 1, 因此, 情景 2 的调度方案可以在不增设额外的储能设备的前提下, 提升风电预测误差的补偿效果, 并延长储能设备的使用寿命。

系统在情景 1 和情景 2 方案下的调度结果如表 2 所示。与情景 1 对比可知, 情景 2 经过热网补偿, 显著地降低了剩余误差和系统运行风险, 此外减少了系统运行成本, 系统的总运行成本降低了 7776.7 美元。其总运行成本减少的主要原因有两个: 1) 弃风和切负荷惩罚成本降低; 2) 储能设备的使用成本降低, 其中由剩余误差引起的弃风和切负荷成本降低了 5133.6 美元。同时, 由于情景 2 减少了储能设备充/放电总次数, 故情景 2 中的调度方案在一定程度上延长了储能设备的使用寿命。

表 2 调度结果

Table 2 Dispatch results

调度结果	情景 1	情景 2
总成本/美元	704 938.6	697 161.9
储能成本/美元	6963.5	4296.3
误差成本/美元	9535.6	4402.0
剩余误差/MWh	158.9	73.4
储能充/放电总次数	88	64

4 结论

针对电-热联合系统中风电预测误差补偿问题, 提出了一种考虑风电预测误差的电-热系统混合时间尺度调度策略, 建立了热网短时间尺度调节模型, 实现了热网侧参与系统实时短时间尺度调度, 并利用热网对风电预测误差进行补偿。通过算例验证表明, 在一天的调度方案中, 通过实时短时间尺度的热网调节补偿风电预测误差, 可以有效地减少剩余误差, 降低系统的日运行成本, 同时减少了储能设备的使用率, 延长了储能设备的使用寿命。若仅利用储能设备补偿风电预测误差, 仍会存在较多的剩余误差, 影响系统的经济性和稳定性。

参考文献

[1] 王永真, 张靖, 潘崇超, 等. 综合智慧能源多维绩效评

- 价指标研究综述[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(3): 207-225.
- WANG Yongzhen, ZHANG Jing, PAN Chongchao, et al. Multi-dimensional performance evaluation index review of integrated and intelligent energy[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(3): 207-225.
- [2] JMADHIARASAN M. Accurate prediction of different forecast horizons wind speed using a recursive radial basis function neural network[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(3): 230-238.
- [3] CHEN Y, GUO Q, SUN H B, et al. Integrated heat and electricity dispatch for district heating networks with constant mass flow: a generalized phasor method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 426-437.
- [4] ZHANG F, QIAO Y, LU Z. Extreme wind power forecast error analysis considering its application in day-ahead reserve capacity planning[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(16): 1923-1930.
- [5] JI T, HONG D, ZHENG J, et al. Wind power forecast with error feedback and its economic benefit in power system dispatch[J]. IET Generation, Transmission and Distribution, 2018, 12(21): 5730-5738.
- [6] 李政洁, 撒奥洋, 周生奇, 等. 计及综合需求响应的综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(21): 36-42.
- LI Zhengjie, HAN Aoyang, ZHOU Shengqi, et al. Optimization of an integrated energy system considering integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(21): 36-42.
- [7] ZHAO Yuxin, SONG Xiaotong, WANG Fei, et al. Multiobjective optimal dispatch of microgrid based on analytic hierarchy process and quantum particle swarm optimization[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(6): 562-570.
- [8] 孙强, 谢典, 聂青云, 等. 含电-热-冷-气负荷的园区综合能源系统经济优化调度研究[J]. 中国电力, 2020, 53(4): 79-88.
- SUN Qiang, XIE Dian, NIE Qingyun, et al. Research on economic optimization scheduling of park integrated energy system with electricity-heat-cool-gas load[J]. Electric Power, 2020, 53(4): 79-88.
- [9] WANG D, ZHI Y, HOU K, et al. Optimal scheduling strategy of district integrated heat and power system with wind power and multiple energy stations considering thermal inertia of buildings under different heating regulation modes[J]. Applied Energy, 2019, 240: 341-358.
- [10] 徐箭, 胡佳, 廖思阳, 等. 考虑网络动态特性与综合需求响应的综合能源系统协同优化[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(12): 40-48.
- XU Jian, HU Jia, LIAO Siyang, et al. Coordinated optimization of integrated energy system considering dynamic characteristics of network and integrated demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 40-48.
- [11] 王明军, 穆云飞, 孟宪君, 等. 考虑热能输运动态特性的电-热综合能源系统优化调度方法[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 132-142.
- WANG Mingjun, MU Yunfei, MENG Xianjun, et al. Optimal scheduling method for integrated electro-thermal energy system considering heat transmission dynamic characteristics[J]. Power System Technology, 2020, 44(1): 132-142.
- [12] 张淑婷, 陆海, 林小杰, 等. 考虑储能的工业园区综合能源系统日前优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 93-103.
- ZHANG Shuting, LU Hai, LIN Xiaojie, et al. Operation scheduling optimization of integrated-energy system in industrial park in consideration of energy storage[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 93-103.
- [13] 孙维佳, 王琦, 汤奕, 等. 考虑气热惯性的综合能源系统备用配置方案[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(15): 11-20.
- SUN Weijia, WANG Qi, TANG Yi, et al. Reserve allocation scheme of integrated energy system considering gas and thermal inertia[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(15): 11-20.
- [14] 吕佳炜, 张沈习, 程浩忠, 等. 考虑互联互动的区域综合能源系统规划研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4001-4021.
- LÜ Jiawei, ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, et al. Review on district-level integrated energy system planning considering interconnection and interaction[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4001-4021.
- [15] 王成山, 吕超贤, 李鹏, 等. 园区型综合能源系统多时间尺度模型预测优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(23): 6791-6803, 7093.
- WANG Chengshan, LÜ Chaoxian, LI Peng, et al. Multiple time-scale optimal scheduling of community integrated energy system based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(23): 6791-6803, 7093.
- [16] 刘乔波, 谢平平, 欧阳金鑫, 等. 基于异质能源多时间尺度互补的动态经济调度策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(6): 55-64.
- LIU Qiaobo, XIE Pingping, OUYANG Jinxin, et al. Dynamic economic dispatch strategy based on multi-time scale complementarity of heterogeneous energy sources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6): 55-64.
- [17] 汤翔鹰, 胡炎, 耿琪, 等. 考虑多能灵活性的综合能源

- 系统多时间尺度优化调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 81-90.
- TANG Xiangying, HU Yan, GENG Qi, et al. Multi-time-scale optimal scheduling of integrated energy system considering multi-energy flexibility[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 81-90.
- [18] 梅建春, 卫志农, 张勇, 等. 电-气互联综合能源系统多时间尺度动态优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 36-42.
- MEI Jianchun, WEI Zhinong, ZHANG Yong, et al. Dynamic optimal dispatch with multiple time scale in integrated power and gas energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 36-42.
- [19] 李廷钧, 韩肖清, 杜欣慧. 计及能量互保行为的综合能源园区多时间尺度调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(23): 164-172.
- LI Tingyun, HAN Xiaoqing, DU Xinhui. Multi-time scale dispatching for integrated energy park considering energy transfer behavior[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(23): 164-172.
- [20] 顾伟, 陆帅, 姚帅, 等. 综合能源系统混合时间尺度运行优化[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 203-213.
- GU Wei, LU Shuai, YAO Shuai, et al. Hybrid time-scale operation optimization of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 203-213.
- [21] 朱承治, 陆帅, 周金辉, 等. 基于电-热分时间尺度平衡的综合能源系统日前经济调度[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(6): 138-143, 151.
- ZHU Chengzhi, LU Shuai, ZHOU Jinhui, et al. Day-ahead economic dispatch of integrated energy system based on electricity and heat balance in different time scales[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6): 138-143, 151.
- [22] 闫梦阳, 李华强, 王俊翔, 等. 计及综合需求响应不确定性的园区综合能源系统优化运行模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 163-175.
- YAN Mengyang, LI Huaqiang, WANG Junxiang, et al. Optimal operation model of a park integrated energy system considering uncertainty of integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 163-175.
- [23] 侯慧, 徐焘, 肖振锋, 等. 基于重力储能的风光储联合发电系统容量规划与评价[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(17): 74-84.
- HOU Hui, XU Tao, XIAO Zhenfeng, et al. Optimal capacity planning and evaluation of a wind-photovoltaic-storage hybrid power system based on gravity energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(17): 74-84.
- [24] 曹子珣, 陈红坤, 胡畔, 等. 计及市场收益的含储能火电厂日前-日内两阶段优化调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(12): 106-113.
- CAO Zixun, CHEN Hongkun, HU Pan, et al. Day-ahead and intraday two-stage optimal dispatch model of a thermal power plant with energy storage and taking into account the profit[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(12): 106-113.
- [25] 顾泽鹏, 康重庆, 陈新宇, 等. 考虑热网约束的电热能源集成系统运行优化及其风电消纳效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3596-3604.
- GU Zepeng, KANG Chongqing, CHEN Xinyu, et al. Operation optimization of integrated power and heat energy systems and the benefit on wind power accommodation considering heating network constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3596-3604.
- [26] 林俐, 顾嘉, 王铃. 面向风电消纳的考虑热网特性及热舒适度弹性的电热联合优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3648-3661.
- LIN Li, GU Jia, WANG Qian. Optimal dispatching of combined heat-power system considering characteristics of thermal network and thermal comfort elasticity for wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3648-3661.
- [27] 张心怡, 杨家强, 张晓军. 基于机会约束的含多风电场动态经济调度[J]. 浙江大学学报(工学版), 2017, 51(5): 976-983.
- ZHANG Xinyi, YANG Jiaqiang, ZHANG Xiaojun. Dynamic economic dispatch incorporating multiple wind farms based on FFT simplified chance constrained programming[J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2017, 51(5): 976-983.

收稿日期: 2021-11-22; 修回日期: 2022-04-01

作者简介:

夏洪伟(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为风电场风速与风电功率预测; E-mail: hw_xia@126.com

韩丽(1977—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为可再生能源发电技术、电力系统优化调度等。E-mail: dannyli717@163.com

(编辑 姜新丽)