

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200957

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

曹子珣¹, 陈红坤¹, 胡畔², 陈磊¹

(1. 武汉大学电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072; 2. 国网湖北省电力有限公司电力科学研究院, 湖北 武汉 430077)

摘要: 火电厂的市场收益主要包括电能收益与备用收益, 机组容量的分配是影响市场收益的重要因素之一, 因此提出考虑优化机组容量分配的日前-日内两阶段优化调度方法。分析储能参与电力调度的机理, 量化储能可用备用容量, 以减小机组爬坡频次、提高机组发电利用率为目标, 建立含储能火电厂日前与日内两阶段优化调度模型。采用拉格朗日松弛法对模型进行处理, 基于市场边际电价理论求解容量价格与电量价格, 并计算火电厂总售电收益。在安装储能与否的两种场景中进行算例分析, 结果表明, 在火电厂侧安装储能可以有效提高机组发电利用率, 增加火电厂收益。

关键词: 储能; 备用; 调度; 节点电价; 市场

Day-ahead and intraday two-stage optimal dispatch model of a thermal power plant with energy storage and taking into account the profit

CAO Zixun¹, CHEN Hongkun¹, HU Pan², CHEN Lei¹

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. State Grid Hubei Electric Power Research Institute, Wuhan 430077, China)

Abstract: The total profit of a thermal power plant mainly include electricity and reserve profit. The allocation of unit capacity is one of the important factors affecting the total profit. Thus a day-ahead and intraday two-stage optimal dispatch model to optimize the capacity is proposed. The participation mechanism of Energy Storage (ES) in power dispatching is analyzed and the available reserve capacity of ES is quantified. Then a day-ahead and intraday two-stage optimal dispatch model of a thermal power plant with ES is established to reduce the climbing frequency of units and improve the utilization rate of its generation. The model is processed by Lagrange relaxation, and the capacity and electric energy price and the total profit of power plants are calculated based on the marginal price theory. The model is tested in two scenarios: where ES is installed or not. The results show that the installation of ES at a power plant can improve the utilization rate and the profit of generating units.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51877154).

Key words: energy storage; reserve; dispatch; marginal price; market

0 引言

电力系统备用是保障系统安全稳定运行的重要屏障, 作为系统备用的主要来源之一, 火电厂在日前调度中往往不能满发, 而是预留一定容量备用以应对系统运行的不确定性^[1-2], 因此会损失部分电能市场收益。随着新能源渗透率逐渐提高, 系统运行中的不确定性增加, 火电厂更可能面临备用容量不足, 调峰调频困难等问题^[3], 在此情境下, 建设储

能设施成为解决上述问题的有效途径之一^[4]。但如何合理调度火电厂与储能, 使得机组在保证充足备用容量的同时, 能够投入更多电量到电能市场中获取更高收益, 仍是亟待解决的问题。

目前关于机组调度的研究已较为深入, 文献[5-7]提出了针对新能源并网的机组组合方法, 在优化模型中充分考虑了新能源发电功率的预测误差以及系统运行的不确定性, 文献[8]建立了包含输电约束的鲁棒机组组合模型, 并提出一种成本评估方法降低模型的保守性, 文献[9]以社会效益最大为目标函数, 实现了考虑需求响应的机组优化调度, 文献

[10]将运行风险模型与机组组合模型结合, 实现运行成本和运行风险的协同优化。在考虑含储能的优化调度方面, 部分研究以储能与其他资源的联合运行优化为重点, 文献[11]在多建筑场景下对光伏-储能耦合系统进行了优化调度, 文献[12]建立了结合大容量资源直接调度与小容量资源电价响应间接调度的分布式电源、储能与柔性负荷的联合调度模型, 文献[13]考虑客户需求曲线的不确定性, 提出关于储能的两阶段优化模型使集成商利润最大化。也有研究将储能应用在调峰场景中, 文献[14-15]在较小时间尺度内利用储能提供峰值容量的经济潜力。文献[16]认为在火电厂侧配置储能相当于增加了火电机组调峰深度, 并构建了考虑火电深度调峰主动性与需求响应的含储能优化调度模型。

综合目前研究来看, 火电厂的优化调度以最小化运行成本, 最大化运行可靠性为主, 往往忽视了备用容量与实际发电量之间的利益冲突, 较少考虑火电厂的市场收益。一般通过供电可靠性、新能源的消纳情况等系统级指标侧面反映储能的备用潜能^[17-19], 而较少在市场背景下分析储能所带来的直接经济效益。同时较少探讨如何在调度中完全开发储能的备用能力以改善机组容量的分配。

本文从解决火电厂备用容量与投入电能市场电量之间的矛盾出发, 引入机组发电功率方差与机组发电利用率两个指标, 建立含储能火电厂的日前-日内两阶段优化调度模型, 提高火电厂市场收益; 建立储能可用备用容量模型, 在调度中最大限度地发挥储能的备用潜能, 促进机组合理分配备用容量与发电量; 基于边际电价理论求解电量价格与容量价格, 计算储能安装前后火电厂的市场收益, 在此基础上, 分析火电厂侧储能作为备用的直接和间接经济效益, 以及对机组调度的积极影响。

1 火电厂侧储能参与调度的机理分析

1.1 考虑备用容量的火电厂收益

在传统火电厂中, 发电机组既作为发电设备独立为电力市场供电, 同时也作为辅助服务设备独立提供备用, 本文考虑的备用特指机组的旋转备用, 备用容量全部来自机组本身。机组备用的总容量在日前调度制定发电计划时分配确定, 但在实时市场中并不会被全部调用, 而是根据实际需求部分参与到实时电能市场中, 由此机组的总容量可以分为三类: 日前调度制定发电量 x_1 ; 日前调度制定备用量 x_2 ; 实时市场调整发电量 x_3 , 且 $x_3 \in x_2$ 。备用收益也根据其是否被实际调用, 按照不同电价结算。结

算电价一般是由容量价格 ω 和电量价格 θ_2 两部分组成^[20], 其中, 容量价格是固定价格, 在日前调度中确定, 无论预留备用容量在实时市场中是否被实际调用, 其均应按照容量价格被补偿; 电量价格是备用容量被实际调用后, 调用部分需被支付的电量单价, 在实时市场中确定, 则备用部分收益为

$$E_s = x_2\omega + x_3\theta_2 \quad (1)$$

结合日前市场与实时市场计算火电厂总收益, 在调度发电计划内的收益按照日前市场中的容量价格 ω 与电量价格 θ_1 结算, 在实时市场的调整部分收益按照实时电价 θ_2 结算。则火电厂总市场收益为

$$E_t = x_1\theta_1 + x_2\omega + x_3\theta_2 \quad (2)$$

其中, 按照电量价格结算的 $x_1\theta_1 + x_3\theta_2$ 部分又称为电能收益, 由于电量价格高于容量价格, 因此电能收益是火电厂市场收益的主要来源。

1.2 储能参与下的电力调度

在火电厂侧安装储能后, 发电机组与储能共同承担市场的实际负荷与备用需求。当储能参与日前调度时, 机组侧可供电总容量提高, 从而在进行机组侧的电量与备用容量分配时, 备用容量所占比例可以适当降低, 使得机组侧能够将更多的容量投入到电能市场中, 以电量价格获得更高的收入, 如图 1 所示。若无储能参与调度, 机组为了预留备用容量相应会减少发电量, 即使预留部分会得到容量价格补偿, 但仍低于直接用于发电时的收益, 总电能收益会大大减少。

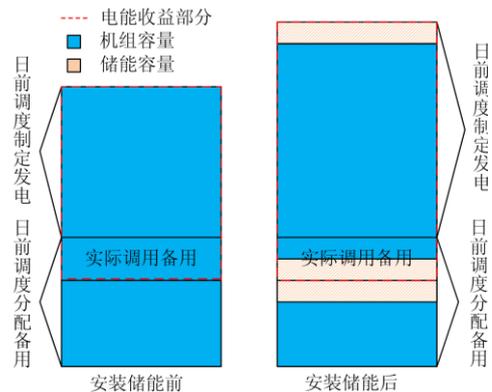


图 1 机组容量分配示意图

Fig. 1 Diagram of unit capacity distribution

当储能参与日内调度时, 也可以发挥一定的作用。随新能源并网容量的增加, 实际运行中的不确定性随之增加, 机组的备用容量可能不足以应对新能源带来的净负荷波动, 此时储能可以作为机组的备用补充, 提升发电机组的备用上限, 降低系统弃

风弃光率, 促进新能源的消纳。

另一方面, 未安装储能时, 机组出力需要一直跟随负荷波动变化, 上下爬坡较为频繁, 不仅影响机组寿命也会增加调度人员工作量, 而储能作为储存电能的设备, 可以实现机组发电功率在时间尺度上的平移, 如图 2 所示, 在理想情况下, 当负荷出现波动时, 可以优先依靠储能的充放电实现供电量的调节, 避免了机组的反复爬坡动作, 使其从压荷状态变为稳定运行, 减少了火电厂运行发电成本。

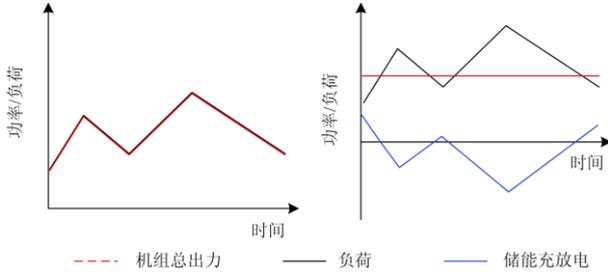


图 2 储能调节示意图

Fig. 2 Schematic diagram of ES regulation

1.3 机组出力评价指标

针对 1.2 节分析, 机组收益主要来源于电能市场, 若机组预留备用容量比例过大, 则会损失一部分电能收益。若机组爬坡调节频率过高, 则会造成设备损耗, 增加火电厂间接成本。因此结合储能协助机组参与调度的机理, 提出机组发电功率方差与机组发电利用率两个指标, 以充分发挥储能作用, 优化机组调度, 解放机组容量。

1.3.1 机组发电功率方差

在统计学中, 方差可以衡量一组变量的离散程度, 计算机组发电功率的方差, 可以反映机组的爬坡频次, 若方差较小, 则说明机组发电功率较为恒定, 爬坡次数较少。设机组发电功率方差为 s^2 , 则

$$s_i^2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_{i,t} - \bar{P}_i)^2 \quad (3)$$

式中: T 为计算时间周期; $P_{i,t}$ 为机组 i 在时刻 t 的发电功率; \bar{P}_i 为机组 i 在 T 时段内的平均发电功率。

1.3.2 机组发电利用率

机组在日前调度时会预留一部分备用容量, 但在实际运行中并不是全部备用容量均会被调用, 因此发电机组只有部分容量得以投入到电能市场中, 获得电能收益, 以实际被调用容量与机组总待机容量之比为机组发电利用率 γ , 则

$$\gamma = \sum_{i=1}^T (x_{1,t} + x_{3,t}) / \sum_{i=1}^T (x_{1,t} + x_{2,t}) \times 100\% \quad (4)$$

2 日前与日内调度模型

为更清晰地展现储能在调度中的积极作用, 本文考虑是否安装储能的两种场景, 建立日前与日内发电联合优化调度模型, 并基于拉格朗日法对模型进行松弛求解, 确定调度计划的同时, 备用容量与发电量的分配及结算电量价格与容量价格也随之确定。

2.1 储能模型

2.1.1 储能运行约束

储能的运行状态满足

$$SOC(t + \Delta t) = (1 - \delta)SOC(t) + P_{c,i,t}\Delta t\eta / E \quad (5)$$

$$SOC(t + \Delta t) = (1 - \delta)SOC(t) + P_{d,i,t}\Delta t / (\eta E) \quad (6)$$

式中: $P_{c,i,t}$ 、 $P_{d,i,t}$ 分别为储能充放电功率, 其中功率为正表示充电, 功率为负表示放电; δ 为储能的自放电系数; SOC 为储能的荷电状态; E 为储能额定容量; η 为蓄电池转换效率; Δt 为计算时间尺度。

$$\begin{cases} -P_{c\max,i} \leq P_{c,i,t} \leq P_{c\max,i} \\ -P_{d\max,i} \leq P_{d,i,t} \leq P_{d\max,i} \end{cases} \quad (7)$$

$$SOC_{\min,i} \leq SOC_{t,i} \leq SOC_{\max,i} \quad (8)$$

式中: $P_{c\max,i}$ 、 $P_{d\max,i}$ 分别为储能的充电功率和放电功率; $SOC_{\max,i}$ 、 $SOC_{\min,i}$ 分别为储能的荷电状态上下限值。

2.1.2 储能提供的备用容量

储能通过充放电实现电能的储存与释放, 可以提供正负备用, 可供备用受储能最大充放电功率限制, 如式(9)、式(10)所示。

$$S_{i,t}^u = \eta_1 (P_{d\max,i} - P_{d,i,t}) + \eta_2 (P_{d\max,i} - P_{c,i,t}) \quad (9)$$

$$S_{i,t}^d = \eta_1 (P_{d,i,t} - P_{c\max,i}) + \eta_2 (P_{c,i,t} - P_{c\max,i}) \quad (10)$$

式中: $S_{i,t}^u$ 为储能可提供最大上调备用; $S_{i,t}^d$ 为储能可提供最大下调备用; η_1 、 η_2 为表示储能充放电状态的 0-1 变量, 其中 η_1 为 1 时储能处于放电状态, η_2 为 1 时储能处于充电状态。

2.2 日前发电调度模型

2.2.1 目标函数

以日内运行总成本最小为目标函数建立日前优化调度模型, 同时考虑降低机组的爬坡频次, 提高机组发电利用率, 将机组发电功率方差与发电利用率以罚函数形式写入目标函数中, 如式(11)。

$$\min \sum_{i=1}^N \left(\sum_{t=1}^T [G_{i,t} + C_{i,t}(1 - U_{i,t-1})] U_{i,t} + k_1 s^2 + k_2 \gamma \right) \quad (11)$$

式中: $G_{i,t}$ 为机组发电成本; $C_{i,t}$ 为机组启动成本; $U_{i,t}$ 为机组 i 在时刻 t 的启停状态, $U_{i,t} = 1$, 表示开

机, $U_{i,t} = 0$, 表示停机; k_1 、 k_2 分别为惩罚成本系数。

2.2.2 约束条件

主要约束包括功率平衡约束(式(12))、备用约束(式(13)、式(14))以及发电机组出力约束式(式(15)、式(16))。

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} U_{i,t} + P_{w,t} = P_{L,t} \quad (12)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{\max,i} U_{i,t} - P_{L,t} \geq R_t^u \quad (13)$$

$$P_{L,t} - \sum_{i=1}^N P_{\min,i} U_{i,t} \geq R_t^d \quad (14)$$

$$P_{\min,i} \leq P_{i,t} \leq P_{\max,i} \quad (15)$$

$$|P_{i,t} - P_{i,t-1}| \leq R_i \quad (16)$$

式中: $P_{w,t}$ 为 t 时刻的风电功率; $P_{L,t}$ 为 t 时刻系统负荷; R_t^u 、 R_t^d 分别为上调备用与下调备用; $P_{\min,i}$ 、 $P_{\max,i}$ 分别为第 i 台机组有功功率最小和最大值; R_i 为第 i 台机组的最大爬坡。考虑到火电机组一般不会处于满发状态, 机组的待机部分容量在必要时刻均可作为旋转备用投入使用, 因此取机组的最大功率与当时实际总出力(即总负荷值)之差作为该时刻的上调备用上限。

安装储能后, 功率平衡约束式(12)与备用约束式(13)、式(14)分别调整为式(17)与式(18)、式(19)。

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} U_{i,t} + \sum_{j=1}^M (P_{d,j,t} - P_{c,j,t}) + P_{w,t} = P_{L,t} \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^N (P_{\max,i} U_{i,t} - P_{i,t}) + \sum_{j=1}^M S_{j,t}^u \geq R_t^u \quad (18)$$

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,t} - P_{\min,i} U_{i,t}) + \sum_{j=1}^M S_{j,t}^d \geq R_t^d \quad (19)$$

式(18)、式(19)整理为式(20)、式(21)。

$$\sum_{i=1}^N P_{\max,i} U_{i,t} + \sum_{j=1}^M (\eta_1 + \eta_2) P_{d \max,i} - P_{L,t} \geq R_t^u \quad (20)$$

$$P_{L,t} - \sum_{i=1}^N P_{\min,i} U_{i,t} - \sum_{j=1}^M (\eta_1 + \eta_2) P_{c \max,i} \geq R_t^d \quad (21)$$

同时还需考虑储能运行约束, 以及其余机组约束^[21](启停状态约束、最大最小开关机时间等)。

2.3 日内发电调度模型

2.3.1 目标函数

以机组总运行调整成本最小为目标函数

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N g_{i,t} \quad (22)$$

2.3.2 约束条件

功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N (p_{i,t} - P_{i,t}^*) = r_t \quad (23)$$

式中: $p_{i,t}$ 为调整后机组发电功率; $P_{i,t}^*$ 为日前发电调度模型所求得关于机组发电计划的最优解; r_t 为功率调整需求, 一般来自负荷波动与新能源发电功率波动。

备用约束

$$|p_{i,t} - P_{i,t}^*| \leq R_{i,t}^{u*}, \quad |p_{i,t} - P_{i,t}^*| \leq R_{i,t}^{d*} \quad (24)$$

式中, $R_{i,t}^{u*}$ 、 $R_{i,t}^{d*}$ 分别为日前发电调度模型求解所得每台机组分配的上调与下调备用容量最优解, 另外也需考虑发电机组出力约束式(15)、式(16)以及其余机组约束等。

安装储能后, 功率平衡约束调整为

$$\sum_{i=1}^N (p_{i,t} - P_{i,t}^*) + \sum_{j=1}^M (s_{c,j,t} - S_{c,j,t}^* - s_{d,j,t} + S_{d,j,t}^*) = r_t \quad (25)$$

同时增加关于储能的备用约束

$$|s_{c,j,t} - S_{c,j,t}^* - s_{d,j,t} + S_{d,j,t}^*| \leq S_{i,t}^{u*} \quad (26)$$

$$|s_{c,j,t} - S_{c,j,t}^* - s_{d,j,t} + S_{d,j,t}^*| \leq S_{i,t}^{d*} \quad (27)$$

式中, $S_{c,j,t}^*$ 、 $S_{d,j,t}^*$ 分别为日前发电调度模型求解所得储能的各时刻最优充放电功率。

2.4 模型求解

2.4.1 基于拉格朗日松弛法的边际价格求解

以式(11)、式(15)、式(17)、式(20)一式(21)所构成的考虑储能的日前调度模型为例, 引入拉格朗日乘子 λ 、 μ_1 、 μ_2 , 对系统功率约束式(17)、备用约束式(20)一式(21)进行松弛, 得到原问题的拉格朗日松弛函数式(28)。

$$L = \min \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^N [G_{i,t} + C_{i,t} (1 - U_{i,t-1})] U_{i,t} + \frac{k_1 s^2 + k_2 \gamma}{2} \right] - \sum_{t=1}^T \left\{ \lambda \left[\sum_{i=1}^N P_{i,t} U_{i,t} + \sum_{j=1}^M (P_{d,j,t} - P_{c,j,t}) + P_{w,t} - P_{L,t} \right] - \mu_1 \left[\sum_{i=1}^N P_{\max,i} U_{i,t} + \sum_{j=1}^M (\eta_1 + \eta_2) P_{d \max,i} - P_{L,t} - R_t^u \right] - \mu_2 \left[P_{L,t} - \sum_{i=1}^N P_{\min,i} U_{i,t} - \sum_{j=1}^M (\eta_1 + \eta_2) P_{c \max,i} - R_t^d \right] \right\} \quad (28)$$

合并同类项, 式(28)可转化为

$$L = \min \sum_{i=1}^N \left\{ \begin{aligned} &k_1 s^2 + k_2 \gamma + \\ &\left[\sum_{t=1}^T (G_{i,t} + C_{i,t} (1 - U_{i,t-1})) U_{i,t} - \right. \\ &\left. \sum_{t=1}^T \lambda P_{i,t} U_{i,t} + \mu_1 P_{\max,i} U_{i,t} - \mu_2 P_{\min,i} U_{i,t} \right] \\ &\sum_{j=1}^M \left[\lambda (P_{d,j,t} - P_{c,j,t}) - \mu_1 (\eta_1 + \eta_2) P_{d \max,i} - \right. \\ &\left. \mu_2 (\eta_1 + \eta_2) P_{c \max,i} \right] \\ &\left. \lambda (P_{w,t} - P_{L,t}) + \mu_1 (P_{L,t} + R_t^u) + \mu_2 (R_t^d - P_{L,t}) \right] \end{aligned} \right\} - \quad (29)$$

式中前一部分只与机组与储能自身变量相关，后半部分除拉格朗日乘子外，其他参数均为定值，因此拉格朗日松弛问题化为两层极大-极小优化问题。

$$\min L' = \sum_{n=1}^N \left\{ \begin{aligned} &k_1 s^2 + k_2 \gamma + \\ &\left[\sum_{t=1}^T \left[G_{i,t} + C_{i,t} (1 - U_{i,t-1}) \right] U_{i,t} - \right. \\ &\left. \sum_{t=1}^T \left[\lambda P_{i,t} U_{i,t} + \mu_1 P_{\max,i} U_{i,t} - \mu_2 P_{\min,i} U_{i,t} \right] \right] \\ &\sum_{j=1}^M \left[\lambda (P_{d,j,t} - P_{c,j,t}) - \mu_1 (\eta_1 + \eta_2) P_{d \max,i} - \right. \\ &\left. \mu_2 (\eta_1 + \eta_2) P_{c \max,i} \right] \end{aligned} \right\} - \quad (30)$$

$$\max L(\lambda, \mu_1, \mu_2) = \min L'^* - \lambda (P_{w,t} - P_{L,t}) + \mu_1 (P_{L,t} + R_t^u) + \mu_2 (R_t^d - P_{L,t}) \quad (31)$$

其中，极大问题用于求解最优拉格朗日乘子，极小问题用于优化单机(储能)出力。设定乘子初值，采用动态规划法求解单机最优出力，不断修正并迭代乘子，最终可得 λ 、 μ_1 、 μ_2 的最优解及机组与储能的最优调度。

根据边际电价理论，与系统功率约束、备用约束对应的乘子 λ 、 μ_1 、 μ_2 分别反映了系统满足功率需求和备用需求的边际价格，因此取 λ 的最优值为日前电能市场的电量价格， μ_1 、 μ_2 的最优值为日前备用市场的容量价格。此时 λ 即为式(2)中 ω ， μ_1 、 μ_2 为式中 θ_1 。

日内调度模型求解过程与上述方式相同，因此不予赘述，最终安装储能后，火电厂的电能收益为

$$E_1 = \sum_{t=1}^T \left[\begin{aligned} &\left[\left(\sum_{i=1}^N |p_{i,t} - P_{i,t}^*| + \right. \right. \\ &\left. \left. \sum_{j=1}^M |s_{c,j,t} - S_{c,j,t}^* - s_{d,j,t} + S_{d,j,t}^*| \right) \cdot \theta_2 + \right. \\ &\left. \sum_{i=1}^N (R_{i,t}^{d*} \cdot \mu_1 + R_{i,t}^{u*} \cdot \mu_2) \right] \end{aligned} \right] - C_{\text{run}} \quad (32)$$

备用容量收益为

$$E_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N P_{i,t}^* \cdot \lambda - C_{\text{on}} \quad (33)$$

式中， C_{run} 为机组总运行与调整成本，包括机组的待机费用、启停费用以及实际发电部分的燃料费用； C_{on} 为备用部分待机费用。

2.4.2 日前与日内调度模型的协调优化

在日前调度模型中，以机组运行成本及发电功率方差最小、发电利用率最大为目标，实现机组与储能的优化调度，确定发电与备用容量最优解并传递至日内调度模型；日内调度模型在已求发电与备用容量的约束下，以机组调整成本最小为目标函数，优化日内调度，得到机组备用实际被调用量并反馈至日前调度模型，以计算机组发电利用率。整体模型架构如图3所示。

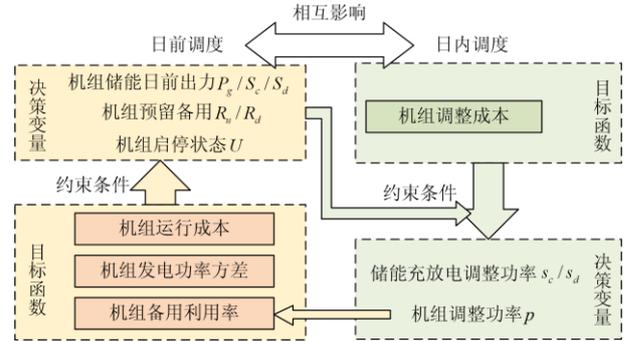


图3 日前与日内调度联合优化模型

Fig. 3 Joint optimization model of day-ahead and intraday scheduling

3 算例分析

设置火电厂共有五台发电机组，其参数如表1所示。假定系统中风电装机容量为120 MW，日前与实时负荷需求、风电发电功率参考文献[22]。分别考虑安装储能和不安装储能两种场景，参考文献[23]，设电厂侧储能容量为280 MW，最大充放电功率为120 MW，效率为0.95。

表1 机组发电参数

Table 1 Generating parameters of units

Unit	P_{\max}/MW	P_{\min}/MW	c	b	a	R
1	363	160	183.1	10.9	0.001 5	108
2	180	60	289.7	23.1	0.002 6	90
3	150	50	243.3	10.8	0.004 9	80
4	100	25	217.9	18.7	0.006 2	60
5	50	10	115.6	27.3	0.012	20

在不含储能与安装储能两种场景下求解日前调度与日内调度模型，得到各情境下电量价格与容量

价格,以及火电厂机组、储能调度情况与售电收益。

如图4所示,不考虑初始时刻电价,配置储能后,日前市场和实时市场中电量价格均小幅降低,降低幅度为0~2元/MWh,而在负荷谷值的凌晨,电量价格大幅下降20%。从电量价格的数学含义分析,在不考虑网络阻塞的条件下,电量价格表示向电网中的每个节点提供额外单位电量的边际成本,因此该结果表明,火电厂侧储能可与机组共同承担系统的备用需求,在一定程度上降低节点的边际成本。而容量价格在配置储能后变化较小,只在负荷谷值处略有提高,这是由于储能在负荷谷值处一般处于充电状态,从而抬高了电能需求,引起备用容量价格的提高。

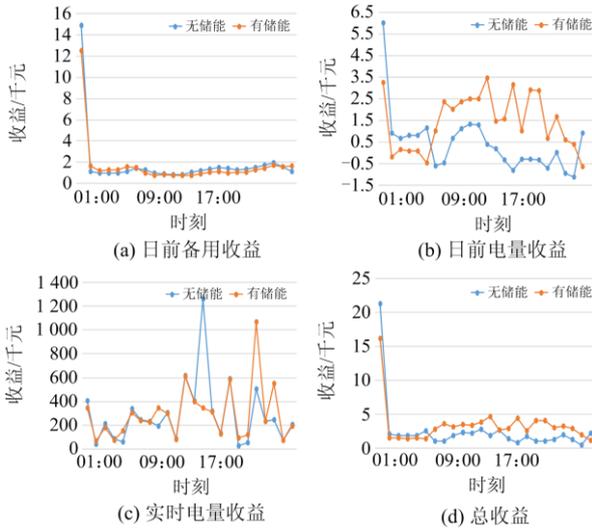


图4 配置储能前后电量价格与容量价格

Fig. 4 Energy price and capacity price before and after installation of ES

安装储能前后机组调度情况如图5所示。由于储能充当电源时调节更为迅速灵活,因此系统优先通过储能的充放电来跟踪负荷需求,从而使得机组出力更为平滑,上下爬坡频率降低。特别是机组G4,未安装储能时,G4在11:00—21:00时段爬坡频繁,安装储能后,G4从07:00开始始终维持在最大发电功率运行,所有容量都被投入到电能市场中。在实时市场中,除大容量机组外,其余机组的备用调节频率同样大幅降低。由此可见,发电侧储能可以有效优化机组的调度,避免机组进行多次爬坡动作;同时可以充当主力备用,解放发电机容量,使得发电机能够将更多容量投入到电能市场中。机组发电功率方差与发电利用率如表2所示,与未安装储能时相比,机组发电利用率均显著提高,同时除G4外,其余机组爬坡频率均有效降低。

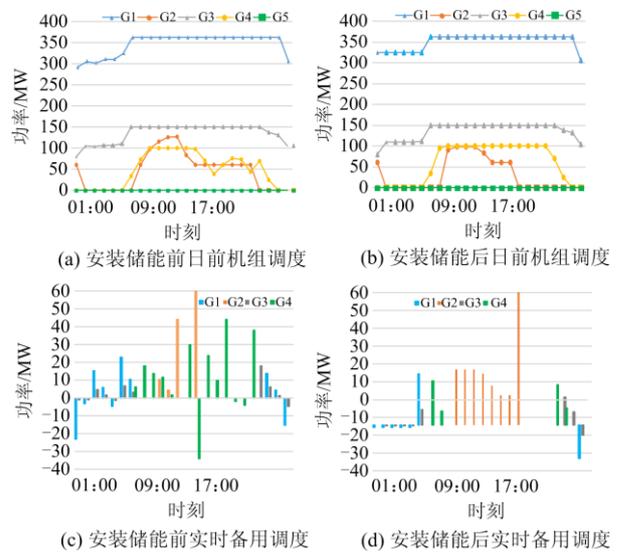


图5 储能安装前后机组调度情况

Fig. 5 Units scheduling before and after installation of ES

表2 机组发电功率方差与发电利用率

Table 2 Variance and utilization rate of generation power

机组	G1	G2	G3	G4	G5
S^2 (无储能)	696.56	1 948.79	499.07	1 670.63	0
S^2 (有储能)	385.54	1 642.7	449.61	2 223.16	0
γ (无储能)	95.4%	16.4%	90.6%	55.6%	0
γ (有储能)	96.6%	22.6%	91.0%	61.43%	0

储能在日前与日内调度中充放电状态如图6所示,在日内调度中,储能的充放电状态和机组的上下爬坡调节动作互补,而无论是在日前还是日内情境,储能都在积极充放电,协助维持系统供需平衡。

火电厂在安装储能前后的日前电量收益,同样印证了上述分析。安装储能后,虽然日前电量价格略有下降,但与之相对的,机组在日前市场中的参与电量增加,因此在负荷峰值时间段,日前电量收益大幅增加,甚至在部分时段,电量收益由亏损状态直接转变为盈利状态。同时,部分储能也参与到了日前电能市场中,相当于降低了单位发电成本,

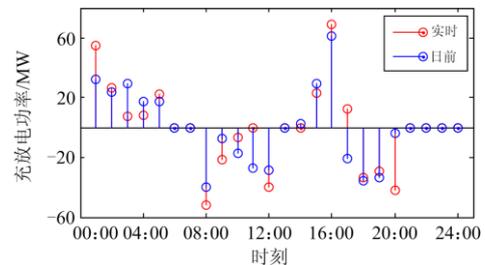


图6 储能充放电

Fig. 6 Charging and discharging of ES

有助于日前电能收益的提高。但日前备用收益在某些时刻略微下降,这是由于日前容量价格在储能安装前后基本无变化,但机组预留备用容量相对减少。结合日前电能收益、日前容量收益与实时电能收益来看,火电厂总市场收益大幅提高。火电厂收益见图7。

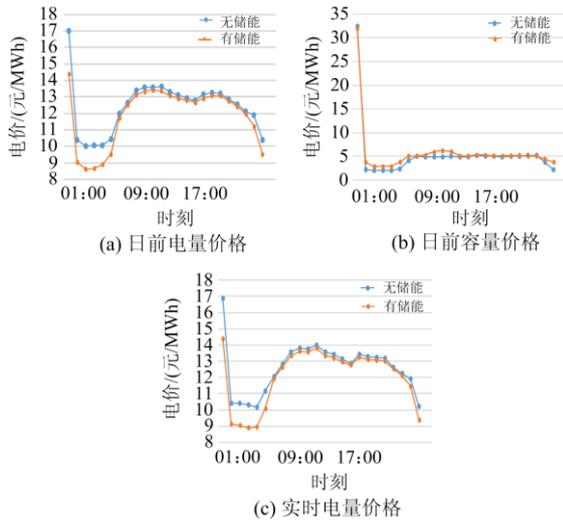


图7 火电厂收益

Fig. 7 Profit of power plants

如表3所示,安装储能后,火电厂电能收益超过备用容量收益,表明发电机组能够将更多的容量投入到电能市场中,总售电收益由72 894元增加至83 556元。

表3 火电厂售电收益

Table 3 Profit of power plants

收益/千元	电能收益	容量收益	总市场收益
安装储能前	29.498	43.395	72.894
安装储能后	44.081	39.474	83.556

4 结论

本文建立了考虑火电厂市场收益的日前日内两阶段优化调度模型以及储能的可用备用容量模型,实现了机组出力,备用容量以及储能充放电的优化,同时基于边际价格理论,分析了安装储能前后火电厂的市场收益,算例结果表明:

1) 本文所提调度模型,有效降低了机组的爬坡频次,在保证充足备用容量的同时,提高了机组容量投入到电能市场的比例,增加了火电厂的直接和间接经济效益。

2) 本文所提调度模型中的储能充放电策略,充分发挥了储能的备用潜能,提高了机组电量利用率。

3) 火电厂储能小幅降低日前市场电量价格,

提升社会效益的同时,能够提高火电厂总市场收益,国家应大力鼓励火电厂安装储能。

本文求取边际价格模型未考虑系统阻塞情况,未来需进一步进行探讨。

参考文献

- [1] MOHANDES B, MOURSI M S E, HATZIARGYRIOU N, et al. A review of power system flexibility with high penetration of renewables[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 3140-3155.
- [2] SACHIN K, SAKET R K, DHARMENDRA K D, et al. Reliability enhancement of electrical power system including impacts of renewable energy sources: a comprehensive review[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(10): 1799-1815.
- [3] HEDAYATI M, HEDMAN K W, ZHANG J. Reserve policy optimization for scheduling wind energy and reserve[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 19-31.
- [4] 季宇, 熊雄, 寇凌峰, 等. 基于经济运行模型的储能系统投资效益分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(4): 143-150.
- [5] JI Yu, XIONG Xiong, KOU Lingfeng, et al. Analysis of energy storage system investment benefit based on economic operation model[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(4): 143-150.
- [6] HAMED S, AMIR A, MOHAMMAD S H, et al. Optimal demand response strategies to mitigate wind power variability and gas-supply uncertainty in a multi-resolution robust security constrained unit commitment[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(14): 2740-2750.
- [7] 瞿寒冰, 朱英刚, 尹茂林, 等. 计及风电并网的机组组合方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(16): 95-98.
- [8] QU Hanbing, ZHU Yinggang, YIN Maolin, et al. Study on the unit commitment considering wind power paralleling in the power system[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(16): 95-98.
- [9] LU R, DING T, QIN B, et al. Multi-stage stochastic programming to joint economic dispatch for energy and reserve with uncertain renewable energy[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1140-1151.
- [10] TIAN Y, WU W, WANG K Y, et al. Robust transmission constrained unit commitment under wind power uncertainty with adjustable conservatism[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(5): 824-832.
- [11] TUMULURU V K, TSANG D H. K. A two-stage approach for network constrained unit commitment

- problem with demand response[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1175-1183.
- [10] 张智, 陈艳波, 刘芳, 等. 计及运行风险和响应需求的两阶段鲁棒机组组合模型[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-13[2020-08-03].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20200609.1031.006.html>.
ZHANG Zhi, CHEN Yanbo, LIU Fang, et al. Two-stage robust unit commitment model considering operation risk and demand response[J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-13[2020-08-03].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20200609.1031.006.html>.
- [11] JAGDESH K, CHETHAN P, MIKKO V, et al. Sizing and allocation of battery energy storage systems in Aland islands for large-scale integration of renewables and electric ferry charging stations[J]. Energies, 2020, 13(2): 1-23.
- [12] 袁晓冬, 费骏韬, 胡波, 等. 资源聚合商模式下的分布式电源、储能与柔性负荷联合调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(22): 17-26.
YUAN Xiaodong, FEI Juntao, HU Bo, et al. Joint scheduling model of distributed generation, energy storage and flexible load under resource aggregator mode[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(22): 17-26.
- [13] WANG Z Y, KIRSCHEN D S. Two-stage optimal scheduling for aggregators of batteries owned by commercial consumers[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(21): 4880-4887.
- [14] FRAZIER A W, COLE W, DENHOLM P, et al. Assessing the potential of battery storage as a peaking capacity resource in the United States[J]. Applied Energy, 2020, 275: 1-12.
- [15] DENHOLM P, NUNEMAKER J, GAGNON P, et al. The potential for battery energy storage to provide peaking capacity in the United States[J]. Renewable Energy, 2020, 151: 1269-1277.
- [16] 崔杨, 周慧娟, 仲悟之, 等. 考虑火电调峰主动性与需求响应的含储能电力系统优化调度[J/OL]. 高电压技术: 1-12[2020-08-02]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20200440>.
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal dispatch of power system with energy storage considering deep peak regulation initiative of thermal power and demand response[J]. High Voltage Engineering: 1-12[2020-08-02].<https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20200440>.
- [17] 李相俊, 王上行, 惠东. 电池储能系统运行控制与应用方法综述及展望[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3315-3325.
LI Xiangjun, WANG Shangxing, HUI Dong. Summary and prospect of operation control and application method for battery energy storage systems[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3315-3325.
- [18] 徐国栋, 程浩忠, 马紫峰, 等. 用于缓解电网调峰压力的储能系统规划方法综述[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 3-11.
XU Guodong, CHENG Haozhong, MA Zifeng, et al. Overview of ESS planning methods for alleviating peak-shaving pressure of grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 3-11.
- [19] MADELEINE M P, BRENDAN M B, DEVON S, et al. Impacts of storage dispatch on revenue in electricity markets[J]. Journal of Energy Storage, 2020, 31: 1-16.
- [20] 柴爱军, 吴江. 市场环境下备用容量的定价与确定[J]. 电网与清洁能源, 2011, 27(12): 72-75.
CHAI Aijun, WU Jiang. Pricing and determination of the reserved capacity in power market[J]. Power System and Clean Energy, 2011, 27(12): 72-75.
- [21] 王宣元, 高峰, 康重庆, 等. 扩展的节点电价算法研究[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3587-3596.
WANG Xuanyuan, GAO Feng, KANG Chongqing, et al. Analysis of extended locational marginal price[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3587-3596.
- [22] 王蓓蓓, 仇知, 丛小涵, 等. 基于两阶段随机优化建模的新能源电网灵活性资源边际成本构成的机理分析[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-14[2020-08-06].<https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.191885>.
WANG Beibei, QIU Zhi, CONG Xiaohan, et al. Mechanism analysis of flexible resources' marginal price in new energy grid based on two-stage stochastic optimization modeling[J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-14[2020-08-06].<https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.191885>.
- [23] 王静, 刘文霞, 李守强, 等. 计及机组降损收益的电源侧电池储能调频/调峰经济效益评价方法[J/OL]. 电网技术: 1-11[2020-08-07]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2020.0149>.
WANG Jing, LIU Wenxia, LI Shouqiang, et al. A method to evaluate economic benefits of power side battery energy storage frequency / peak regulation considering the benefits of reducing thermal power unit losses[J/OL]. Power System Technology: 1-11[2020-08-07]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2020.0149>.

收稿日期: 2020-08-07; 修回日期: 2020-11-01

作者简介:

曹子珣(1996—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行与规划; E-mail: czxwhuee@163.com

陈红坤(1967—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统运行与控制、电能质量分析和新能源规划。E-mail: chkinsz@163.com

(编辑 姜新丽)