

DOI: 10.7667/PSPC170263

考虑双时间尺度调度周期的储能最优容量配置

吴雅仪¹, 陈红坤¹, 徐坤领², 姜欣¹, 林春¹

(1. 武汉大学电气工程学院, 湖北 武汉 430072; 2. 国网湖北省电力公司黄石供电公司, 湖北 黄石 435000)

摘要: 储能系统可以通过缓冲净负荷的波动性和不确定性, 增加含风电电力系统的灵活性。为了考虑小时内系统爬坡需求, 提出小时级和小时内的双时间尺度调度周期储能最优容量配置模型。在小时级时间尺度, 该模型确定的储能容量能保证系统电量的供需平衡。在小时内时段, 该模型确定的储能容量和功率能确保系统有足够的爬坡能力满足小时内的负荷跟随并且响应短期净负荷波动。该方法可以有效提高风电接入系统的可靠性, 并为风电场储能容量配置与现有电网调度运行方式衔接提供参考。最后采用实际风电场数据, 通过仿真分析验证了该方法的有效性。

关键词: 双时间尺度; 储能容量; 爬坡能力; 负荷跟随; 短期波动

Optimal capacity allocation of energy storage system considering two time scale scheduling cycles

WU Yayi¹, CHEN Hongkun¹, XU Kunling², JIANG Xin¹, LIN Chun¹

(1. School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China; 2. Huangshi Power Supply Company, State Grid Hubei Electric Power Company, Huangshi 435000, China)

Abstract: Energy storage system can enhance the flexibility of power system containing wind power through buffering the fluctuation and uncertainty of the net load. In order to taking into account the intra hourly ramping needs, this paper proposes an optimal capacity allocation model of energy storage considering the two time scale scheduling cycles: hourly scale and intra-hour scale. In the hourly time scale, the energy storage capacity determined by the model can provide sufficient power to support the load demand. In the intra-hour time scale, the energy storage capacity and power of the model ensures that the system has sufficient ramping capability to meet the intra-hour load following and response to short-term net load fluctuation. This model can effectively improve the reliability of wind power connected to the system, and supply reference the connection between energy storage capacity configuration with the existing system scheduling operation mode. Finally, the actual wind farm data is used in simulation, and the results verify the method is effective.

Key words: two time scale; energy storage system capacity; ramping capability; load following; short-term fluctuation

0 引言

风电作为技术上较为成熟的一种可再生能源, 对缓解生态环境和能源危机有着重大意义^[1-2]。而风电出力的波动性和不确定性给电力系统的可靠性和安全性带来了挑战^[3-4]。储能技术作为一种灵活的可调节电源, 给风电并网参与运行调度提供了新思路。储能系统(Energy Storage System, ESS)具有快速和灵活的功率调节能力, 可平抑风电输出波动, 因此被用来缓解风电接入电网的不稳定趋势。由于成本逐渐下降, 储能系统已大规模投入电网使用^[5]。

针对风电场储能容量优化问题, 国内外研究人员已进行了深入研究。文献[6]以风电机组输出功率

特性函数和风电场风速概率分布函数为基础, 考虑了风机输出小时数的影响, 提出了一种计算大型风电系统长时间稳定输出所需储能容量的方法。文献[7]以适应电网调度运行计划的风电场输出功率时段参考值为依据, 构建了风电场储能容量优化计算模型。基于长期统计的风速数据, 文献[8]提出了平滑风电出力的短期波动性的调度策略, 以最大化储能系统的服务寿命/单位成本指数来确定储能容量。文献[9-10]基于机组组合模型, 将小时作为时间尺度得到最优的储能配置容量。文献[11]以费用效率(CE)为目标函数, 建立了混合储能优化定容模型, 增加了单位储能投资的平抑风电波动能力。然而, 以上文献大多只考虑小时级储能容量配置, 求得的最佳

储能容量只针对风电每小时的波动和不确定性。以上做法可能无法保证系统有充足的爬坡能力来响应小时内的风电和负荷波动^[3]。这种爬坡能力的缺乏也可能导致明显的频率偏差^[12]。储能设备能够提供系统所需的爬坡能力,且能平抑分钟级的风电和负荷波动。在储能规划中考虑小时内时间尺度会显著影响待规划储能装置的最优容量和最大充放电功率。

本文提出了考虑小时内系统爬坡需求的储能容量配置模型。为了满足小时级的功率平衡和考虑小时内爬坡能力,本文规划模型将分为两个时间尺度:小时级和小时内。在小时级时间尺度,该模型确定的最优储能容量能提供充足的电量维持系统小时级的电力供需平衡。在小时内时间尺度,为了响应小时内的风电和负荷短期波动,该模型确定了储能最优容量和最大充放电功率来为系统提供更充足的爬坡能力,这种爬坡能力能够减轻难以预测的风电和负荷短期波动给系统带来的影响。最后采用实际风电场数据进行仿真分析,计算结果验证了本文所提模型和方法的有效性。

1 风电和负荷特性分析

1.1 多时间尺度风电特征分析

风电短期波动中,秒级的波动会影响系统频率,分钟级波动会影响常规机组爬坡,小时级波动会影响调度计划。依据某实际风电场统计数据可得到不同时间尺度下风电场出力波动量概率分布,如图 1 所示。

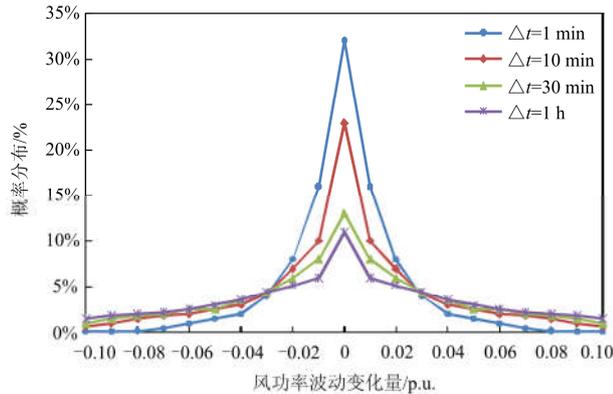


图 1 不同时间尺度下风电场功率波动特征

Fig. 1 Wind farm output power fluctuation with different time scales

由图 1 可知,随着时间尺度的加大,风功率波动程度和波动量越来越大。但分钟级时间尺度下风功率波动量也可达到 0.1 p.u.,且分钟级风电波动频繁,仍可能会对系统爬坡有较大影响。加装大容量

储能设备平滑分钟级风电波动,可减少风电输出功率随机波动性的不利影响^[13]。

1.2 净负荷的波动性

风电功率有别于常规机组的波动性和不可控特性,通常将其作为负的负荷与电网的负荷叠加,得到系统净负荷。

$$P_{\text{net}}(t) = P_d(t) - P_w(t) \quad (1)$$

式中: $P_{\text{net}}(t)$ 为 t 时刻的净负荷; $P_d(t)$ 为 t 时刻的系统负荷; $P_w(t)$ 为 t 时刻风电场的输出功率。

$$\begin{cases} \Delta P_d(t) = P_d(t) - P_d(t-1) \\ \Delta P_{\text{net}}(t) = P_{\text{net}}(t) - P_{\text{net}}(t-1) \end{cases} \quad (2)$$

式中: $\Delta P_d(t)$ 为 t 时刻系统负荷的波动量; $\Delta P_{\text{net}}(t)$ 为 t 时刻净负荷的波动量。

我国某电网(风电装机容量 275 MW)典型日的风电、负荷和净负荷实测数据曲线如图 2 所示。

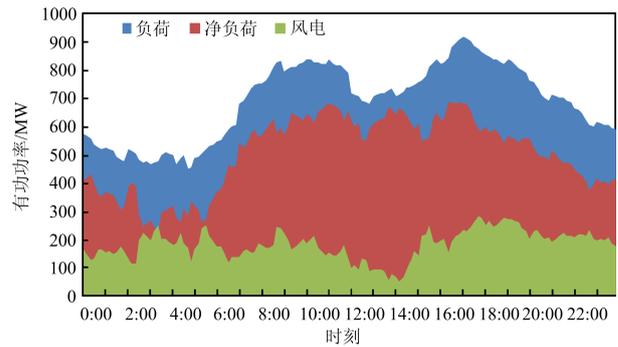


图 2 我国某电网风电、负荷和净负荷数据曲线

Fig. 2 Actual data curves of wind power, load and net load in a grid of China

由图 2 可见,从典型日的净负荷数据来看,风电并网会导致系统净负荷变化更加剧烈。图 2 中小时内时段出现较大的爬坡,相比原始负荷曲线,净负荷曲线在图中多个时段出现更陡的爬坡。这是由于风电爬坡可能与负荷爬坡重合,系统会存在爬坡能力不足的风险^[14]。

本文将小时内风电和负荷短期波动描述为净负荷短期波动。假设风电和负荷预测准确,机组爬坡能力响应小时内净负荷短期波动如图 3 所示。

由图 3 可见,机组需消耗一部分爬坡能力作为机组有功调整量 $\Delta P_{g,\tau}$ 来满足小时内的负荷跟随。此外,小时内时间段中仍有短期剧烈的净负荷波动值 $\Delta P_{\text{net}}^*(t)$,此时系统需提供上爬坡能力 $P_g^c(t)$ 和下爬坡能力 $P_g^d(t)$ 平抑净负荷短期波动。如果系统爬坡能力不足,会导致风电接入系统后的可靠性无法保障。

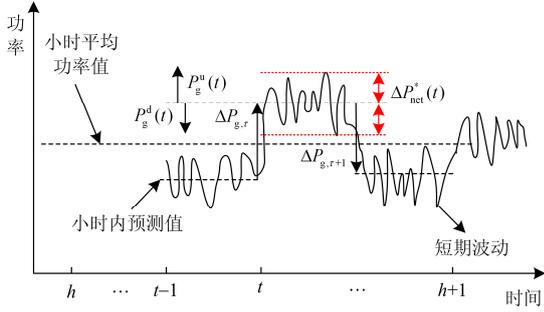


图3 机组爬坡能力响应小时内净负荷短期波动

Fig. 3 Ramping capability of generator responding to short term fluctuation of net load in intra hour

净负荷的波动会导致系统存在爬坡能力不足的风险,使其无法跟随负荷和响应短期净负荷波动,从而导致弃风量增加或切负荷事件的发生。只考虑小时级爬坡约束的风电场储能容量配置,依然存在常规机组分钟级爬坡能力和储能装置充放电能力不足的问题,所以需要在小时内时间尺度下同时加入机组爬坡约束和储能系统充放电约束,同时采用储能配合弃风手段得到更经济、可靠的优化结果。

1.3 净负荷的不确定性

本文引入预测误差的不确定性,将系统中的不确定变量处理为确定的预测值和不确定的预测误差。针对小时内风电出力 and 负荷预测的不确定性,将系统中的不确定变量中的不确定预测误差处理为净负荷预测误差 $\Delta P_{net}^*(t)$ 。

对于大规模风电场群,风功率预测误差趋向于正态分布^[15]。因此,采用均值为0的正态分布描述风功率预测误差。 t 时刻的风功率预测误差 $\Delta P_w(t)$ 记为 $\chi_{\Delta P_w(t)} \sim (0, \sigma(t))$ 。

$$f(\Delta P_w(t)) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma(t)} e^{-\frac{(\Delta P_w(t))^2}{2(\sigma(t))^2}} \quad (3)$$

假设小时内风功率的最大偏差为该时刻标准偏差的3倍(3σ),即风功率预测置信水平取0.95。由于日负荷曲线具有高度的重复性,负荷预测误差与预测时间尺度的相关性较小,并且标准差通常正比于负荷在任意给定时间的大小,本文负荷预测误差取 $0.05P_d(t)$ 。得到 t 时段净负荷最大波动量 $\Delta P_{net}^*(t)$ 。

$$\Delta P_{net}^*(t) = 0.05P_d(t) + 3\sigma(t) \quad (4)$$

2 含 ESS 考虑双时间尺度的调度约束

2.1 双时间尺度下机组功率关系

系统调度员每小时根据系统潮流情况发布一次发电计划,其中包括各台机组每小时的出力水平及启停状态。在此基础上,调度员每10~15 min 根据

最新得到的预测数据重新调整各机组发电量,来保证小时内下一时段的功率平衡,这样可以提高电力系统运行的经济性和可靠性。由此可得出小时级机组出力和小时内机组有功调整量关系,小时内机组出力如图4所示。

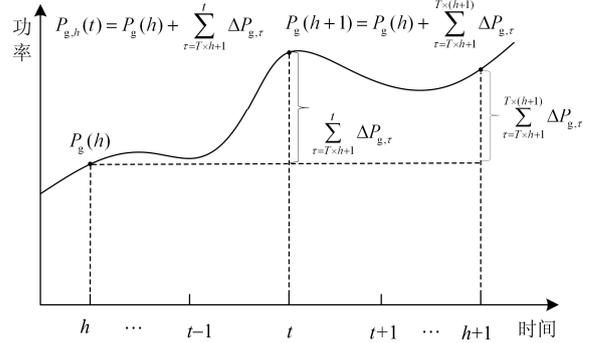


图4 小时内机组出力图

Fig. 4 Generator unit output in intra hour

根据图4可知,在1个小时范围内,定义 T (本文取6)个时间间隔 Δt (本文取10 min)为一个时间段,以考察小时内各个时段机组的出力情况。每个机组在 h 小时内 t 时段的输出功率 $P_{g,h}(t)$,等于当前调度计划 h 小时的输出功率 $P_{g,h}$,再加上当前小时 t 时段之前所有机组有功调整量之和 $\sum_{\tau=h+1}^t \Delta P_{g,\tau}$ 。得出小时级和小时内机组出力等式关系为

$$P_{g,h}(t) = P_{g,h} + \sum_{\tau=h+1}^t \Delta P_{g,\tau} \quad (5)$$

$$\forall t \in \{1, 2, \dots, T \times N\}, h \in \{1, 2, \dots, N\}$$

式中: g 为机组组合; $P_{g,h}$ 为第 h 小时机组 g 输出功率, MW; $\Delta P_{g,\tau}$ 为第 h 小时内 t 时段内机组 g 有功调整量, MW; $P_{g,h}(t)$ 为第 h 小时内 t 时段机组 g 输出功率, MW; N 为小时数,本文取日内小时数 $N=24$,所以本文中 $t \in \{1, 2, \dots, 144\}$ 。

根据图4还可以得出,机组 g 在第 h 和 $h+1$ 小时输出功率关系如式(6)所示。

$$P_{g,h+1} = P_{g,h} + \sum_{\tau=h+1}^{T \times (h+1)} \Delta P_{g,\tau} \quad (6)$$

$$\forall h \in \{1, 2, \dots, N\}$$

式中, $P_{g,h+1}$ 为第 $h+1$ 小时机组 g 输出功率。

2.2 含 ESS 的小时内有功调整量约束

由上节双时间尺度下机组功率关系可以得到机组出力上下限约束和小时内时段机组有功调整量约束。

(1) 机组出力上下限约束

$$P_{g,\min} \leq P_{g,h}(t) \leq P_{g,\max} \quad (7)$$

(2) 小时内机组有功调整量约束

$$\Delta P_g \leq \Delta P_{g,\tau} \leq \Delta \bar{P}_g \quad (8)$$

式中: $P_{g,\max}$ 和 $P_{g,\min}$ 分别为机组 g 的最大和最小有功出力, MW; $\Delta \bar{P}_g / \Delta P_g$ 分别为小时内 Δt 时间段内机组 g 的最大上、下有功调整量。

2.3 含 ESS 的小时内爬坡约束

系统调度人员可以根据小时级和小时内各时段风电和负荷的预测值, 确定每小时机组的出力和小时内各时段各个机组的功率调整量, 但仍需要系统在小时内出力时能满足短期净负荷波动的爬坡能力需求。如图 3 所示, 为了响应小时内净负荷波动, 系统需提供上、下爬坡能力。当短期净负荷波动导致发电不足时, 系统向上爬坡调整功率平衡; 当短期波动导致发电量超过负荷时, 系统向下爬坡调整功率平衡。

在调度过程中, 系统需要对 1 min 左右的超短期波动做出反应^[16]。因此, 在本文中, 系统功率调节所需规划的爬坡能力为 1 min 的功率输出能力。如图 3 所示, 由于 $t-1$ 至 t 时段的功率调整量 $\Delta P_{g,\tau}$ 消耗了一部分发电机组爬坡能力, 所以机组剩余用来响应短期净负荷波动的机组爬坡能力有限。因此用以下约束来限制发电机分钟级的上、下爬坡能力。

$$0 \leq P_g^u(t) \leq \min \left\{ \frac{\Delta \bar{P}_g - \Delta P_{g,\tau}}{\Delta t}, \Delta P_g^u \right\} \quad (9)$$

$$0 \leq P_g^d(t) \leq \min \left\{ \frac{-\Delta P_g + \Delta P_{g,\tau}}{\Delta t}, \Delta P_g^d \right\} \quad (10)$$

式中: $P_g^c(t) / P_g^d(t)$ 分别为参与 t 时段机组的上、下爬坡能力; $\Delta \bar{P}_g / \Delta P_g$ 分别为小时内每时段机组 g 有功调整量上、下限; $\Delta P_g^u / \Delta P_g^d$ 分别为 1 min 机组 g 能提供的最大上、下爬坡能力。

系统发电机组和 ESS 均可以参加短期波动的调节过程。还应该指出的是, 为了保证系统在分钟级调节过程中的表现, 系统需要能够应对任何可能的短期净负荷波动量。因此, 在短期净负荷波动最大的情况下, 需要满足以下约束来保证系统具有足够的爬坡能力(以 1 分钟调节范围)来达到调控目的。

$$\sum_g P_g^u(t) + \sum_c P_c^d(t) \geq \Delta P_{\text{net}}^*(t) \quad (11)$$

$$\sum_g P_g^d(t) + \sum_c P_c^c(t) \geq \Delta P_{\text{net}}^*(t) \quad (12)$$

式中: $P_c^c(t)$ 为 ESS 的充电功率; $P_c^d(t)$ 为 ESS 的放电功率。

2.4 含 ESS 的小时级调度约束

电力系统需求电量由调度火电机组和风电机组

共同提供。作为一种能量源, ESS 在调度中可以平抑风电和负荷波动, 可以成功避免调度操作中火力发电机启动和停机操作过度、降低发电总成本。

$$\begin{cases} (u_{g,h} - u_{g,h-1})[T_{g,h-1}^{\text{on}} - T_{g,\min}^{\text{on}}] \leq 0 \\ (u_{g,h-1} - u_{g,h})[T_{g,h-1}^{\text{off}} - T_{g,\min}^{\text{off}}] \leq 0 \end{cases} \quad (13)$$

式中: $u_{g,h}$ 为机组 g 在 h 小时的开停机状态; $u_{g,h-1}$ 为机组 g 在 $h-1$ 小时开停机状态; $T_{g,\min}^{\text{on}}$ 、 $T_{g,\min}^{\text{off}}$ 分别为机组 g 的最小开、关机时间; $T_{g,h-1}^{\text{on}}$ 、 $T_{g,h-1}^{\text{off}}$ 分别为机组 g 在至 $h-1$ 小时累积开、关机时间。

需要说明的是, 机组出力上下限约束(7)同样适用于小时级, 只考虑小时级机组出力上下限约束时, 将公式中 $P_{g,h}(t)$ 替换为 $P_{g,h}$ 。

3 风电场储能容量优化配置模型

3.1 目标函数

建立以综合费用最小为储能配置模型的目标函数, 主要包括储能投资费用、机组运行费用、机组启停费用和弃风惩罚费用。目标函数如式(14)所示。

$$\min C = \sum_c C_c / 365 + \sum_g \left(\sum_t C_g(t) + \sum_h C_{g,h}^{\text{st}} \right) + \sum_w \sum_t C_{w,\text{loss}}(t) \quad (14)$$

式中: C_c 为 ESS 折合到每年的投资成本, \$; C_g 为机组运行费用, \$; $C_{g,\text{st}}$ 为机组启停费用; $C_{w,\text{loss}}$ 为弃风惩罚费用, \$。可以看出式(14)中其他项都是以典型日为时间尺度, 因此将 ESS 年投资成本 C_c 缩小为每天的投资成本。

(1) 储能成本费用

ESS 的投资成本包括两部分: 与功率有关的成本和与容量有关的成本。

$$C_c = C_m E_{c,\text{cap}} + C_p P_{c,\text{cap}} \quad (15)$$

式中: C_m 为 ESS 折合到每年的容量单价, \$/kWh; C_p 为 ESS 折合到每年的功率单价, \$/kW。

(2) 机组运行费用

$$C_g(t) = a_g P_{g,h}(t)^2 + b_g P_{g,h}(t) + c_g \quad (16)$$

式中: a_g 、 b_g 、 c_g 为常规机组的耗量特性参数。

(3) 机组启停费用

$$C_{g,h}^{\text{st}} = C_o (u_{g,h} - u_{g,h-1}) \quad (17)$$

式中, C_o 为起停成本, \$/次。

(4) 弃风惩罚费用

由于电网调度要求弃风时所造成的负功率有惩罚成本, 加入弃风惩罚约束。

$$C_{w,loss}(t) = k_w P_{w,loss}(t) \quad (18)$$

式中, k_w 为弃风惩罚系数(\$/kWh)。

3.2 储能约束

通常描述电池储能系统规模时有两个重要指标, 额定功率 P_{cap} 和储能容量 E_{cap} 。储能系统功率输出可弥补机组小时内爬坡能力的不足, 但小时内的储能系统充放电功率和容量应满足以下约束。

(1) 充放电功率约束

计及最大充放电功率限制, 储能系统的充放电功率约束如下

$$0 \leq P_e^c(t) \leq P_{e,cap} \quad (19)$$

$$0 \leq P_e^d(t) \leq P_{e,cap} \quad (20)$$

$$P_e(t) = P_e^d(t) - P_e^c(t) \quad (21)$$

式中: $P_{e,cap}$ 为 ESS 的额定功率; $P_e(t)$ 为 t 时段 ESS 充放电功率。

(2) 剩余容量约束

在风电场储能系统中, 若 ESS 以 $P_e(t)$ 充电功率充电过程中, 电池电量达到其最大允许容量 $E_{e,cap}$, 则停止充电, 此时弃掉多余的风电。放电过程电池电量达到其最小允许容量, 则停止放电。可以得到以下 ESS 剩余容量约束如式(22)所示。

$$0 \leq E_e(t) \leq E_{e,cap} \quad (22)$$

式中: $E_e(t)$ 为 t 时段 ESS 的剩余电量; $E_{e,cap}$ 为 ESS 容量。

(3) 等式约束

储能系统在以 $P_e(t)$ 充放电功率的工作过程中, 与 ESS 剩余电量 $E_e(t)$ 之间的关系还需满足式(23)。

$$E_e(t) = E_e(t-1) + \rho P_e^c(t)\Delta t - 1/\rho P_e^d(t)\Delta t \quad (23)$$

式中: $E_e(t-1)$ 为 $t-1$ 时段 ESS 的剩余电量, MWh; ρ 为 ESS 的充放电效率。

3.3 功率平衡约束

系统电力需求包括负荷、弃风和储能装置充电电量。系统中的不同种类电源, 包括火电、风电以及储能装置放电功率, 都用来满足系统电力需求。因此, 小时内时段系统功率平衡方程为

$$\sum_d P_d(t) = \sum_w P_w(t) + \sum_g P_{g,h}(t) + \sum_e P_e(t) - \sum_w P_{w,loss}(t) \quad (24)$$

需要说明的是, 本节目标函数和约束条件同样适用于小时级的储能容量规划。只考虑小时级储能容量规划时, 将公式中与小时内 t 有关变量置换为小时级变量。

4 算例分析

4.1 基础数据与参数

从 10 机系统中取 4 台机组为例, 各机组参数见表 1。典型日风电和负荷预测值见图 2。一般认为储能效率高于 80% 的电化学储能基本能满足大规模储能市场的要求, 储能参数见表 2^[17]。弃风惩罚系数 k_w 取 83.75 \$/MWh(风电上网电价为 0.54 ¥/kWh)。以下所有 Cases 均采用 CPLEX 求解软件求解^[18]。

表 1 机组参数

Table 1 Parameters of units

机组	1	2	3	4
P^{\max}/MW	455	130	162	80
P^{\min}/MW	300	70	90	20
Ramp up/(MW/h)	130	60	90	40
Ramp down/(MW/h)	130	60	90	40
$a/(\$/MW^2/h)$	1000	680	450	370
$b/(\$/MW/h)$	16.19	16.50	19.70	22.26
$c/(\$/h)$	0.000 48	0.002 11	0.003 98	0.007 12

表 2 储能参数

Table 2 Parameters of ESS

参数	$P_{e,cap}/MW$	$E_{e,cap}/MWh$	$C_m/(\$/kWh)$	$C_p/(k\$/W)$	ρ
数值	100	200	500	580	0.9

4.2 场景优化结果及分析

为了显示系统爬坡能力在不同时间尺度的重要性, 在三个不同场景下对储能容量进行优化。

Case1: 仅考虑小时级调整, 忽略小时内调整和短期波动;

Case2: 计及小时级和小时内 10 min 调整, 未考虑小时内短期净负荷波动;

Case3: 计及小时级和小时内 10 min 调整, 考虑小时内短期净负荷波动。

Case1-3 中储能配置优化结果如表 3 所示。

表 3 Case1 优化结果

Table 3 Optimization results of Case1

Case	Time scale	E_{cap}/MWh	P_{cap}/MW	弃风量/ MW	$C/(k\$)$
Case1	1 h	6.46	6.06	14.91	254.8
Case2	10 min	13.59	20.14	9.23	261.8
Case3	10 min	21.73	45.28	2.63	272.3

4.2.1 Case1

小时级的储能最优配置能保证小时级系统运行可靠性。当系统功率需求低时, 电能被储存在 ESS 中; 在功率需求高时 ESS 中的电能被注入系统中。根据 ESS 这个特性得到了其最佳容量。由表 3 结果可知, Case1 中储能配置容量为 6.46 MWh, 最大充

放电功率为 6.06 MW。小时级储能配置只能保证小时级风电接入可靠性, 但是可以配置更大容量的 ESS 保证风电接入系统小时内的可靠性。

4.2.2 Case2

考虑 2.2 节小时内机组有功调整量约束式(8), 通过改变小时内发电调度计划的有功调整量 $\Delta P_{g,r}$, 系统可以实现小时内的负荷跟随。本文将每小时分成 6 个时间间隔(小时内时段为 10 min), 共 144 个时段。假设负荷和风电预测每 10 min 一次, 但 Case2 中 10 min 内的短期净负荷波动未被考虑。

由表 3 可见, Case2 中储能配置容量为 13.59 MWh, 最大充放电功率为 20.14 MW。由于考虑了小时和小时内两个时间尺度, 这种情况下的储能容量配置能保持小时内的负荷跟随。相比 Case1, Case2 的储能配置容量是 Case1 的近两倍, 最大充放电功率为 Case1 的近 3 倍。由于储能投资成本相对较高, 尽管弃风有所减少, 但储能容量的增加仍使总成本增加。但是这种投资成本的增加, 保证了系统 10 min 内的负荷跟随能力。比较 Case1 和 Case2 的结果可知, 考虑系统在小时内跟随负荷的能力, 影响了 ESS 的最优配置。

本文评估现有的火电机组和新配置的储能容量来检测系统是否有足够的爬坡能力来应对负荷跟随和响应小时内的短期风电和负荷波动, 如图 5—图 8 所示。文中已假设在 10 min 时间段内的风电和负荷波动量为 $\Delta P_{net}^*(t)$ 。当系统上下爬坡能力大于净负荷短期波动时, 如式(11)、式(12)所示, 即系统上下爬坡能力减去净负荷短期波动大于 0, 系统运行可靠。否则, 调度发电资源和储能不能完全平衡净负荷短期波动, 系统运行不可靠。Case2 中系统上、下爬坡能力减去净负荷短期波动结果分别如图 5、图 6 所示。

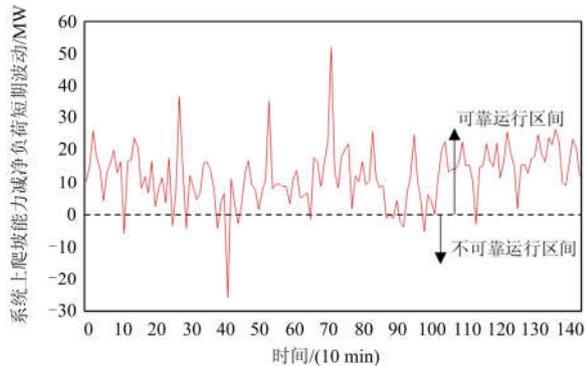


图 5 Case2 系统上爬坡能力减净负荷短期波动图

Fig. 5 Short-term fluctuation of ramping up capability minus net load of Case2

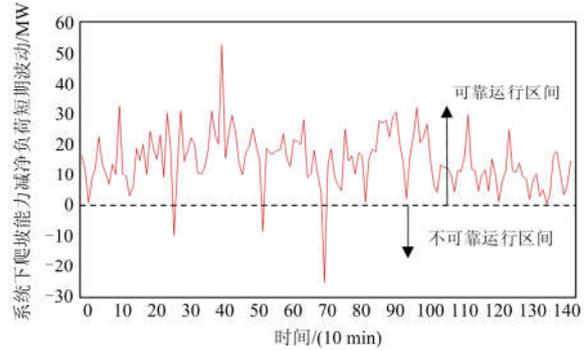


图 6 Case2 系统下爬坡能力减净负荷短期波动图

Fig. 6 Short-term fluctuation of ramping down capability minus net load of Case2

由图 5、图 6 可以看出, Case2 中系统存在不可靠运行区间。所以, 新配置的储能和现有的机组无法保证可靠性, 并且还需要覆盖能响应短期净负荷波动的可靠储能容量规划。

4.2.3 Case3

考虑到 10 min 内的短期净负荷波动, 为了在小时内让系统有足够的爬坡能力响应小时内短期净负荷波动, 加入 2.3 节中小时内爬坡约束完善模型。由表 3 可见, 根据本文所提方法和模型, Case3 中储能配置容量为 21.73 MWh, 最大充放电功率为 45.28 MW。这种储能容量配置方法, 能确保系统小时内的负荷跟随, 并且能响应短期的净负荷波动。

同 Case2, 评估系统机组和储能爬坡能力应对短期负荷和风电波动能力, Case3 中系统上、下爬坡能力减去净负荷短期波动结果分别如图 7、图 8 所示。

由图 7、图 8 可见, 系统剩余的爬坡能力一直为正, 表明系统可以平衡短期 1 min 内的负荷和风电波动。因此, 本文配置的储能容量和充放电能力提高了系统可靠性, 能保证任何时候电网的稳定运行。

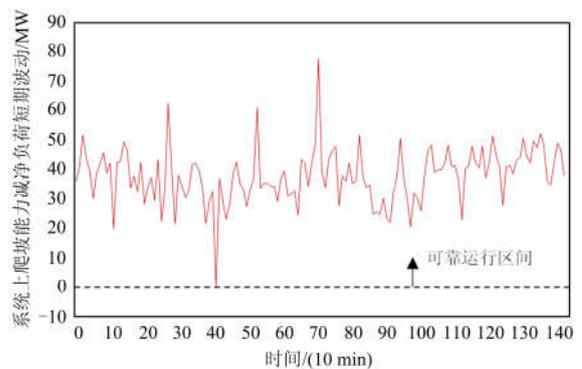


图 7 Case3 系统上爬坡能力减净负荷短期波动图

Fig. 7 Short-term fluctuation of ramping up capability minus net load of Case3

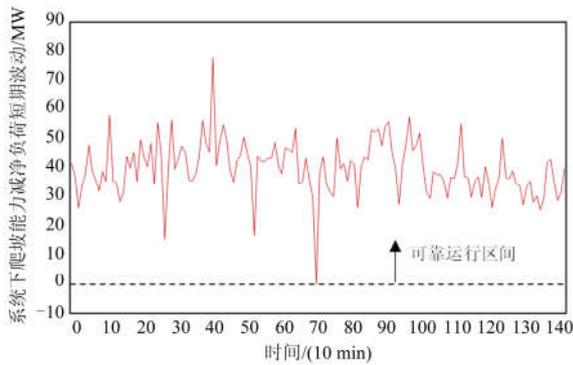


图 8 Case3 系统下坡能力减净负荷短期波动图

Fig. 8 Short-term fluctuation of ramping down capability minus net load of Case3

Case3 较 Case2, ESS 的最优容量增加了 8.14 MWh, 最大充放电功率增加了 24.14 MW。这是为了给系统提供更多的爬坡能力并提高系统调度灵活性。可以发现由于 ESS 容量和功率的增加从而使总成本增加, 但它能确保系统维持分钟内电力平衡和缓解短期净负荷波动。ESS 为响应短期负荷波动提供的爬坡能力由其最大充放电功率决定。在机组爬坡能力达到极限时的某些时段, 无法提供充足的调节储备, 此时储能可提供剩余所需的爬坡储备。由于 ESS 能提供比机组更便宜的储备资源, 使得在规划范围内能合理减少部分系统运行费用。

算例的对比分析表明, 考虑负荷跟随以及短期风电和负荷波动对储能设备最佳容量有显著影响。

5 结论

电力系统需要足够的发电容量来支持每小时的负荷需求, 且发电容量要满足小时内的调度调整, 此外系统需要足够的爬坡能力来缓解短期的风电和负荷波动。本文提出了一种考虑双时间尺度调度周期的储能最优容量配置方法。在小时级时间尺度, ESS 容量提供充足的电量支持小时级的负荷需求。在小时内时间尺度, 模型保证 ESS 最优容量和最大功率使系统有充足的爬坡能力来保证小时内的负荷跟随以及平抑风电和负荷短期波动。结果表明, 相比于只考虑小时级时间尺度, 考虑不同时间尺度的储能配置显著改变了 ESS 的容量和最大充放电功率。在储能容量配置时, 忽略小时内机组爬坡约束, 会使配置结果偏小, 给系统的安全稳定运行带来隐患。而考虑双时间调度周期的储能容量配置, 能使系统对抗短期风电和负荷波动能力显著增强。

参考文献

[1] 张川, 杨雷, 牛童阳, 等. 平抑风电出力波动储能技术

比较及分析[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(7): 149-154.

ZHANG Chuan, YANG Lei, NIU Tongyang, et al. Comparison and analysis of energy storage technology to balance fluctuation of wind power output[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(7): 149-154.

[2] 于东, 孙欣, 高丙团, 等. 考虑风电不确定出力的风电并网协调优化模型[J]. 电工技术学报, 2016, 31(9): 34-41.

YU Dong, SUN Xin, GAO Bintuan, et al. Coordinated optimization model for wind power integration considering wind power uncertainty output[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(9): 34-41.

[3] BANAKAR H, LUO C, OOI B T. Impacts of wind power minute-to-minute variations on power system operation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(1): 150-160.

[4] 胡源, 别朝红, 宁光涛, 等. 计及风电不确定性的多目标电网规划期望值模型与算法[J]. 电工技术学报, 2016, 31(10): 168-175.

HU Yuan, BIE Zhaohong, NING Guangtao, et al. The expected model and algorithm of multi-objective transmission network planning considering the uncertainty of wind power [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(10): 168-175.

[5] FENG Lin, ZHANG Jingning, LI Guojie, et al. Cost reduction of a hybrid energy storage system considering correlation between wind and PV power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 86-94. DOI 10.1186/s41601-016-0021-1.

[6] 韩涛, 卢继平, 乔梁, 等. 大型并网风电场储能容量优化方案[J]. 电网技术, 2010, 34(1): 169-173.

HAN Tao, LU Jiping, QIAO Liang, et al. Optimized scheme of energy-storage capacity for grid-connected large-scale wind farm[J]. Power System Technology, 2010, 34(1): 169-173.

[7] 冯江霞, 梁军, 张峰, 等. 考虑调度计划和运行经济性的风电场储能容量优化计算[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 90-95.

FENG Jiangxia, LIANG Jun, ZHANG Feng, et al. An optimization calculation method of wind farm energy storage capacity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 90-95.

[8] LI Q, CHOI S S, YUAN Y, et al. On the determination of battery energy storage capacity and short-term power

- dispatch of a wind farm[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2011, 2(2): 148-158.
- [9] CHAKRABORTY S, SENIYU T, TOYAMA H, et al. Determination methodology for optimizing the energy storage size for power system[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2009, 3(11): 987-999.
- [10] MOHAMMAD S, MOZAFARI B, SOLYMANI S, et al. Stochastic scenario-based model and investigating size of energy storages for PEM-fuel cell unit commitment of micro-grid considering profitable strategies[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, 8(7): 1228-1243.
- [11] 栗然, 党磊, 周鸿鹤, 等. 基于费用效率法的风电场混合储能容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(24): 55-62.
- LI Ran, DANG Lei, ZHOU Honghu, et al. Capacity optimization disposition of hybrid energy storage in wind field based on cost efficiency model[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(24): 55-62.
- [12] NEGNEVITSKY M, NGUYEN D H, PIEKUTOWSKI M. Risk assessment for power system operation planning with high wind power penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(3): 1359-1368.
- [13] 冯江霞, 梁军, 冯益坤. 基于风电功率 min 级分量波动特性的风电场储能容量优化计算[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(3): 1-6.
- FENG Jiangxia, LIANG Jun, FENG Yikun. Optimization calculation of wind farm storage capacity based on minute-scale wind power characteristic[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(3): 1-6.
- [14] 李海波, 鲁宗相, 乔颖. 大规模风电并网的电力系统运行灵活性评估[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1672-1678.
- LI HaiBo, LU Zongxiang, QIAO Ying. Assessment on operational flexibility of power grid with grid-connected large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1672-1678.
- [15] 刘芳, 潘毅, 刘辉, 等. 风电功率预测误差分段指数分布模型[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(18): 14-19.
- LIU Fang, PAN Yi, LIU Hui, et al. Piecewise exponential distribution model of wind power forecasting error[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(18): 14-19.
- [16] MAKAROV Y V, LOUTAN C, MA J, et al. Operational impacts of wind generation on California power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 1039-1050.
- [17] 蒋凯, 李浩秒, 李威, 等. 几类面向电网的储能电池介绍[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 47-53.
- JIANG Kai, LI Haomiao, LI Wei, et al. On several battery technologies for power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 47-53.
- [18] LOFBERG J. Yalmip: a toolbox for modeling and optimization in Matlab[C] // 2004 IEEE International Conference on Robotics and Automation, 2004: 284-289.

收稿日期: 2017-02-27; 修回日期: 2017-07-11

作者简介:

吴雅仪(1993—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统规划、电力系统运行与控制; E-mail: 435058452@qq.com

陈红坤(1967—), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统规划、电力系统运行与控制; E-mail: chkinsz@163.com

徐坤领(1991—), 男, 硕士, 研究方向为电力系统规划、电力系统运行与控制。E-mail: wentianxkl@qq.com

(编辑 张爱琴)