

滚动考核下的新能源场站-电池储能单元运行策略

曹明浩, 于继来*

(哈尔滨工业大学电气工程及自动化学院, 黑龙江省 哈尔滨市 150001)

Operation Strategy of Renewable Energy and Battery Integrated Unit Under Rolling Assessment of Generation Schedule

CAO Minghao, YU Jilai*

(School of Electrical Engineering and Automation, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, Heilongjiang Province, China)

ABSTRACT: The renewable energy station (RES) and battery energy storage system (BESS) can be formed as a renewable energy and battery integrated unit (REBU), which will help control generation schedule deviations at the source and reduce the burden of grid regulation. Similarly, as RES, REBU also needs to roll declare power generation schedule curve before and within the day. This paper designs a rolling report method suitable for REBU rolling declare power generation curve. In addition, the generation schedule of curve rolling declare and the execute strategy are put forward to enhance the ability to deal with rolling assessment and reduce the rolling assessment fines. This strategy considers the role of BESS in controlling deviation of the power generation schedule by using expectation control ability indicators. The calculation example shows that the rolling assessment method of the power generation schedule and the operation strategy of REBU can convey the assessment demands of the power grid. It can also more clearly reflect the demands of REBU to seek investment benefits and operational benefits.

KEY WORDS: renewable energy station; battery energy storage system; integrated power unit; generation schedule; rolling assessment

摘要: 新能源场站(renewable energy station, RES)配置电池储能系统(battery energy storage system, BESS)构成一体化发电单元(renewable energy and battery integrated unit, REBU), 有助于从源头控制发电计划偏差、降低电网调节负担。REBU 同 RES, 需在日前和日内滚动申报发电过程曲线。为此, 设计了一种适应发电过程曲线滚动申报机制的 REBU 发电计划滚动考核方法, 提出增强滚动考核能力、降低滚动考核成本的 REBU 日前和日内发电过程曲线优化申报与优化运行策略, 并在策略中借助期望调控能力指标计入 BESS 辅助控制 REBU 计划偏差的作用。算例表明, 提出的滚动

考核方法与 REBU 运行策略, 可在明确传达网侧实施发电计划统一考核信号的同时, 更清晰地反映 REBU 对投资回报和运行效益的诉求。

关键词: 新能源场站; 电池储能系统; 一体化发电单元; 发电计划; 滚动考核

0 引言

为响应国家双碳政策, 新能源场站(renewable energy station, RES)装机容量与发电量占比均显著提高^[1-3]。由于 RES 固有的随机性与波动性^[4-5], 其并网运行需消费灵活调节资源, 在传统调度模式下由常规机组提供。RES 占比提升势必导致常规机组占比下降, 造成调节资源陷入供不应求状态^[6-7], 导致 RES 发电量的提升进入瓶颈期。

十四五规划提出, 电网储能 2030 年前应进入全面市场化发展阶段^[8]。储能行业的蓬勃发展为电网灵活性调节资源的开源节流提供了技术支持。储能参与电网调节的方式主要有两种: 1) 建设大型储能电站^[9-10], 作为独立市场主体, 以响应电网调度指令^[11]或参与实时电力市场^[12]的方式参与调节, 通过收取辅助服务费用或赚取峰谷电价差获益; 2) RES 根据自身需求自备小型储能^[13], 以自主降低预期出力偏差的方式^[14-15]分担电网调控任务, 并通过降低考核费用获益。该模式的应用场景在 2021 年后各省电网推行的新建 RES 须搭配一定容量电池储能系统(battery energy storage system, BESS)有关政策支持下逐渐扩大, 未来 RES 将成为 BESS 的重要投资主体。

为降低电网调节压力, 多省出台了 RES 按照装机容量强配电池储能或将配置规模与优先并网权挂钩的政策^[16], 这为 BESS 以方式 2 参与电网调节

基金项目: 国家自然科学基金项目(51877049)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51877049).

奠定了政策背景。但目前电网对 RES 的考核仍采用预测误差管理模式^[17], 比较粗放, 既不利于引导 RES 向常规机组转变并逐步融入计划考核体系, 也不利于建立明确的 BESS 投资回报机制。

结合储能系统降低 RES 输出不确定性、提高其上网电量的研究, 近年来国内外多有展开。文献[18]从交易模式、准入机制及积分方式等角度, 研究如何调度用户侧储能消纳新能源[19]对风电场出力进行频谱分析, 协同 BESS 分类调控以降低投标偏差处罚。文献[20]考虑 BESS 投资运行成本、弃电处罚及功率偏差处罚对 RES 进行分散式优化调度。文献[21]以偏差惩罚及 BESS 里程最小为目标提出一种风电协同 BESS 的优化控制策略。文献[22]讨论了光伏为提高合约履行能力配置不同形式及规模储能对经济效益的影响。文献[23]提出一种包含间歇式 RES 的微电网运行规划算法, 并对其中的不确定性储能建模分析。文献[24]将分布式小型储能及 RES 进行聚合, 提出“云储能租赁”商业模式, 提高其在参与现货市场时的经济效益。文献[25]设计了一种平抑新能源波动及峰谷套利模式间灵活切换的 BESS 运行策略。

现有文献对 RES 普遍配置 BESS 构成 REBU 后的偏差考核机制^[26-27]的研究尚处起步阶段。目前电网仅在少量限风/光时段对 RES 实施计划考核, 其余时段则实施粗放的预测误差管理^[28]。文献[29]在市场化管理中引入投标偏差处罚, 引导风电场降低出力偏差。文献[30]考虑了风电功率预测误差导致的 AGC 费用增量, 结合预测概率分布模型提出最优出力申报方案。文献[31]将偏差风险分为弃电损失与处罚费用, 提出考虑偏差风险规避协同 BESS 的运行策略。上述研究多基于市场环境^[32]展开, 尚未考虑与传统调度模型的对接方法。

综上, 为将 REBU 逐步纳入电网计划考核, 使其拥有平等市场主体地位以更好地适应市场竞争环境, 本文提出一种适应 REBU 发电曲线滚动申报机制的偏差考核方法, 探讨了 REBU 的计划优化申报与运行策略, 以促进 REBU 在主体功能建设与提高的基础上尽早融入计划考核的新常态。

1 REBU 发电计划滚动考核模型

目前除少量限风/光时段对 RES 执行严格的计划考核外, 电网仅对日前/日内预测进行较宽松的误差管理, 无法适应 RES 高占比环境下对发电过程更

为严格化的要求。本文提出的模式将强化逐个时段对 REBU 发电功率偏差进行的考核, 本节将具体介绍 REBU 日前/日内滚动计划考核模型。

1.1 日前计划考核模型

REBU 需每日申报次日 24h 共 96 个时段(每时段 15min)的发电过程曲线, 并经电网调控中心统一计划模块核发形成次日发电计划。在次日实际发电过程中, 若 REBU 在某一时段内的出力偏差超出日前计划允许范围, 则超标电量成分将纳入考核。对日前计划, 某时段的计划电量为

$$E_i^{\text{dp}} = 0.5(P_{i+1}^{\text{dp}} + P_i^{\text{dp}})\Delta t_1 \quad (1)$$

式中: E_i^{dp} 为第 i 时段(简称时段 i)的日前计划电量, MW·h; Δt_1 为时段长度, h(本文取 $\Delta t_1=0.25\text{h}$); P_i^{dp} 为时段 i 的日前计划功率, MW。

超标电量为实发电量 E_i 与 E_i^{dp} 的偏差

$$\begin{cases} \Delta E_{i,\text{up}}^{\text{dp}} = E_i - E_{i,\text{max}}^{\text{dp}}, & E_i > E_{i,\text{max}}^{\text{dp}} \\ \Delta E_{i,\text{dn}}^{\text{dp}} = E_{i,\text{min}}^{\text{dp}} - E_i, & E_i < E_{i,\text{min}}^{\text{dp}} \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} E_{i,\text{max}}^{\text{dp}} = (1 + \alpha_{\text{up}}^{\text{dp}})E_i^{\text{dp}} \\ E_{i,\text{min}}^{\text{dp}} = (1 - \alpha_{\text{dn}}^{\text{dp}})E_i^{\text{dp}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\Delta E_{i,\text{up/dn}}^{\text{dp}}$ 为日前计划时段 i 的正/负向超标电量, MW·h; E_i 为时段 i 的实际上网电量, MW·h; $E_{i,\text{max/min}}^{\text{dp}}$ 为时段 i 日前计划电量叠加允许偏差后的上/下限, MW·h; $\alpha_{\text{up/dn}}^{\text{dp}}$ 为日前计划的正/负向容许偏差率。

1.2 日内计划滚动考核模型

目前新能源日内预测基于未来 15min~4h 时窗滚动进行, 本文将其改进为滚动申报未来 15min~4h 发电过程曲线, 并纳入日内计划滚动考核范畴。

由于滚动申报时窗最大宽度为 4h, 故某 15min 时段的计划(预估态)在真正进入当前时段(当前态)实际执行前, 已经多轮修正。为考虑多轮申报的整体质量, 采用多轮加权平均计划计算考核电量。此时, 时段 i 多轮加权平均计划功率为

$$P_i^{\text{sp}} = \sum_{k=1}^{N_{\text{sp}}} \lambda_k P_{i,k}^{\text{sp}} \quad (4)$$

式中: P_i^{sp} 为时段 i 的日内计划功率, MW; N_{sp} 为时窗最大宽度(4h)包含的时段数, 即日内计划被修正的轮数(16 轮); $P_{i,k}^{\text{sp}}$ 为时段 i 第 k 轮计划修正值, MW; λ_k 为第 k 轮权重, $\sum_{k=1}^{N_{\text{sp}}} \lambda_k = 1$, 轮次序号越高距实发

时间越近响应成本越高，故权重应赋更大的值。

日内计划除应实施更为严格的考核标准外，还应基于更短采样周期(远小于 15min)内的超标功率积分形成 15min 时段的超标电量。

由时段 i 、时段 $i+1$ 加权计划值(式(4))线性插值得时段 i 各采样点的计划功率：

$$P_{i,t}^r = P_i^{\text{sp}} + \frac{t}{N_r} (P_{i+1}^{\text{sp}} - P_i^{\text{sp}}) \quad (5)$$

式中： $P_{i,t}^r$ 为时段 i 中第 t 采样点(简称采样点 t)的计划功率，MW； N_r 为 15min 包含的采样点数，参照电网现行标准，本文取采样周期 $\Delta t_2=1\text{s}$ ，即 $N_r=900$ 。

由各采样点超标功率积分得时段 i 超标电量为

$$\begin{cases} \Delta E_{i,\text{up}}^{\text{sp}} = \Delta t_2 \sum_{t=1}^{N_r} (P_{i,t} - P_{i,t,\text{max}}^r), & P_{i,t} > P_{i,t,\text{max}}^r \\ \Delta E_{i,\text{dn}}^{\text{sp}} = \Delta t_2 \sum_{t=1}^{N_r} (P_{i,t,\text{min}}^r - P_{i,t}), & P_{i,t} < P_{i,t,\text{min}}^r \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} P_{i,t,\text{max}}^r = (1 + \alpha_{\text{up}}^{\text{sp}}) P_{i,t}^r \\ P_{i,t,\text{min}}^r = (1 - \alpha_{\text{dn}}^{\text{sp}}) P_{i,t}^r \end{cases} \quad (7)$$

式中： $\Delta E_{i,\text{up/dn}}^{\text{sp}}$ 为日内计划时段 i 的正/负向超标电量，MW·h； $P_{i,t}$ 为时段 i 采样点 t 实发功率，MW； $P_{i,t,\text{max/min}}^r$ 为时段 i 采样点 t 加权计划功率叠加允许偏差后的上/下限，MW； $\alpha_{\text{up/dn}}^{\text{sp}}$ 为日内计划正/负向容许偏差率。

对 REBU 计划考核的严格程度，主要体现于容许偏差率 $\alpha_{\text{up/dn}}^{\text{sp}}$ 及违约电量考核单价 $c_{\text{up/dn}}^{\text{dp/sp}}$ 。本文主要从计划考核对 REBU 增配 BESS 激励作用及系统内 REBU 的承受力两方面评价考核方案的合理性。

$$c_{\text{avg}}^{\text{RE}} = \frac{1}{N_G} \sum_{n=1}^{N_G} c_n^{\text{RE}} \quad (8)$$

$$c_{\text{sd}}^{\text{RE}} = \sqrt{\frac{1}{N_G} \sum_{n=1}^{N_G} (c_n^{\text{RE}} - c_{\text{avg}}^{\text{RE}})^2} \quad (9)$$

式中： N_G 为系统内 REBU 总量； c_n^{RE} 为第 n 号 REBU 预期单位电量净收益，元/(MW·h)； $c_{\text{avg/sd}}^{\text{RE}}$ 为系统内 REBU 预期单位电量净收益均值/标准差，元/(MW·h)。 $c_{\text{avg}}^{\text{RE}}$ 数值越高越能保障 REBU 的经济效益， $c_{\text{sd}}^{\text{RE}}$ 数值越高表示方案具有更高的区分度，激励效果更好。

2 REBU 发电计划优化申报策略

REBU 计划申报及执行流程如图 1 所示。

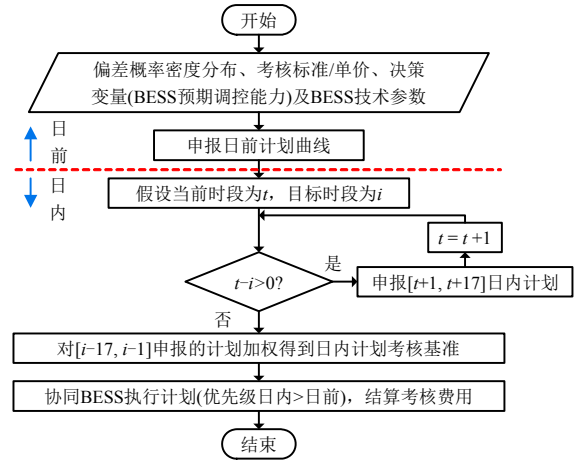


图 1 REBU 计划申报与执行流程图

Fig. 1 REBU's schedule declaration and implementation process

本节以 REBU 经济效益最大化为目标，设置 BESS 预期调控能力及弃风/光等约束，分析在滚动考核机制下如何优化申报 REBU 日前和日内计划。计划的具体执行策略于第 3 节介绍。

2.1 REBU 日前发电过程曲线优化申报

REBU 基于历史数据统计可得到 RES 日前预测偏差概率密度分布，综合考虑各时段 BESS 调控能力期望值、偏差考核标准和上网电价等，建立期望收益最大化日前计划优化申报模型。

首先，建立日前预测偏差比概率密度函数：

$$\delta_{i,f}^{\text{dp}} = (P_i - P_{i,f}^{\text{dp}}) / P_{i,f}^{\text{dp}} \quad (10)$$

$$\int_{\delta_{\text{dn}}^{\text{dp}}}^{\delta_{\text{up}}^{\text{dp}}} f_{\text{dp}}(\delta_{i,f}^{\text{dp}}) d\delta_{i,f}^{\text{dp}} = 1, \quad \forall i \quad (11)$$

式中： $\delta_{i,f}^{\text{dp}}$ 为 RES 日前时段 i 预测偏差比(简称日前偏差比)； $P_{i,f}^{\text{dp}}$ 为日前时段 i 功率预测值，MW； P_i 为时段 i 实际可发功率，MW； $\delta_{\text{up/dn}}^{\text{dp}}$ 为日前偏差比上/下限； $f_{\text{dp}}(\delta_{i,f}^{\text{dp}})$ 为日前偏差比概率密度函数。

由拟申报功率 P_i^{dp} ，可得期望偏差功率：

$$\begin{cases} \Delta P_{i,\text{up}}^{\text{dp}} = P_{i,f}^{\text{dp}} \int_{\gamma_{\text{up}}^{\text{dp}}}^{\delta_{\text{up}}^{\text{dp}}} (\delta_{i,f}^{\text{dp}} - \gamma_{\text{up}}^{\text{dp}}) f_{\text{dp}}(\delta_{i,f}^{\text{dp}}) d\delta_{i,f}^{\text{dp}} \\ \Delta P_{i,\text{dn}}^{\text{dp}} = P_{i,f}^{\text{dp}} \int_{\delta_{\text{dn}}^{\text{dp}}}^{\gamma_{\text{dn}}^{\text{dp}}} (\gamma_{\text{dn}}^{\text{dp}} - \delta_{i,f}^{\text{dp}}) f_{\text{dp}}(\delta_{i,f}^{\text{dp}}) d\delta_{i,f}^{\text{dp}} \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} \gamma_{\text{up}}^{\text{dp}} = (1 + \alpha_{\text{up}}^{\text{dp}}) P_i^{\text{dp}} / P_{i,f}^{\text{dp}} - 1 \\ \gamma_{\text{dn}}^{\text{dp}} = (1 - \alpha_{\text{dn}}^{\text{dp}}) P_i^{\text{dp}} / P_{i,f}^{\text{dp}} - 1 \end{cases} \quad (13)$$

式中： $\Delta P_{i,\text{up/dn}}^{\text{dp}}$ 为 REBU 日前时段 i 正/负期望偏差功率，MW； $\gamma_{\text{up/dn}}^{\text{dp}}$ 为日前偏差容许区间上/下限相对于 $P_{i,f}^{\text{dp}}$ 的偏差比。当 $\gamma_{\text{up}}^{\text{dp}} > \delta_{\text{up}}^{\text{dp}}$ 或 $\gamma_{\text{dn}}^{\text{dp}} > \delta_{\text{dn}}^{\text{dp}}$ 时，不超过容许区间，可置 $\Delta P_{i,\text{up/dn}}^{\text{dp}} = 0$ 。

计算考核费用期望值时主要考虑 BESS 有序充放电和理性弃电两种发电计划跟踪方式:

$$S_{i,\text{up}}^{\text{dp}} = c_{\text{up}}^{\text{dp}} \Delta t_1 (\Delta P_{i,\text{up}}^{\text{dp}} - P_{i,\text{abd}}^{\text{dp}} - P_{\text{up},\text{B}}^{\text{dp}}), \quad S_{i,\text{up}}^{\text{dp}} \geq 0 \quad (14)$$

$$S_{i,\text{dn}}^{\text{dp}} = c_{\text{dn}}^{\text{dp}} \Delta t_1 (\Delta P_{i,\text{dn}}^{\text{dp}} - P_{\text{dn},\text{B}}^{\text{dp}}), \quad S_{i,\text{dn}}^{\text{dp}} \geq 0 \quad (15)$$

$$S_{i,\text{e}}^{\text{dp}} = c_{\text{e}}^{\text{dp}} P_{i,\text{f}}^{\text{dp}} \Delta t_1 \int_{\delta_{i,\text{f}}^{\text{dp}}}^{\gamma_{\text{up}}^{\text{dp}}} (\delta_{i,\text{f}}^{\text{dp}} + 1) f_{\text{dp}}(\delta_{i,\text{f}}^{\text{dp}}) d\delta_{i,\text{f}}^{\text{dp}} \quad (16)$$

$$S_i^{\text{dp}} = S_{i,\text{e}}^{\text{dp}} - S_{i,\text{up}}^{\text{dp}} - S_{i,\text{dn}}^{\text{dp}} \quad (17)$$

式中: $S_{i,\text{up}/\text{dn}}^{\text{dp}}$ 为日前时段 i 预期考核费用, 元; $S_{i,\text{e}}^{\text{dp}}$ 为时段 i 预期发电收益, 元; S_i^{dp} 为时段 i 预期净收益, 元; $P_{i,\text{abd}}^{\text{dp}}$ 为时段 i 弃电功率, MW; $P_{\text{up}/\text{dn},\text{B}}^{\text{dp}}$ (待决策量) 为日前计划申报阶段 BESS 各时段正/负期望调控能力, MW; $c_{\text{dn}/\text{dn}}^{\text{dp}}$ 为日前单位违约电量考核费用, 元/(MW·h); c_{e} 为上网电价, 元/(MW·h)。

式(14)–(17)模型仅用于优化申报日前发电过程曲线, 主要进行了 3 处简化: 1) 以某一时刻计划功率计算预期电量。2) 未考虑 BESS 度电成本。该模型中, BESS 校正正向偏差时, 不仅无收益还将付出度电成本应直接弃电。但 BESS 实际运行时充、放电量必须保持动态平衡, 故日前仅需知道各时段保有多少调控能力即可, 至于度电成本, 可在收益核算阶段再考虑。3) 因计划申报阶段无法确知偏差调控能力时域分布情况, 故用长期运行的期望调控能力 $P_{\text{up}/\text{dn},\text{B}}^{\text{dp}}$ 代入模型计算校正后的剩余偏差量。

2.2 REBU 日内发电过程曲线优化申报

对日内申报, 应满足如下约束:

$$c_{\text{up}}^{\text{sp}} > c_{\text{up}}^{\text{dp}} \wedge c_{\text{dn}}^{\text{sp}} > c_{\text{dn}}^{\text{dp}} \quad (18)$$

$$\alpha_{\text{up}}^{\text{sp}} < \alpha_{\text{up}}^{\text{dp}} \wedge \alpha_{\text{dn}}^{\text{sp}} < \alpha_{\text{dn}}^{\text{dp}} \quad (19)$$

式中: $c_{\text{up}/\text{dn}}^{\text{sp}}$ 为日内计划单位违约电量考核费用, 元/(MW·h)。式(18)–(19)为约束界定: 日内考核标准和考核单价严于/高于日前考核。

滚动申报时, 第 1 个时段的 SOC 已知, 可按式确定 BESS 预期调控能力:

$$\begin{cases} P_{i,N_{\text{sp}},\text{up}}^{\text{sp},\text{B}} = (\text{SOC}_{\text{max}} - \text{SOC}_{i-1}) C_{\text{BESS}} / \Delta t_1 \\ P_{i,N_{\text{sp}},\text{dn}}^{\text{sp},\text{B}} = (\text{SOC}_{i-1} - \text{SOC}_{\text{min}}) C_{\text{BESS}} / \Delta t_1 \end{cases} \quad (20)$$

式中: SOC_i 为时段 i 结束时的荷电状态; C_{BESS} 为电池的额定容量, MW·h; $\text{SOC}_{\text{min}/\text{max}}$ 为电池 SOC 上/下限, 满足 $\text{SOC}_{\text{min}} \geq 0$ 且 $\text{SOC}_{\text{max}} \leq 1$; $P_{i,N_{\text{sp}},\text{up}/\text{dn}}^{\text{sp},\text{B}}$ (由当前 SOC 决定) 为时段 i 日前计划经最后一轮修正

后 BESS 正/负向预期调控能力, MW。

根据 BESS 当前 SOC 距上/下限的距离, 可准确得到下一时段的预期调控能力。当计划申报时段距当前大于 1 个时段即 $k < N_{\text{sp}}$ 时, SOC 重新变为不可知, 需根据 SOC 偏离基点程度对 $P_{\text{up}/\text{dn},\text{B}}^{\text{dp}}$ 进行修正:

$$\Delta P_{i,\text{fix}}^{\text{sp},\text{B}} = C_{\text{BESS}} (\text{SOC}_{i,0} - 0.5) / \Delta t_1 \quad (21)$$

$$\begin{cases} P_{i,k,\text{up}}^{\text{sp},\text{B}} = P_{\text{up},\text{B}}^{\text{dp}} - \Delta P_{i,\text{fix}}^{\text{sp},\text{B}} / (N_{\text{sp}} - 1) \\ P_{i,k,\text{dn}}^{\text{sp},\text{B}} = P_{\text{dn},\text{B}}^{\text{dp}} + \Delta P_{i,\text{fix}}^{\text{sp},\text{B}} / (N_{\text{sp}} - 1) \end{cases}, \quad \forall k < N_{\text{sp}} \quad (22)$$

式中: $\Delta P_{i,\text{fix}}^{\text{sp},\text{B}}$ 为时段 i 为起始的短时窗口内 BESS 预期调控能力修正值, MW; $P_{i,k,\text{up}/\text{dn}}^{\text{sp},\text{B}}$ (待决策量, 由当前 SOC 与 $P_{\text{up}/\text{dn},\text{B}}^{\text{dp}}$ 共同决定) 为申报时段 i 第 k 轮日内计划时的 BESS 预期调控能力, MW。

短时窗口内距当前较远时段的预测偏差仍较大, 因此超前安排 BESS 具体调控任务仍与实际情况不符。此外, BESS 容量相对较小, 若某时段 BESS 的实际动作与安排的调控任务差距较大, 可能会对后续时段连续产生负面影响且难以回到正常轨迹, 从而放大对净收益的影响。因此, 除首个时段外, 短时窗口内其他时段的预期调控能力仅由当前时段的 SOC 决定, 即除首个时段外其余时段预期调控能力相等。短时窗口时间尺度相对较短, SOC 偏离基点(0.5)时将对短时窗口内的 BESS 预期调控能力产生平均意义上的影响, 因此, 需按照式(21)根据 SOC 偏离基点程度与方向对 $P_{\text{up}/\text{dn},\text{B}}^{\text{dp}}$ 修正。

申报日内计划时期望电量、期望偏差量和 BESS 期望调控能力表达式与式(10)–(17)类似, 详见附录 A。所不同的是 BESS 校正偏差时, 对日前计划与日内计划执行情况的影响可能出现矛盾。

如附图 A1 所示, 满足式(19)约束前提下, 日前与日内计划间可能存在 5 种耦合场景, 需分类讨论:

1) 存在校正需求矛盾。

根据附图 A1 时段 1~2 对应场景, BESS 预期调控能力满足如下约束时需要考虑校正日内偏差时产生额外日前偏差的可能性(部分定义见附录 A)

$$\begin{cases} \Delta P_{i,\text{up}}^{\text{ctr}} = P_{i,\text{f}}^{\text{sp}} \Delta t_1 \int_{\gamma_{\text{up}}^{\text{sp}}}^{\gamma_{\text{dn}}^{\text{sp}}} (\delta_{i,\text{f}}^{\text{sp}} - \gamma_{\text{dn}}^{\text{sp}}) f_{\text{sp}}(\delta_{i,\text{f}}^{\text{sp}}) d\delta_{i,\text{f}}^{\text{sp}} \\ \Delta P_{i,\text{dn}}^{\text{ctr}} = P_{i,\text{f}}^{\text{sp}} \Delta t_1 \int_{\gamma_{\text{up}}^{\text{sp}}}^{\gamma_{\text{dn}}^{\text{sp}}} (\gamma_{\text{up}}^{\text{sp}} - \delta_{i,\text{f}}^{\text{sp}}) f_{\text{sp}}(\delta_{i,\text{f}}^{\text{sp}}) d\delta_{i,\text{f}}^{\text{sp}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $\Delta P_{i,\text{up}/\text{dn}}^{\text{ctr}}$ 为时段 i 日内正/负偏差校正出现矛盾的部分, MW; $P_{i,\text{f}}^{\text{sp}}$ 为时段 i 日内滚动预测功率,

MW; $\delta_{i,t}^{\text{sp}}$ 为时段 i 日内计划偏差比(简称日内偏差比); $\delta_{\text{up/dn}}^{\text{sp}}$ 为日内偏差比置信区间上/下限; $f_{\text{sp}}(\delta_{i,t}^{\text{sp}})$ 为日内偏差比概率密度函数。

时段 1—2 中存在校正矛盾部分 $\Delta P_{i,\text{up/dn}}^{\text{ctr}}$, 校正时需额外支付日前考核费用, 校正收益将大打折扣, 再扣除 BESS 的里程费用甚至可能出现亏损。此外, 由于 BESS 容量相对较小调控能力有限, 若为低效益任务(矛盾部分)分配调控能力, 将增加后续潜在的高效益任务缺乏调控能力的风险。因此, 在计划申报时就应放弃校正 $\Delta P_{i,\text{up/dn}}^{\text{ctr}}$ 以提高总体收益。

2) 不存在校正需求矛盾。

根据附图 A1 时段 3—5 对应场景, 校正日内偏差不会产生额外日前偏差。在时段 5 中, 若 BESS 能够足额校正日内偏差, 则日前偏差将一并校正, 无需额外分析。对时段 3—4, 还需分析足额校正日内偏差后 BESS 是否有剩余调控能力校正日前偏差:

$$P_{i,\text{up}}^{\text{sp,B}} > \Delta P_{i,\text{up}}^{\text{sp}} \vee P_{i,\text{dn}}^{\text{sp,B}} > \Delta P_{i,\text{dn}}^{\text{sp}} \quad (24)$$

式中: $P_{i,\text{up/dn}}^{\text{sp,B}}$ 为日内计划申报阶段时段 i 的 BESS 正/负向预期调控能力, MW。若满足式(24)约束, 则说明完全校正日内偏差后, BESS 仍有剩余能力, 且不会因校正日前偏差出现额外日内偏差, 因此可调用剩余能力校正日前偏差。

3 REBU 发电计划跟踪运行策略

REBU 发电计划跟踪阶段, 需利用自备 BESS, 根据计划偏差情况对实际功率曲线进行动态修正, 如图 2 所示。

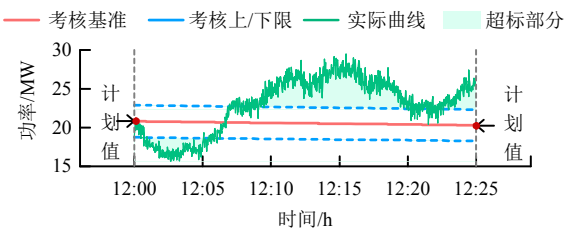


图 2 日内计划偏差示意图

Fig. 2 Schematic diagram of intraday schedule deviations

3.1 运行约束

首先建立 BESS 模型。BESS 在运行过程中相邻时段/刻的 SOC 应满足如下约束:

$$\text{SOC}_{t+1} = \text{SOC}_t + \frac{\Delta t}{C_{\text{BESS}}} (\eta_{\text{ch}} \Delta P_t^{\text{ch}} - \frac{\Delta P_t^{\text{dch}}}{\eta_{\text{dch}}}) \quad (25)$$

$$\begin{cases} 0 \leq \Delta P_t^{\text{ch}} \leq \lambda_{\text{ch}} C_{\text{BESS}} / T_s \\ 0 \leq \Delta P_t^{\text{dch}} \leq \lambda_{\text{dch}} C_{\text{BESS}} / T_s \end{cases} \quad (26)$$

$$\text{SOC}_{\min} \leq \text{SOC}_t \leq \text{SOC}_{\max} \quad (27)$$

式中: SOC_t 为 t 时刻的荷电状态; Δt 为时间间隔(本文取 $\Delta t = \Delta t_2 = 1\text{s}$); h ; C_{BESS} 为电池的额定容量, MW·h; $\eta_{\text{ch/dch}}$ 为电池的充/放电效率; $\Delta P_t^{\text{ch/dch}}$ 为 t 时刻电池的充/放电功率, MW; $\lambda_{\text{ch/dch}}$ 为电池最大充/放电倍率, 即额定状态下在标准时间内可完成的循环次数, 后文用 $\lambda_{\text{ch/dch}}$ 表现 BESS 的最大充放电功率; T_s 为充/放电倍率标准时间, 一般取 $T_s = 1\text{h}$ 。

REBU 还应遵守 RES 入网国标, 即在指定时间尺度内满足最大功率变化率约束:

$$|P_{n,\text{max}}^{\text{RE}} - P_{n,\text{min}}^{\text{RE}}| < \gamma P_G^{\text{RE}} \quad (28)$$

式中: $P_{n,\text{max/min}}^{\text{RE}}$ 为第 n 时窗(长度分别取 10min、1min)内 RES 最大/小有功功率, MW; 为新能源场站的额定容量, MW; γ 为有功功率限制系数, 时间尺度取 10min 时 $\gamma = 30\%$, 时间尺度取 1min 时 $\gamma = 10\%$ 。

3.2 实时运行策略

在当前调度时段所在的 15min 时间内, 预测功率曲线与实际曲线间的偏差较小可忽略, BESS 的 SOC、日前及日内滚动计划等均已知, 可以据此设计实时运行策略。

1) 计算日内偏差校正后产生的额外日前偏差。

$$P_{i,t}^{\text{new}} = \begin{cases} P_{i,t,\text{max}}^{\text{r}}, & P_{i,t} > P_{i,t,\text{max}}^{\text{r}} \\ P_{i,t,\text{min}}^{\text{r}}, & P_{i,t} < P_{i,t,\text{min}}^{\text{r}} \\ P_{i,t}, & P_{i,t} \in [P_{i,t,\text{min}}^{\text{r}}, P_{i,t,\text{max}}^{\text{r}}] \end{cases} \quad (29)$$

$$E_i^{\text{new}} = \Delta t_1 \sum_{t=1}^{N_i} P_{i,t}^{\text{new}} \quad (30)$$

$$\begin{cases} \Delta E_{i,\text{up}}^{\text{dp,new}} = E_i^{\text{new}} - E_{i,\text{max}}^{\text{dp}}, & E_i^{\text{new}} > E_{i,\text{max}}^{\text{dp}} \\ \Delta E_{i,\text{dn}}^{\text{dp,new}} = E_{i,\text{min}}^{\text{dp}} - E_i^{\text{new}}, & E_i^{\text{new}} < E_{i,\text{min}}^{\text{dp}} \end{cases} \quad (31)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{new}}$ 为充分校正日内偏差后时段 i 采样点 t 的功率, MW; E_i^{new} 为充分校正日内偏差后时段 i 的累计发电量, MW·h; $\Delta E_{i,\text{up/dn}}^{\text{dp,new}}$ 为充分校正日内偏差后的正/负向日前偏差, MW·h。

若满足 $\Delta E_{i,\text{up}}^{\text{dp,new}} > \Delta E_{i,\text{up}}^{\text{dp}}$ 或 $\Delta E_{i,\text{dn}}^{\text{dp,new}} > \Delta E_{i,\text{dn}}^{\text{dp}}$, 则说明日内与日前偏差校正存在矛盾, 应放弃校正存在矛盾的部分, 与 2.2 节的申报策略保持一致。

2) 缩减校正幅度, 消除日内与日前校正矛盾。

$$\begin{cases} \varphi_i^{\text{up}} = 1 - \Delta E_{i,\text{up}}^{\text{dp}} / \Delta E_{i,\text{up}}^{\text{dp,new}}, & \Delta E_{i,\text{up}}^{\text{dp,new}} > \Delta E_{i,\text{up}}^{\text{dp}} \\ \varphi_i^{\text{dn}} = 1 - \Delta E_{i,\text{dn}}^{\text{dp}} / \Delta E_{i,\text{dn}}^{\text{dp,new}}, & \Delta E_{i,\text{dn}}^{\text{dp,new}} > \Delta E_{i,\text{dn}}^{\text{dp}} \end{cases} \quad (32)$$

$$P_{i,t,2}^{\text{new}} = \begin{cases} P_{i,t,\max}^r + \varphi_i^{\text{up}}(P_{i,t} - P_{i,t,\max}^r), & P_{i,t} > P_{i,t,\max}^r \\ P_{i,t} + \varphi_i^{\text{dn}}(P_{i,t,\min}^r - P_{i,t}), & P_{i,t} < P_{i,t,\min}^r \end{cases} \quad (33)$$

式中: $\varphi_i^{\text{up/dn}}$ 为缩减校正幅度系数; $P_{i,t,2}^{\text{new}}$ 为缩减校正幅度后时段 i 采样点 t 的功率, MW。

若 $\varphi_i^{\text{up}} > 0$ 或 $\varphi_i^{\text{dn}} > 0$, 则存在矛盾, 跳过 3); 若 $\varphi_i^{\text{up}} = \varphi_i^{\text{dn}} = 0$, 则不存在矛盾, 继续 3)。

3) 校正日前偏差。

$$\begin{cases} \varphi_{i,2}^{\text{up}} = 1 - \frac{1}{(E_{i,2}^{\text{new}} - E_{i,\max}^{\text{dp}})} \sum_{t=1}^{N_t} \Delta P_{i,t,\text{up}}^{\text{can}} \\ \varphi_{i,2}^{\text{dn}} = 1 - \frac{1}{(E_{i,\min}^{\text{dp}} - E_{i,2}^{\text{new}})} \sum_{t=1}^{N_t} \Delta P_{i,t,\text{dn}}^{\text{can}} \end{cases} \quad (34)$$

$$\begin{cases} P_{i,t,3}^{\text{new}} = P_{i,t,2}^{\text{new}} - \varphi_{i,2}^{\text{up}}(P_{i,t,2}^{\text{new}} - P_{i,t,\min}^r), & P_{i,t,2}^{\text{new}} > P_{i,t,\min}^r \\ P_{i,t,3}^{\text{new}} = P_{i,t,2}^{\text{new}} + \varphi_{i,2}^{\text{dn}}(P_{i,t,\max}^r - P_{i,t,2}^{\text{new}}), & P_{i,t,2}^{\text{new}} < P_{i,t,\max}^r \end{cases} \quad (35)$$

$$P_{i,t,3}^{\text{new}} \in [P_{i,t,\min}^r, P_{i,t,\max}^r] \quad (36)$$

式中: $E_{i,2}^{\text{new}}$ 为缩减校正幅度后时段 i 的发电量, MW·h; $\Delta P_{i,t,\text{up/dn}}^{\text{can}}$ 为时段 i 采样点 t 日内考核容许范围内能够校正的最大幅度, MW; $\varphi_{i,2}^{\text{up/dn}}$ 为校正日前偏差的修正系数; $P_{i,t,3}^{\text{new}}$ 为校正日前偏差后时段 i 采样点 t 的功率值, MW。若日前偏差较大, 则 $\varphi_{i,2}^{\text{up/dn}}$ 数值可能大于 1 导致额外日内偏差, 因此还需满足式(36)约束。

4) 确定各采样点的调控任务。

$$\begin{cases} \Delta P_{i,t}^{\text{ch}} = P_{i,t,3}^{\text{new}} - P_{i,t}, & P_{i,t,3}^{\text{new}} > P_{i,t} \\ \Delta P_{i,t}^{\text{dch}} = P_{i,t} - P_{i,t,3}^{\text{new}}, & P_{i,t,3}^{\text{new}} < P_{i,t} \end{cases} \quad (37)$$

式中 $\Delta P_{i,t}^{\text{ch/dch}}$ 为时段 i 采样点 t 充/放电任务, MW。

完成以上 4 步后, 按照得到的各采样点调控任务 $\Delta P_{i,t}^{\text{ch/dch}}$ 实际校正偏差。受 BESS 调控能力限制, 调控任务或无法全额完成, 因此 REBU 最终上网功率 $P_{i,t}^r$ 与 $P_{i,t,3}^{\text{new}}$ 间可能存在差异, 由此造成的违约电量占比较低, 纳入 REBU 实际考核范畴即可。

最后, 按照第 1 节的考核模型计算考核费用及上网电量收益, 再扣除 BESS 使用成本均摊至上网电量后称为单位电量净收益。此外, 还应考虑 BESS 投资回收周期及年化收益率作为经济性指标。

$$c_{\text{RE}} = (S_e - S_{\text{pnt}} - c_{\text{bess}} E_{\text{bess}}) / E_{\text{RE}} \quad (38)$$

$$\mu = \Delta S_{\text{year}} / c_{\text{inv}} E_G \times 100\% \quad (39)$$

式中: c_{RE} 为单位电量净收益, 元/(MW·h); S_e 为总

发电收益, 元; S_{pnt} 为总考核费用; c_{bess} 为 BESS 调节成本, 元/(MW·h); E_{bess} 为 BESS 总处理电量, MW·h; E_{RE} 为 RES 总上网电量, MW·h; μ 为 BESS 年化收益率, %/年; ΔS_{year} 为配置 BESS 前后的年均收益增量(已扣成本 $c_{\text{bess}} E_{\text{bess}}$), 元/年; c_{inv} 为 BESS 建设单价, 元/(MW·h); E_G 为 BESS 额定容量, MW·h。

4 算例分析

本节主要验证 3 个问题: 1) 运行策略能否提高 REBU 的长期运行效益? 2) REBU 能否通过配置 BESS 获益? 3) 电网能否通过考核严格程度设置引导 REBU 自我完善?

4.1 运行策略有效性测试

从爱尔兰电网 EirGrid 系统^[33]中统计的风电实际及预测出力历史曲线数据库中抽取 365 日, 计算统计时窗内最大出力与缩放目标($P_G=100\text{MW}$)间的比例, 之后对其余时段曲线进行同比例缩放, 保留其曲线趋势性特征, 按照附录 B 的偏差分布特性模拟日内滚动预测过程。价格参数 $c_e=400$ 元/(MW·h)、 $c_{\text{up}}^{\text{dp}}/c_{\text{dn}}^{\text{dp}}=800$ 元/(MW·h)、 $c_{\text{up}}^{\text{sp}}/c_{\text{dn}}^{\text{sp}}=1600$ 元/(MW·h)、BESS 度电成本^[34]为 700 元/(MW·h)。考核标准 $\alpha_{\text{up}}^{\text{dp}}/\alpha_{\text{dn}}^{\text{dp}}=0.10$ 、 $\alpha_{\text{up}}^{\text{sp}}/\alpha_{\text{dn}}^{\text{sp}}=0.05$ 。日内计划第 1~16 轮权重按线性插值法分别取 0.025~0.100。

基于上述场景, 模拟不同时间尺度内的计划申报与执行过程, 根据现行 RE-BESS 搭配建设方案^[35]假设 REBU 配置 20MW·h 的 BESS, 此外设 BESS 技术参数^[34] $\text{SOC}_{\text{max/min}}=0.9/0.1$ 、 $\lambda_{\text{ch/dch}}=2$ 、 $\eta_{\text{ch/dch}}=0.97$ 。

不同运行时间对应的最优 BESS 预期调控能力与 REBU 单位上网电能净收益见图 3。

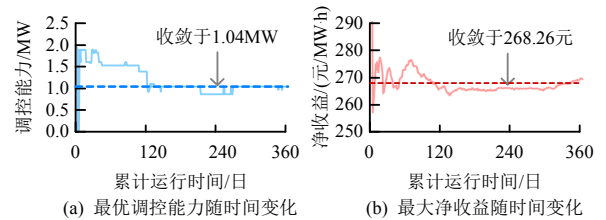


图 3 不同运行时长对应的最优预期调控能力与净收益

Fig 3 Optimal expected regulation ability and net income of different operating lengths

由图 3 可见, 运行时间较短时(120 日以内), 最优 $P_{\text{up/dn,B}}^{\text{dp}}$ 与最大净收益随时间出现一定幅度波动, 这是由于 RES 发电曲线变化趋势、偏差短时不规律分布等因素影响计划执行效果。运行时间逐渐加长后(120 日以后), 预期净收益趋于稳定。若运

行时间>120 日,则取 $P_{up/dn,B}^{dp}=1.04\text{MW}$,即可使预期净收益趋于最大值,最大预期净收益约为 268.26 元/(MW·h)。说明本文计划申报与运行策略具有长期运行的有效性。同时,在长期运行过程中,BESS 的最优 $P_{up/dn,B}^{dp}$ 渐进收敛于稳定值,这验证了 2.2 节计划申报过程将其视作常数的合理性。

$P_{up/dn,B}^{dp}$ 取最优值(1.04MW)时,虽不能确保每日的净收益均较未优化前增加,但在中长期运行中可明显提高累计净收益。设置运行周期为 365 日,计算 $P_{up/dn,B}^{dp}$ 取 1.04MW(最优值)相比取 2.00MW 时的每日净收益增幅与累计净收益增幅,见图 4。

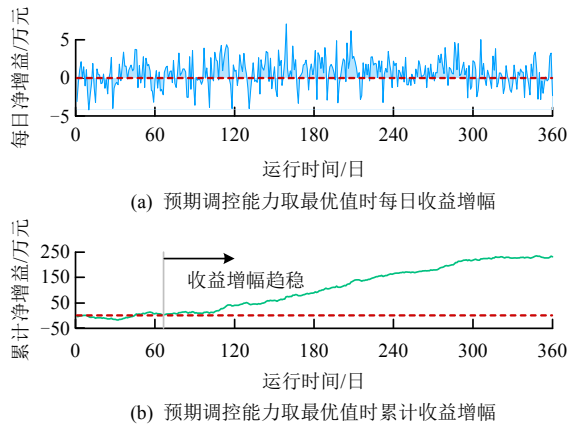


图 4 预期调控能力取值对净收益的影响

Fig. 4 Influence of expected regulation ability on net income

由图 4 可见,精确至某一日运行情况时,即使 $P_{up/dn,B}^{dp}$ 取值最优也可导致净收益下降。由子图 4(a)可见,运行周期较短(小于 60 日)时,净收益降低的样本数量较多。对照子图 4(b),由于 0~60 日内 RES 出力波动相对较小,有利于提高 BESS 使用效率,因此可设置更大数值的 $P_{up/dn,B}^{dp}$,具体反映为 $P_{up/dn,B}^{dp}=1.04\text{MW}$ 时的累计净收益低于 $P_{up/dn,B}^{dp}=2.00\text{MW}$ 时。当运行周期超过 65 日后,样本集有更多高波动性场景的加入, $P_{up/dn,B}^{dp}=1.04\text{MW}$ 时的累计净收益逐渐高于 $P_{up/dn,B}^{dp}=2.00\text{MW}$ 时并趋于稳定。当运行周期超过 100 日后,预期调控能力取最优值(1.04MW)时的累计净收益明显提高。这也是图 3 子图 4(a)中短周期运行(120 日内)时与长周期运行时的最优 $P_{up/dn,B}^{dp}$ 存在一定差距的原因。

4.2 储能容量及成本对经济效益的影响效果

滚动考核机制主要功能之一在于激励 RES 在主动合理配置 BESS 且同步提高 REBU 净收益。目前 BESS 度电成本逐年下降,在本文滚动考核机制

下,若预期净收益与 BESS 度电成本呈现较强相关性,则说明储能与新能源具有同步发展的协同性。

4.1 节场景下,配置不同容量及度电成本的储能时,REBU 最大单位上网电能预期净收益如图 5 所示。

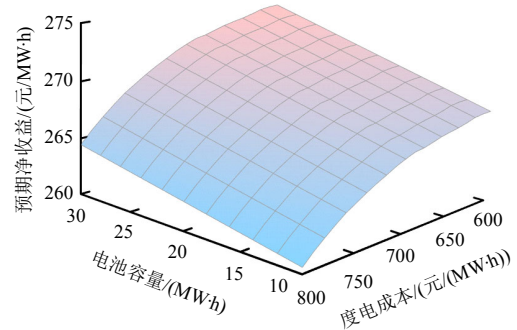


图 5 配置不同容量储能时的净收益

Fig. 5 Benefits when energy storage at different capacities

在一定考核标准下,REBU 通过增配 BESS 或更新其型号降低度电成本均可有效提高净收益。由图 5 见,BESS 容量从 10~30 MW·h,度电成本从 800 元/(MW·h)至 600 元/(MW·h)过程中,净收益提高了 5.302%。此外,观察净收益变化趋势可知:BESS 容量较低或/和度电成本较高时,增配相同容量 BESS 或/和降低相同价格度电成本时的边际收益更高。说明本文滚动考核模型在 REBU 调控能力有限、调节成本较高时引导作用更强,符合 RES 自备储能从无到有,投资成本逐年下降的发展趋势。

由图 5 可见,随 BESS 容量增加,其能带来的额外收益逐渐降低,这是由于 RES 配置大容量储能时,将导致 BESS 闲置率增加从而降低预期收益增速。模拟配置不同容量 BESS 时,单位容量 BESS 平均每个调度时段提供的调控能力见图 6。

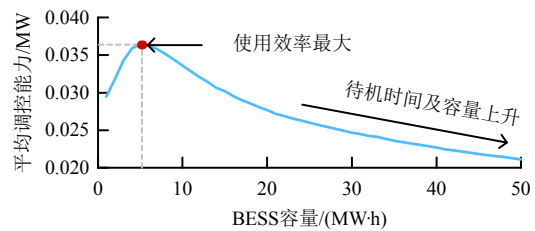


图 6 BESS 容量与调控能力间的关系

Fig. 6 Relationship between BESS capacity and regulation ability

由图 6 可见,BESS 容量 ≥ 5 MW·h 后,单位容量 BESS 实际提供的调控能力呈下降趋势。考核标准不变时,同一 RES 可供校正的偏差虽随计划申报方案改变但存在上限,且部分存在矛盾的偏差(见 2.2 节)受经济效益影响无法校正。BESS 配置容量过大时,可校正偏差已充分校正,致使部分 BESS

容量长时间内处于待机态从而降低了实际利用率。因此,同一 RES 在固定考核方案下存在 BESS 饱和和配置容量(大于该容量时净收益不再增加),从而限制了偏差考核对 RES 自我完善的激励效果。

4.3 考核标准严格程度的引导效果

考核标准严格程度不同,将影响 REBU 预期收益。测试时实施不同严格程度的考核标准及费用力度(表 1),假设配置不同容量的 BESS(其余技术参数同 4.1 节场景),分析 REBU 的净收益变化。

表 1 考核标准及费用力度测试方案
Table 1 Assessment of different standards and strengths

(正/负)	日前标准	日前力度/ (元/(MW·h))	日内标准	日内力度/ (元/(MW·h))
方案 1	0.20/0.20	800/800	0.10/0.10	1600/1600
方案 2	0.10/0.10	800/800	0.05/0.05	1600/1600
方案 3	0.20/0.20	1200/1200	0.10/0.10	2000/2000
方案 4	0.10/0.10	1200/1200	0.05/0.05	2000/2000

收紧考核标准或提高费用力度均能引导 REBU 自我完善。图 7 中,方案 2 相较方案 1,考核标准更严;方案 3 相较方案 1,费用力度更高;方案 4 相较方案 1,考核标准/费用力度更严/更高。不论何种方案,随 BESS 容量的增加,边际净效益逐渐降低并趋稳,本文称边际净效益趋稳时的 BESS 容量为临界容量。配置临界容量相比未配置时净效益增幅称为最大激励。设置 $c_{inv}=3\times10^6$ 元/(MW·h),方案 1 中考核标准较宽松且费用力度较低,临界容量与最大激励均较小,分别为 34.32MW·h、5.28 元/(MW·h),配置临界容量 BESS 时 $\mu=1.347\%$ 。方案 3(仅增加费用力度)中因单位偏差校正获益增加,最大激励提高至 10.37 元/(MW·h), $\mu=3.309\%$,相对方案 1,更能激励 REBU 配置更大容量 BESS 自主提高调控能力。方案 2(仅收紧考核标准)中临界容量与最大激励均增加,分别为 44.69MW·h、16.89 元/(MW·h), $\mu=2.646\%$,这是由于考核标准收紧会增加偏差校正机会,但也会使偏差校正矛盾增多(2.2 节),导致整体收益预期下降。方案 4(同时收紧考核标准和费用力度)中临界容量和最大激励均增加,分别为 44.63 MW·h、39.43 元/(MW·h), $\mu=7.725\%$,相比方案 3,整体收益虽略有下降,但最大激励增幅远大于收益下降幅度且 BESS 投资收益率明显提高。综合可得:考核标准严格化,可驱动 REBU 增配 BESS;费用力度适度提高,可使最大激励增幅明显。相比直接沿用现行预测误差管理模式进行计划考核(结果见附录 C),在体现 BESS

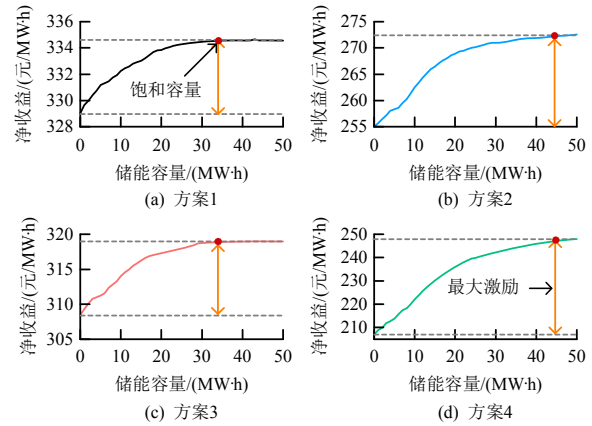


图 7 考核标准及力度对经济效益的影响

Fig. 7 Impact of assessment standards and strength on economic benefits

配置价值引导 RES 合理增配 BESS 约束出力偏差上具有较明显优势。

假设某区域包含 4 座 REBU,其装机容量与预测能力相当,但所配 BESS 规格不同,详细参数见附录 B2。分别采用表 1 考核标准及费用力度,模拟计划申报与执行过程。为凸显考核标准及费用力度对临界容量及最大激励的影响,表 1 中 c_e 均为 400 元/(MW·h),但实际应用时,较严格的考核有助于减少电网调节成本,REBU 应得到适度补偿,具体可体现为 c_e 适度提高。本组实验中,考核方案 1~4 的 c_e 分别设为 340、400、360、420 元/(MW·h)。对比不同考核方案下,各 REBU 的单位上网电能净收益。

由图 8 可知,考核标准较为宽松或/和费用力度较低时,推广阻力较小,但对不同 REBU 净收益影响的区分度相对较差(如方案 1 与 3, c_{avg}^{RE}/c_{sd}^{RE} 分别为 274.414/1.696、276.706/3.325 元/(MW·h))。若 REBU 增配 BESS,虽使调控能力显著增加,但净收益增幅不大,会挫伤 REBU 自我完善的积极性。也不能一味收紧标准(如方案 4, c_{avg}^{RE}/c_{sd}^{RE} 为 256.057/11.791 元/(MW·h)),此时虽保证了净收益的区分度,但区域内 REBU 整体净收益低,考核机制推广阻力较大。因此,要普遍考虑各 REBU 发电成本,使大

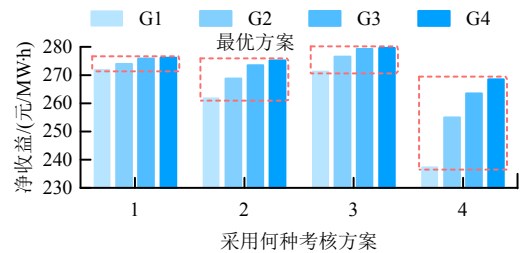


图 8 考核方案推广效果分析

Fig. 8 Analysis of the promotion effect of assessment plan

部分 REBU 在执行标准后有合理收益,并起到奖勤罚懒的作用;同时,还要兼顾源-网利益分配格局,协调好网侧建设独立储能电站和 REBU 侧拓展规划 BESS 的关系。据此综合研判,方案 2(c_{avg}^{RE}/c_{sd}^{RE} 为 269.779/5.183 元/(MW·h))相对更具优势。

5 结论

在 REBU 滚动考核机制下,研究了 REBU 发电过程曲线优化申报与运行策略,结论如下:

1) 通过优化申报策略系数,REBU 可在长周期运行中稳定提升预期收益,有效规避场景因素对申报策略的影响。

2) 考核标准协同单位违约电量处罚力度进行综合调整,可在保障 REBU 经济效益的基础上提高增配 BESS 的边际收益降低投资回收周期。

3) 在合理兼顾网侧和源侧(REBU)利益分配格局的基础上,可借助考核标准或/和费用力度参量的动态调整,激励不同 REBU 差异化配置 BESS、增强调控能力的潜能,降低考核方案的推广阻力。文中滚动考核模型可进一步应用于新能源电力交易,助其建立平等市场主体地位。此外,本文立足源侧(REBU)探讨计划申报与跟踪问题,未来可拓展至源-网协调层面,在提高系统整体灵活调节能力和净收益基础上,灵活整定考核标准。

参考文献

- [1] 黄雨涵,丁涛,李雨婷,等. 碳中和背景下能源低碳化技术综述及对新型电力系统发展的启示[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(S1): 28-51.
HUANG Yuhan, DING Tao, LI Yuting, et al. Decarbonization technologies and inspirations for the development of novel power systems in the context of carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(S1): 28-51 (in Chinese).
- [2] 中共中央关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议[R/OL]. (2020-11-04) [2020-12-12]. <http://cpc.people.com.cn/n1/2020/1104/c64094-31917780.html>.
Suggestions of the central committee of the communist party of china on formulating the 14th five year plan for national economic and social development and the long-term goals for the year 2035[R/OL]. (2020-11-04) [2020-12-12]. <http://cpc.people.com.cn/n1/2020/1104/c6409431917780.html>(in Chinese).
- [3] 陈国平,董昱,梁志峰. 能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5493-5505.
CHEN Guoping, DONG Yu, LIANG Zhifeng. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5493-5505(in Chinese).
- [4] 王建学,李清涛,王秀丽,等. 大规模新能源并网系统电源规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3114-3123.
WANG Jianxue, LI Qingtao, WANG Xiuli, et al. A generation expansion planning method for power systems with large-scale new energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3114-3123 (in Chinese).
- [5] 李静轩,周明,朱凌志,等. 可再生能源电力系统运行灵活性需求量化及优化调度方法[J]. 电网技术, 2021, 45(7): 2647-2655.
LI Jingxuan, ZHOU Ming, ZHU Lingzhi, et al. Flexibility requirement quantifying and optimal dispatching for renewable integrated power systems[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2647-2655 (in Chinese).
- [6] 徐国栋,程浩忠,马则良,等. 考虑电网调峰能力限制的风储联合系统概率综合效益评价方法[J]. 电网技术, 2015, 39(10): 2731-2738.
XU Guodong, CHENG Haozhong, MA Zeliang, et al. A method to evaluate probabilistic comprehensive benefits of joint wind power and storage system considering constraints of peak load regulation capacity[J]. Power System Technology, 2015, 39(10): 2731-2738(in Chinese).
- [7] 符杨,陈铤,李振坤,等. 考虑弃风限制的电网鲁棒安全经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(S1): 47-54.
FU Yang, CHEN Ting, LI Zhenkun, et al. Robust security economic dispatch considering wind power curtailment [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(S1): 47-54(in Chinese).
- [8] 国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知[R/OL]. (2022-01-29) [2022-04-11]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/22/content_5680417.htm.
Notice of the National Energy Administration on printing and distributing the implementation plan for 《the development of new energy storage in the 14th five year plan》 [R/OL]. (2022-01-29)[2022-04-11]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/22/content_5680417.htm(in Chinese).
- [9] 崔强,王秀丽,刘祖永. 市场环境计及储能电站运行的联动电价研究及其效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(13): 62-68.
CUI Qiang, WANG Xiuli, LIU Zuyong, et al. Study on linkage electricity price and benefit analysis considering energy storage station operation in market environment [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(13): 62-68(in Chinese).

- Chinese).
- [10] 李至鹭, 陈来军, 刘当武, 等. 基于主从博弈的储能电站容量电费定价方法[J]. 高电压技术, 2020, 46(2): 519-526.
LI Zhiao, CHEN Laijun, LIU Dangwu, et al. Subsidy pricing method for stackelberg-game-based energy storage system[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(2): 519-526(in Chinese).
- [11] 陈浩, 贾燕冰, 郑晋, 等. 规模化储能调频辅助服务市场机制及调度策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3606-3615.
CHEN Hao, JIA Yanbing, ZHENG Jin, et al. Research on market mechanism and scheduling strategy of frequency regulation auxiliary service of large-scale energy storage[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3606-3615(in Chinese).
- [12] SHAN Rui, ABDULLA A, LI Mingquan. Deleterious effects of strategic, profit-seeking energy storage operation on electric power system costs[J]. Applied Energy, 2021, 292: 116833.
- [13] ZHAI Yujia, ZHANG Jiawei, TAN Ziwei, et al. Research on the application of superconducting magnetic energy storage in the wind power generation system for smoothing wind power fluctuations[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2021, 31(5): 5700205.
- [14] 兑潇玮, 朱桂萍, 刘艳章. 考虑预测误差的风电场储能配置优化方法[J]. 电网技术, 2017, 41(2): 434-439.
DUI Xiaowei, ZHU Guiping, LIU Yanzhang. Research on battery storage sizing for wind farm considering forecast error[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 434-439(in Chinese).
- [15] CAO Jun, DU Wenjuan, WANG Haifeng, et al. Optimal sizing and control strategies for hybrid storage system as limited by grid frequency deviations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5486-5495.
- [16] 湖北省能源局关于开展 2020 年平价风电和平价光伏发电项目竞争配置工作的通知[R/OL]. (2020-06-08)[2022-04-11].
http://fgw.hubei.gov.cn/fbjd/xxgkml/jgzq/wgdw/nyj/xnyhksnyc/tzgg/202006/t20200608_2385384.shtml.
Notice of Hubei Provincial energy administration on competitive allocation of affordable wind power and affordable photovoltaic power generation projects in 2020[R/OL]. (2020-06-08)[2022-04-11]. http://fgw.hubei.gov.cn/fbjd/xxgkml/jgzq/wgdw/nyj/xnyhksnyc/tzgg/202006/t20200608_2385384.shtml(in Chinese).
- [17] 关于印发《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》及《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》(2020 年版)的通知[R/OL]. (2020-12-31)[2021-08-29]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=4028811c752520120176b6b64cb20146>.
Notice on printing and distributing 《the implementation rules for grid connected operation management of power plants in southern region》 and 《the implementation rules for auxiliary service management of grid connected power plants in southern region》 (2020 Edition)[R/OL]. (2020-12-31)[2021-08-29]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=4028811c752520120176b6b64cb20146>(in Chinese).
- [18] 薛金花, 叶季蕾, 许庆强, 等. 客户侧分布式储能消纳新能源的互动套餐和多元化商业模式研究[J]. 电网技术, 2020, 44(4): 1310-1316.
XUE Jinhua, YE Jilei, XU Qingqiang, et al. Interactive package and diversified business mode of renewable energy accommodation with client distributed energy storage[J]. Power System Technology, 2020, 44(4): 1310-1316(in Chinese).
- [19] 李滨, 栗祎敏, 莫新梅, 等. 跟踪风电计划偏差的风储系统联合控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(6): 2102-2108.
LI Bin, SU Yimin, MO Xinmei, et al. Control strategy of hybrid wind-ES power system for tracking wind power planning deviation[J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 2102-2108(in Chinese).
- [20] 任建文, 许英强, 董圣孝. 考虑储能参与的含高比例风电互联电力系统分散式调度模型[J]. 电网技术, 2018, 42(4): 1079-1085.
REN Jianwen, XU Yingqiang, DONG Shengxiao. A decentralized scheduling model with energy storage participation for interconnected power system with high wind power penetration[J]. Power System Technology, 2018, 42(4): 1079-1085(in Chinese).
- [21] 李滨, 邓有雄, 陈碧云. 含超短期风功率预测增强处理的风储系统超前滚动优化控制策略[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2280-2287.
LI Bin, DENG Youxiong, CHEN Biyun. Advanced rolling optimization control strategy for wind storage system with enhanced ultra-short-term wind power prediction[J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2280-2287(in Chinese).
- [22] KHAMLICH I, ZENG Kuo, FLAMANT G, et al. Technical and economic assessment of thermal energy storage in concentrated solar power plants within a spot electricity market[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 139: 110583.
- [23] HAKIMI S M, HASANKHANI A, SHAFIE-KHAH M, et al. Stochastic planning of a multi-microgrid considering integration of renewable energy resources and real-time electricity market[J]. Applied Energy, 2021, 298(3): 117215.
- [24] 张巍, 缪辉. 基于云储能租赁服务的风储参与能量-调频市场竞价策略研究[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3840-3850.
ZHANG Wei, MIAO Hui. Bidding strategies of wind

- power and energy storage participating in energy and frequency regulation market based on cloud energy storage leasing services[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3840-3850(in Chinese).
- [25] 杨子龙, 宋振浩, 潘静, 等. 分布式光伏/储能系统多运行模式协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2213-2220.
YANG Zilong, SONG Zhenhao, PAN Jing, et al. Multi-mode coordinated control strategy of distributed PV and energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2213-2220(in Chinese).
- [26] 郑晨昕, 江岳文. 基于改进 Shapley 值的风电波动成本分摊策略[J]. 电网技术, 2021, 45(11): 4387-4394.
ZHENG Chenxin, JIANG Yuewen. Wind power fluctuation cost allocation based on improved Shapley value[J]. Power System Technology, 2021, 45(11): 4387-4394(in Chinese).
- [27] 孙波, 李思敏, 樊亚南, 等. 电力市场环境下的风-储混合发电商的偏差电量考核模型[J]. 电力建设, 2019, 40(7): 107-114.
SUN Bo, LI Simin, FAN Ya'nan, et al. Research on deviation electricity assessment model of wind-storage hybrid power generators in electricity market environment [J]. Electric Power Construction, 2019, 40(7): 107-114(in Chinese).
- [28] 华北能源监管局关于印发华北区域并网发电厂"两个细则"(2019 年修订版)的通知[R/OL]. (2019-09-30) [2020-06-07]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=000000006c2a4364016d7de32f4d01f5&columnId=.html>.
Notice of North China Energy Regulatory Bureau on printing and distributing the "two rules"(revised in 2019) for grid connected power plants in North China[R/OL]. (2019-09-30)[2020-06-07]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=000000006c2a4364016d7de32f4d01f5&columnId=.html>(in Chinese).
- [29] 王晔, 黄蒙涛, 张少华. 考虑风电投标偏差惩罚的电力市场均衡分析[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 602-607.
WANG Xian, HUANG Mengtao, ZHANG Shaohua. Equilibrium analysis of electricity market considering penalties for wind power's bidding deviation[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 602-607(in Chinese).
- [30] 吴政球, 王韬. 风电功率预测偏差管理与申报出力决策[J]. 电网技术, 2011, 35(12): 160-164.
WU Zhengqiu, WANG Tao. Deviation management of wind power prediction and decision-making of wind power bidding[J]. Power System Technology, 2011, 35(12): 160-164(in Chinese).
- [31] 黄婧杰, 欧阳顺, 冷婷, 等. 含偏差风险规避的新能源和储能协同参与市场策略[J/OL]. 电力自动化设备, 2022[2022-06-07]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202205055>.
HUANG Jingjie, OUYANG Shun, LENG Ting, et al. Collaborative participation strategy of new energy and energy storage in market considering deviation risk aversion[J/OL]. Electric Power Automation Equipment, 2022[2022-06-07]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202205055>(in Chinese).
- [32] 陈国平, 梁志峰, 董昱. 基于能源转型的中国特色电力市场建设的分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(2): 369-378.
CHEN Guoping, LIANG Zhifeng, DONG Yu. Analysis and reflection on the marketization construction of electric power with Chinese characteristics based on energy transformation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 369-378(in Chinese).
- [33] EIRGRIDGROUP, system information, actual and forecast wind[DB/OL]. (2022-06-09)[2022-06-09]. <https://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/system-information/>.
- [34] 何颖源, 陈永翀, 刘勇, 等. 储能的度电成本和里程成本分析[J]. 电工电能新技术, 2019, 38(9): 1-10.
HE Yingyuan, CHEN Yongchong, LIU Yong, et al. Analysis of cost per kilowatt-hour and cost per mileage for energy storage technologies[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2019, 38(9): 1-10(in Chinese).
- [35] 关于下达河北省 2021 年风电、光伏发电保障性并网项目计划的通知[R/OL]. (2021-09-18)[2022-06-15]. <http://hbdrc.hebei.gov.cn/web/web/xxgkndjh/2c9473847c14e2d9017c162108be3a6a.htm>.
Notice on the guaranteed grid connection project plan of wind power and photovoltaic power generation in Hebei Province in 2021[R/OL]. (2021-09-18)[2022-06-15]. <http://hbdrc.hebei.gov.cn/web/web/xxgkndjh/2c9473847c14e2d9017c162108be3a6a.htm>(in Chinese).

附录 A 日内发电过程曲线申报阶段部分变量补充定义

式(23)一(24)中部分变量的补充定义:

$$\delta_{i,f}^{\text{sp}} = (P_i - P_{i,f}^{\text{sp}}) / P_{i,f}^{\text{sp}} \quad (\text{A1})$$

$$\int_{\delta_{\text{dn}}^{\text{sp}}}^{\delta_{\text{up}}^{\text{sp}}} f_{\text{sp}}(\delta_{i,f}^{\text{sp}}) d\delta_{i,f}^{\text{sp}} = 1 - \beta, \quad \forall i \quad (\text{A2})$$

式中: $P_{i,f}^{\text{sp}}$ 为日内时段 i 预测功率, MW; $\delta_{i,f}^{\text{sp}}$ 为日内时段 i 的计划偏差比(简称日内偏差比); $\delta_{\text{up}}^{\text{sp}}$ 、 $\delta_{\text{dn}}^{\text{sp}}$ 为日内偏差比置信区间上、下限; $f_{\text{sp}}(\delta_{i,f}^{\text{sp}})$ 为日内偏差比概率密度函数, 短时窗口内不同时间段的概率密度函数不同。

结合拟申报的日内计划功率 P_i^{sp} , 得到期望偏差功率:

$$\begin{cases} \Delta P_{i,\text{up}}^{\text{sp}} = P_{i,f}^{\text{sp}} \int_{\gamma_{\text{up}}^{\text{sp}}}^{\delta_{\text{up}}^{\text{sp}}} (\delta_{i,f}^{\text{sp}} - \gamma_{\text{up}}^{\text{sp}}) f_{\text{sp}}(\delta_{i,f}^{\text{sp}}) d\delta_{i,f}^{\text{sp}} \\ \Delta P_{i,\text{dn}}^{\text{sp}} = P_{i,f}^{\text{sp}} \int_{\delta_{\text{dn}}^{\text{sp}}}^{\gamma_{\text{dn}}^{\text{sp}}} (\gamma_{\text{dn}}^{\text{sp}} - \delta_{i,f}^{\text{sp}}) f_{\text{sp}}(\delta_{i,f}^{\text{sp}}) d\delta_{i,f}^{\text{sp}} \end{cases} \quad (\text{A3})$$

$$\begin{cases} \gamma_{\text{up}}^{\text{sp}} = (1 + \alpha_{\text{up}}^{\text{sp}}) P_i^{\text{sp}} / P_{i,f}^{\text{sp}} - 1 \\ \gamma_{\text{dn}}^{\text{sp}} = (1 - \alpha_{\text{dn}}^{\text{sp}}) P_i^{\text{sp}} / P_{i,f}^{\text{sp}} - 1 \end{cases} \quad (\text{A4})$$

式中: $\Delta P_{i,up}^{sp}$ 、 $\Delta P_{i,dn}^{sp}$ 为日内时段 i 正、负向期望偏差功率, MW; γ_{up}^{sp} 、 γ_{dn}^{sp} 为与拟申报 P_i^{sp} 允许偏差上、下限对应的计划偏差比。当 $\gamma_{up}^{sp} > \delta_{up}^{sp}$ 或 $\gamma_{dn}^{sp} > \delta_{dn}^{sp}$ 时, 说明超出置信区间, 可认为 $\Delta P_{i,up}^{sp}$ 或 $\Delta P_{i,dn}^{sp} = 0$ 。

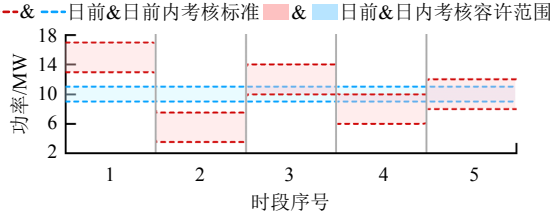


图 A1 日前与日内计划耦合关系示意图

Fig. A1 Schematic diagram of coupling relationship between day ahead and today schedule

附录 B 日前及日内偏差分布特性

设置 RES 额定容量为 100MW, 日前及日内偏差分布特性分别见图 B1(a)、(b)。

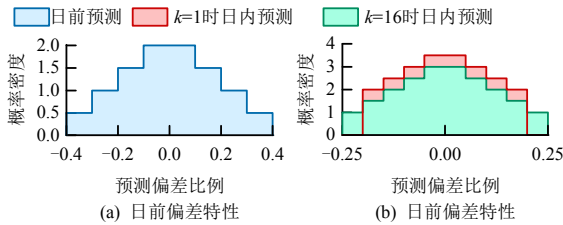


图 B1 偏差概率分布特性

Fig. B1 Probability distribution of deviations

进行日内预测时, 根据短时窗口内时段距当前时间长短预测偏差的分布特性不同, 图 B1(b)所示为短时窗口内最近 ($k=16$) 及最远 ($k=1$) 时段的偏差分布。

表 B1 配置不同规格 BESS

Table B2 Configure BESS with different specifications

(正/负)	容量/ (MW·h)	充放电倍率 (正/负)	度电成本/ (元/(MW·h))	SOC _{max/min}
G1	5	2.0/2.0	700	0.8/0.2
G2	20	2.0/2.0	700	0.9/0.1
G3	30	2.0/2.0	600	0.9/0.1
G4	50	4.0/4.0	600	0.9/0.1

B2 中的 BESS 配置情况可用于计算图 8 中结果。

附录 C 直接沿用预测误差管理模式进行计划考核

电网现行预测误差管理方式如(C1)–(C2)

$$A_{cc} = 1 - \frac{1}{P_G} \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N [(P_t - P_t^f)^2 \frac{|P_t - P_t^f|}{\sum_{t=1}^N |P_t - P_t^f|}]}{N}} \quad (C1)$$

$$S_{pnt} = c_e \delta_{pnt} (\mu_{acc} - A_{cc}) P_G \quad (C2)$$

式中: A_{cc} 为新能源功率预测精准度; P_G 为新能源装机容量, MW; P_t 、 P_t^f 为 t 时刻新能源实际、预测出力, MW; N 为统计时间尺度内包含的功率采样点个数, 电网现行功率预测考核分为日前考核于日内滚动考核, 日前考核中 $N=96$ 日内

滚动考核中 $N=16$; S_{pnt} 超标预测误差导致的考核费用, 元; δ_{pnt} 、 μ_{acc} 为考核系数、容许准确率。

由于电网现行预测误差考核尚未考虑电池储能的广泛应用考核标准过于宽松, 计及度电成本后甚至可能出现亏损, 因此算例对考核力度进行适度调整:

$$S_{pnt} = S_{pnt}^{dp} + S_{pnt}^{sp} \quad (C3)$$

$$\begin{cases} S_{pnt}^{dp} = c_{dp} (\mu_{dp} - Acc_{dp}) P_{avg} T_{sum} \\ S_{pnt}^{sp} = c_{sp} (\mu_{sp} - Acc_{sp}) P_{avg} T_{sum} \end{cases} \quad (C4)$$

式中: S_{pnt}^{dp} 、 S_{pnt}^{sp} 为日前、日内考核费用, 元; c_{dp} 、 c_{sp} 为日前、日内考核单价, 元/(MW·h); μ_{dp} 、 μ_{sp} 为日前、日内考核标准; Acc_{dp} 、 Acc_{sp} 为日前、日内计划申报准确度, 由(C1)计算; P_{avg} 为考核时间尺度内平均上网功率, MW; T_{sum} 为考核时间尺度, h。分别采用两种考核方案(方案一: $c_{dp}/c_{sp}=800/1600$ 元/(MW·h), $\mu_{dp}/\mu_{sp}=0.100/0.050$ 。方案二: $c_{dp}/c_{sp}=1200/2000$ 元/(MW·h), $\mu_{dp}/\mu_{sp}=0.050/0.025$)观察其配置不同容量 BESS 时的单位电量净收益变化趋势, 如图 C1 所示。

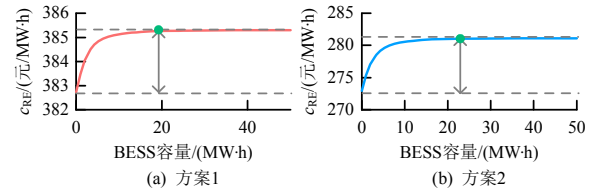


图 C1 沿用预测误差管理模式进行计划考核时的经济效益

Fig. C1 Analysis on the guiding effect of using the prediction error management to carry out schedule assessment

如图 C1 所示, 直接沿袭电网现行预测误差管理方法进行计划考核时, 临界容量及最大激励效果均较小, 这是由于没有在各个时段为储能校正工作量与考核费用变化量间建立明确的关系导致的。某一时段的考核费用不是由该时段的计划执行度直接决定的, 而是由时间窗口内(日前 24h/日内 4h)所有时段计划执行度综合决定, 可能导致某些大幅偏差实际上并不需要校正或不需要完全校正的情况, 场站调用 BESS 校正这些偏差时既没有减少考核费用又付出了度电成本, 从而大幅拉低 c_{RE} 。



曹明浩

在线出版日期: 2022-11-08。

收稿日期: 2022-05-11。

作者简介:

曹明浩(1996), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统优化调度, 新能源运行规划, caominghao_hit@foxmail.com;

*通信作者: 于继来(1965), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统分析与控制等, yupwrs@hit.edu.cn。

(责任编辑 李泽荣)