

基于生产模拟的电化学储能日前调节能力预测方法研究

周翰泽*, 张韦维, 沈妍, 杜协峻, 王坤

(国网浙江省电力有限公司经济技术研究院, 浙江 杭州 310020)

摘要: 电化学储能是一种优秀的调节资源, 该调节资源建设快、性能强, 能紧急提升系统调节能力, 但同时存在单位成本高、衰退快等缺点。因此不能盲目建设, 需要更精确的调节能力和预测方法, 降低其容量裕度, 使得在实际生产中提高其利用时长。文章基于生产模拟, 通过最优化算法得到电化学储能调节能力预测方法。该方法通过对电力系统传统调节能力缺口场景进行预测分析, 得到该场景下的电化学储能调节能力, 证明传统的电化学储能调节能力测算方法过于保守, 同时得到适用于顶峰需求缺口大、持续时间长的负荷曲线的电化学储能调节能力预测典型参数。

关键词: 电化学储能; 新型电力系统; 调节能力; 生产模拟; 最优化模型

中图分类号: TM711

Research on Prediction Method of Electrochemical Energy Storage Day ahead Adjustment Capability Based on Production Simulation

ZHOU Hanze*, ZHANG Weiwei, SHEN Yan, DU Xiejun, WANG Kun

(State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Economic and Technological Research Institute,
Zhejiang Hangzhou 310020, China)

Abstract: Electrochemical energy storage is an excellent regulatory resource that can be constructed quickly, has strong performance, and can urgently improve the system's regulatory capacity. However, it also has disadvantages such as high unit cost and fast decay. Therefore, blind construction cannot be carried out, and more precise methods for predicting capacity are needed to reduce its capacity margin and improve its utilization hours in actual production. This article is based on production simulation and obtains a prediction method for electrochemical energy storage regulation capacity through optimization algorithms. This method predicts and analyzes the traditional regulation capacity gap scenario in the power system, and obtains the electrochemical energy storage regulation capacity in this scenario, proving that the traditional electrochemical energy storage regulation capacity calculation method is too conservative. At the same time, typical parameters for predicting the electrochemical energy storage regulation capacity are obtained, which are suitable for load curves with large peak demand gaps and long duration.

Keywords: electrochemical energy storage; new power system; regulatory ability; production simulation; optimization model

0 引言

为推动能源绿色低碳发展, 实现“碳中和、碳达峰”目标, 建设新型电力系统是必然途径^[1-3]。新型电力系统具有 5 项关键技术特征^[4]: 高比例电力电子设备大规模应用、高比例可再生能源广泛接入、清洁高效低碳零碳转型、多能互补综合能源利用、

收稿日期: 2023-12-21; 修回日期: 2024-03-01

数字化智能化智慧能源发展, 这些对电力系统灵活性提出了更高的要求, 因此亟须构建适应新型电力系统的灵活性平衡体系, 主要手段有煤电灵活性改造、电化学储能、抽蓄等灵活调节资源建设^[5]。

电化学储能与火电虽然都具备调节能力, 但电化学储能不具备独立发电能力, 其调节能力依赖于电力系统自身的供需平衡, 即受其他调节资源的影响, 因此需要在明确电力系统全口径调节能力的基

础上才能进行电化学储能的调节能力预测方法研究。文献[6]研究陕西电网系统调节能力,计算可消纳新能源装机规模,分析电网新能源消纳电量裕度。文献[7]从风电特性角度出发,研究其对电网峰谷的影响,提出通过建设抽蓄增大风电就地消纳能力的建议。文献[8]围绕大规模清洁能源接入后的电网调节问题,从区外水电和区域直调电站跨区跨省调节调度与含风电电力系统多电源协调优化调度2个方面开展深入研究。文献[9-10]针对调节能力不足的问题,相关研究对燃气轮机、独立储能、电动汽车等参与电网调节进行分析,多渠道增加系统调节资源。

考虑到全国各省的电力供需情况及储能参与电力系统调节的进展不同,本文以浙江电网为例展开研究。浙江省一次能源匮乏,2022年全社会最高用电负荷超过了1亿kW。电力保供形势严峻,其中,调节灵活性资源不足、能源效能较低、保障电能质量等问题尤为突出^[1]。并且浙江省于十四五期间新能源与负荷均超预期发展,为解决十四五末期可能遇到的调节能力缺口问题,同时考虑到浙江省的火电灵活性改造遇到技术瓶颈,抽水蓄能建设周期过长等问题,而电化学储能具有建设周期短、站址灵活等优势,可短时间提升电力系统灵活性。但电化学储能存在单位成本高、电池容量衰退快等缺点,为引导其有序建设,需要在事前测算电化学储能的调节能力,从而滚动更新浙江电网建设新型电力系统过程中的调节灵活性资源需求。

传统调节缺口平衡算法仅针对顶峰时刻该点的调节能力平衡,各调节资源的调节能力为各出力最大值的简单百分比折算,这仅适用于可长时间调节的传统电源,而不适用于受SOC(荷电状态)限制的电化学储能,根据浙江省能源局最新下发的《关于做好新能源配储工作 推动新能源高质量发展的通知》要求,配储时长最低要求为2h,无法满足浙江省夏季高峰时段超过7h的调节需求,因此若仅针对传统尖峰时刻进行调节平衡能力计算,实际运行中可能会出现其余高峰时刻电化学储能无电可放,导致调节缺口更大的困境,所以目前的预测方法都极为保守,本文基于日前的生产模拟进行电化学储能的顶峰能力测算,减少冗余。

本文将基于数据驱动,在传统调节资源的基础上研究电化学储能在2种具有调节需求的局部供区的调节能力测算方法,通过日内的生产模拟进行电化学储能的调节能力预测,发现其受SOC约束并不能满足夏季高峰场景下长时间削峰需求。

1 电力系统调节需求分析

电化学储能的调节能力依赖电网供电能力盈余的持续时间及存在缺口的持续时间,即调节需求,因此须对所在电力系统现有的调节需求展开分析。

传统调节资源包括煤电、气电及抽水蓄能,其中统调煤电仍是十四五到十五五期间的调节主力,调节深度平均为40%,目前能满足除夏季高峰及冬季高峰外的场景的调节能力需求,其余调节资源装机容量较低,传统调节能力计算如下:统调气电调节深度平均为30%;抽水蓄能调节能力受季节性的枯水期影响,约为100%~200%;电化学储能目前规模不大,在省级层面上没有精确预测方法,保守估计其调节能力为全口径装机容量的20%。

2 储能典型应用场景及其出力特性

传统的调峰平衡算法将全口径的电化学储能运行特性同质化,但随着电力市场及储能装机容量的发展,三侧电化学储能的运行特性的差异化逐渐明显。因此本文基于《浙江省电化学储能项目管理办法》,根据电化学储能的系统接入点,将电化学储能分为电源侧储能、电网侧储能及客户侧储能,并分析各侧储能的运行特性及约束,为后续的日前生产模拟建立模型基础。其中三侧主体均为各业主,但电源侧与电网侧储能可通过调度进行控制,客户侧储能仅受价格机制引导。

2.1 电源侧储能

电源侧电化学储能目前主要有2种场景^[12-13]。场景一:传统火电就地配置电化学储能,实现火储联调,提升机组AGC(发电自动控制)响应速率。场景二:统筹集中式新能源(海上风电、光伏)及配套就地电化学储能项目开发建设,促进集中式新能源消纳,为系统提供容量支撑及调节能力。

目前,电源侧储能多运行在场景一,电化学储

能 AGC 典型调频项目的出力曲线如图 1 所示（功率大于 0 为放电，小于 0 为充电），其充放电转换频繁、充放电持续时间短、并且与负荷曲线不相关，所以在日前生产模拟中充放电功率为 0。

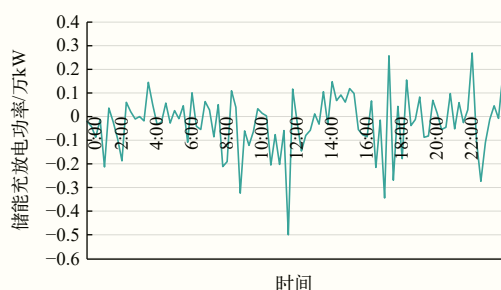


图1 某电源侧储能典型出力曲线

2.2 电网侧储能

电网侧电化学储能目前主要有 4 种场景。场景一：合理布局建设周期短、选址灵活的电化学储能，快速提高区域电力保供能力。场景二：提升局部区域新能源场站一次调频能力并满足其调节需求，同时保障新能源发电利用率与电力系统安全稳定。场景三：在大容量特高压直流输电工程馈入点附近配置电化学储能，提升电网对特高压交直流故障的主动防御能力。场景四：面对台风、洪涝灾害易发区域，配置变电站内或移动式储能，提高系统应急保障能力。

目前，电网侧储能多运行在场景一，某电网侧储能的典型出力曲线如图 2 所示，其充放电特性与全社会负荷曲线高度相关，充放电策略由系统实际调节需求主导，所以在日前生产模拟中充放电功率根据调节需求灵活变动。

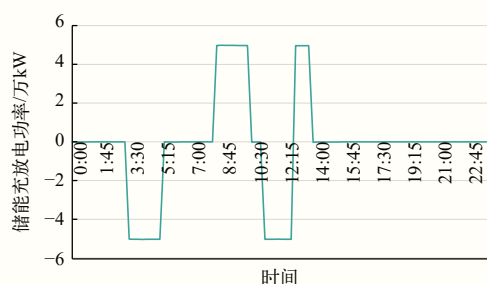


图2 某电网侧储能典型出力曲线

2.3 客户侧储能

客户侧电化学储能目前主要场景为降低用能成本。优化客户用电特性，通过峰谷价差节约电费或

者在需求响应时维持产能。

某客户侧储能的典型出力曲线如图 3 所示，客户侧储能充放电特性与分时电价曲线高度吻合，充放电策略由分时电价主导，在低谷电价时段 11:00—13:00、夜间 22:00—04:00 充电，在尖峰电价 09:00—11:00、15:00—17:00 放电，每日两充两放，其最大充/放电功率比值约为 1 : 0.95，所以在日前生产模拟中充放电功率为由分时电价时段固定时段的曲线。

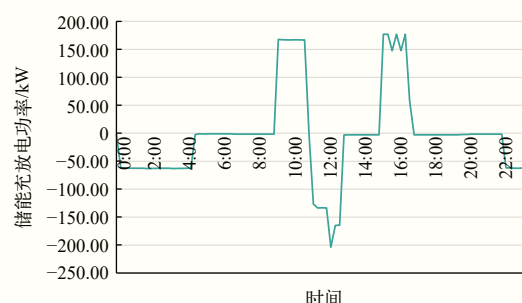


图3 某客户侧储能典型出力曲线

3 计及储能的电力系统调节平衡方法

本文使用优化模型进行储能的调节能力预测方法研究，因此须进行决策变量、约束条件及优化目标的建模，决策变量为各时刻的储能充放电功率，其中约束条件为调节资源数学模型及系统供电平衡模型，具体建模如下所述。

3.1 约束条件

3.1.1 常规调节资源数学模型

煤电及气电等不用考虑 SOC 的常规调节资源，可按照传统的调节平衡方法进行建模，基于调节能力上限受机组装机容量及调节能力系数影响，其表达式为：

$$C_i^p = C_i^l \mu_i^p \quad (1)$$

式中： C_i^p 为机组 i 的调节能力，kW； C_i^l 为机组 i 的装机容量，kW； μ_i^p 为机组 i 的调节能力系数。

3.1.2 储能调节资源数学模型

抽水蓄能及电化学储能等受 SOC 约束的储能调节资源，不能直接适用传统的调节平衡计算方法，需要综合应用场景及储能时长考虑。常见的抽蓄储能时长为 4~10 h，可满足系统长时间的调节需求，直接简化建模为式 (1)。而电化学储能的储能时长常见为 1~2 h，需要精细化充放电策略，其调节能

力受调节需求影响大，当储能充放电策略由系统实际调节需求主导时，基于其工作原理，可直接如式 (2) 所示建模^[14]：

$$\begin{cases} W_{i,t}^{\text{ese}} = W_{i,t-1}^{\text{ese}} (1 - \mu_{\text{loss}}^{\text{ese}}) + \Delta t (\mu_{\text{ch}}^{\text{ese}} P_{i,\text{ch},t}^{\text{ese}} - \mu_{\text{dis}}^{\text{ese}} P_{i,\text{dis},t}^{\text{ese}}), \\ W_{\min}^{\text{ese}} \leq W_{i,t}^{\text{ese}} \leq W_{\max}^{\text{ese}}, \\ P_{i,\text{ch},t}^{\text{ese}} P_{i,\text{dis},t}^{\text{ese}} = 0. \end{cases} \quad (2)$$

式中： $W_{i,t}^{\text{ese}}$ 为 t 时刻的储能设备 i 中存储的能量， $\text{kW}\cdot\text{h}$ ； $\mu_{\text{loss}}^{\text{ese}}$ 为储能设备自耗率； $\mu_{\text{ch}}^{\text{ese}}$ 、 $\mu_{\text{dis}}^{\text{ese}}$ 分别为储能设备充能效率、放能效率； $P_{i,\text{ch},t}^{\text{ese}}$ 、 $P_{i,\text{dis},t}^{\text{ese}}$ 分别为储能设备 i 在 t 时刻的充能功率、放能功率， kW ； Δt 为时间间隔， h ； $W_{\max}^{\text{ese}}$ 为储能设备性能与容量决定的储能上限； $W_{\min}^{\text{ese}}$ 为充放电策略及设备性能选择的储能下限。

当储能充放电策略由分时电价主导时，在式 (2) 基础上考虑式 (3) 所示约束，即使获得全寿命周期最大收益，仅在峰谷价差最大的时候进行充放电^[15]，最大化峰谷价差套利收益：

$$\begin{cases} P_{i,\text{ch},t}^{\text{ese}} = \mu_{\text{ch}}^{\text{ese}} P_{i,\text{ch},t}^{\text{ese}} & (t \text{ 在尖峰时段}), \\ P_{i,\text{ch},t}^{\text{ese}} = 0 & (t \text{ 在高峰时段}), \\ P_{i,\text{dis},t}^{\text{ese}} = \mu_{\text{dis}}^{\text{ese}} P_{i,\text{dis},t}^{\text{ese}} & (t \text{ 在低谷时段}). \end{cases} \quad (3)$$

3.1.3 系统供电平衡模型

电力系统需要保证每时刻的电力负荷供求平衡，如式 (4) 所示：

$$P_{E,t} = \sum P_{i,t} + \sum C_{i,t}^{\text{p}} + P_{i,\text{ch},t}^{\text{ese}} + P_{i,\text{dis},t}^{\text{ese}} + P_{i,t}^{\text{dif}}. \quad (4)$$

式中： $P_{E,t}$ 为 t 时刻的负荷需求总值； $\sum P_{i,t}$ 为计及网损的各电源出力； $\sum C_{i,t}^{\text{p}}$ 为各电源调节能力； $P_{i,\text{ch},t}^{\text{ese}}$ 为储能充电功率； $P_{i,\text{dis},t}^{\text{ese}}$ 为储能放电功率； $P_{i,t}^{\text{dif}}$ 为供需不平衡功率。其中 $P_{i,t}^{\text{dif}}$ 可通过弃风、弃光、需求响应、火电启停机等高成本调节手段解决。

3.2 优化目标

系统须保证时刻平衡，因此须通过系统外调节手段，例如：弃风、弃光、需求响应、火电启停机等高成本调节手段进行平衡。为使全社会福利最大化，须降低系统外调节成本，实际生产中不同调节手段的成本差别较大，通常会从成本最低的调节手段开始进行系统平衡，总缺口一样时， $P_{i,t}^{\text{dif}}$ 最大值越大其单位成本越高，总调节成本也会越高。同时考虑到电化学储能存在损耗，系统需求主导的电网侧储能不能在有调节需求时充电，所以为使总调节

成本最低，如式 (5) 所示，式中本方法取最优化目标 P_n^{OP} 为最小化 $P_{i,t}^{\text{dif}}$ 的日内极值。

$$P_n^{\text{OP}} = \min[\max_n(P_{i,t}^{\text{dif}})]. \quad (5)$$

3.3 优化流程

考虑调节能力、调节成本及装机容量，得到适用于煤电装机比例较高的基于生产模拟的计及储能的电力系统调节平衡方法：

(1) 得到极端场景下 15 min 为单位时间尺度的全天 96 点负荷出力 $P_{E,t}$ ；

(2) 叠加全口径火电、新能源、外来电、水电、核电等无 SOC 约束的电源出力上下限 $P_{\max,t}^{\text{ns}}$ 与 $P_{\min,t}^{\text{ns}}$ ；

(3) 通过式 (5) 得到电化学储能出力目标 $P_{\text{aim},t}^{\text{s}}$ 曲线，简化优化模型：

$$\begin{cases} P_{\text{aim},t}^{\text{s}} = P_{E,t} - P_{\max,t}^{\text{ns}}, & P_{E,t} > P_{\max,t}^{\text{ns}}, \\ P_{\text{aim},t}^{\text{s}} = 0, & P_{\min,t}^{\text{ns}} < P_{E,t} < P_{\max,t}^{\text{ns}}, \\ P_{\text{aim},t}^{\text{s}} = P_{E,t} - P_{\min,t}^{\text{ns}}, & P_{E,t} < P_{\min,t}^{\text{ns}}. \end{cases} \quad (6)$$

(4) 以 $P_{\min}$ 最小为优化目标，应用 Matlab 的 YALMIP 工具箱编译并调用求解器 CPLEX，进行基于生产模拟考虑三侧储能出力特性的电化学储能调节能力最优化计算，得到电化学储能的出力曲线。

4 算例分析

4.1 算例概述

4.1.1 场景

考虑到浙江电网供区负荷数据及电源运行数据的保密性，本算例在浙江电网某供区实际负荷的基础上进行脱敏处理取 2 种特殊场景：场景一为大缺口，长时间的顶峰能力缺口场景；场景二为大缺口，短时间的顶峰能力缺口场景。

4.1.2 调节资源参数

常规调节资源部分参数如表 1 所示。

表1 常规调节资源参数

调节资源	μ_i^{p}
火电	0.6
气电	0.7
抽蓄	2.0

电化学储能调节能力参数如表 2 所示并提出以下边界条件：

表2 电化学储能调节能力参数

调节资源	$P_{i,\max}^{\text{ese}}/\text{MW}$	$\mu_{\text{ch}}^{\text{ese}}$	$\mu_{\text{dis}}^{\text{ese}}$	$\mu_{\text{loss}}^{\text{ese}}$
电源侧储能	5	0	0	0.9
电网侧储能	40	1	1.00	0.9
客户侧储能	20	1	0.95	0.9

- (1) 电源侧储能仅指火电 AGC 控制场景，因此无调峰作用，其影响与火电调峰共同考虑；
- (2) 电源侧促进新能源消纳的接地配储部分假设受电网调度直控，与电网侧储能一起测算；
- (3) 电网侧储能调度响应能力优秀；
- (4) 火电消纳占比超过 50%；
- (5) 分时电价时间段不改变。

4.2 结果及分析

4.2.1 电化学储能出力目标曲线

电化学储能出力目标曲线如图 4 所示，图中大于零的部分为顶峰需求缺口，且无小于零的部分，即无填谷需求缺口。所以目前对于煤电占比较高的系统，会在夏季高峰或者冬季高峰的时候出现顶峰需求，而填谷需求均能通过常规调节手段解决。

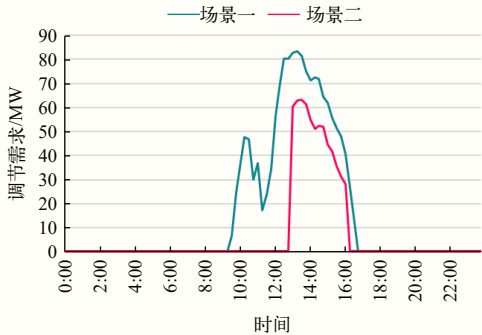


图4 电化学储能出力目标 $P_{\text{aim},t}^s$ 曲线

4.2.2 场景一：大缺口，长时间

考虑电化学储能充放电后的场景一调节需求如图 5 所示，因系统本身的调节需求过大，配置合计 65 MW/130 MW·h 的储能后仍无法满足系统需求。

场景一中电网侧储能及客户侧储能充放电功率如图 6 所示。

场景一的基于生产模拟的电化学储能调节能力预测结果如表 3 所示，其中电网侧顶峰能力可达放电功率的最大值，客户侧储能因为按照收益最大化策略，在电价低谷时充电，而在该场景同时存在顶峰需求，因此反而增加缺口。

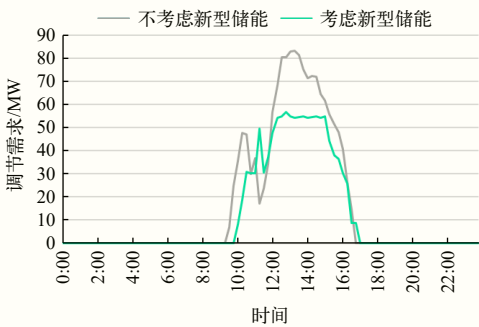


图5 场景一系统调节需求缺口

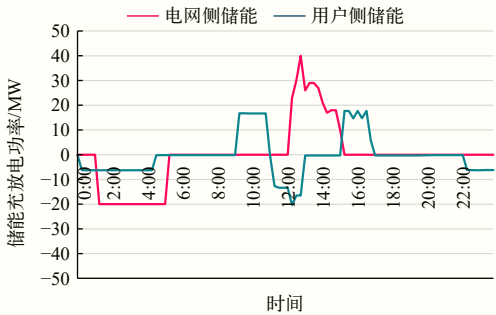


图6 场景一电化学储能充放电功率

表3 场景一电化学储能调节能力预测结果 MW

调节资源	$P_{i,\text{ch},t}^{\text{ese}}$
电源侧储能	0
电网侧储能（含新能源配储）	40
客户侧储能	-16
合计	24

4.2.3 场景二：大缺口，短时间

考虑电化学储能充放电后的场景二调节需求如图 7 所示，因系统本身的调节需求过大，配置合计 65 MW/130 MW·h 的储能后仍无法满足系统需求。但与场景一不同，该场景在电价低谷时不存在顶峰需求，因此客户侧储能无反向调节作用。

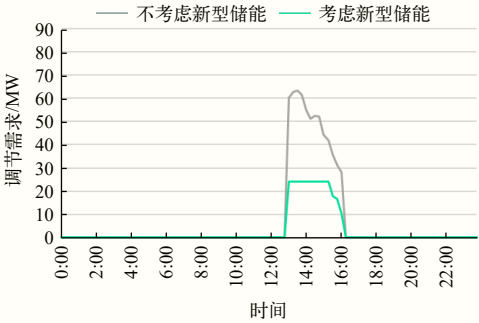


图7 场景二系统调节需求缺口

电网侧储能及客户侧储能充放电功率如图 8 所示。

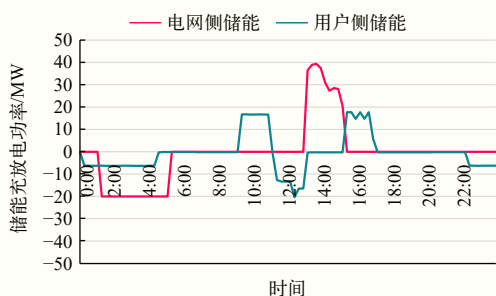


图8 场景二电化学储能充放电功率

场景二的基于生产模拟的电化学储能调节能力预测结果如表 4 所示，其中电网侧顶峰能力为 39 MW，这是由于电化学储能受 SOC 约束不能长时间高功率放电，为避免出现其余高峰时刻的缺口更大所做的最优化策略；客户侧储能仍因为按照收益最大化策略，尽管在该场景中电价高峰时为缺口，其仍不能支撑系统。

表4 场景二电化学储能调节能力预测结果 MW

调节资源	$p_{ese_{t, ch, t}}$
电源侧储能	0
电网侧储能（含新能源配储）	39
客户侧储能	0
合计	39

4.3 结论

由场景一与场景二的预测结果可得以下结论。

传统调节能力平衡算法不适用电化学储能。2 个场景的电化学储能三侧的顶峰能力相比其装机容量的比值均不同，并且由分时电价主导时电化学储能的调节能力根据调峰需求曲线变化，因此证明传统的 20% 折算的调节能力算法不适用于电化学储能。

难以通过敏感性分析进行线性化。该预测方法若要线性化，则需要考虑众多边界条件，包括最大负荷、最低负荷、调节需求时长、三侧储能装机容量等，因此通过敏感性分析总结出一条通用的预测方法代替生产模拟进行电化学储能调节能力预测反而会更加复杂。

本文所得的基于生产模拟的电化学储能调节能

力预测方法适用于多场景。2 种场景的预测结果均能与电化学储能的理论调节能力运行机理对应。

本调节能力预测方法可适用于长时间、大调峰缺口的负荷特性下的三侧储能调节能力测算：电源侧储能为 0；电网侧储能由于性能优秀且在调度控制下能够与负荷需求完全匹配，能够发挥完全的顶峰能力，其大小与装机容量相同；客户侧储能由于分时电价与预测负荷需求不匹配，可能在调峰需求存在缺口时以约 80% 的功率充电，增加顶峰需求缺口。

5 结束语

为引导电化学储能有序建设，需要基于生产模拟的基础上精细化其调节能力预测，避免得到过于保守的调节能力，使得全系统备用调节能力过分冗余，降低社会整体福利。本文首先通过对电化学储能的三侧应用场景分析，完成考虑各侧出力特性的电化学储能调节能力建模，最后基于生产模拟的电化学储能调节能力预测方法证明传统的调节能力算法不适用于电化学储能。

考虑算例结果，针对浙江电网负荷及电源特性，下一步还须做好以下工作：

提升负荷预测及新能源预测的准确度。提高调节能力缺口的预测精度，从根本上降低调节能力备用需求。

研究支持电网侧储能及新能源就地配储容量全受调度直调的市场机制。新能源场站就地配置的储能在性能要求达标且满足电网调度要求条件下，可申请转为电网侧储能，最终使得社会福利最大化与系统调节需求不矛盾。

研究引导客户侧储能错峰充电的市场机制。未来随着浙江省负荷特性的变化，迎峰度夏时除了 09:00—17:00，22:00—24:00 也为用电高峰，因此建议加强引导，推动客户侧储能、电动汽车适时调整充电时段。

本文因没考虑潮流不适用于省级系统的精确计算，须在有不同负荷及调节资源特性的供区间关键断面的曲线，在逐个进行基于生产模拟的电化学储能日前调节能力预测进行累加，才能得到省级层面的电化学储能预测出力。

(下转第 92 页)

用户电能表就会出现反向电量正常增加，即上网电量正常增加，按照计算公式，该部分上网电量计入台区供电量，参与计算台区线损率。但由于用户违规接线，造成本应计入台区总供电量的上网电量减少，且减少的上网电量值明显大于该台区正常情况下实际线损电量值，导致出现总供电量小于用户总用电量的现象，台区负线损率由此产生。

5.4 产生高线损率的原因分析

当遇到下雨天或阴天时，光伏发电出力很小甚至基本无出力，用户全天实际用电几乎全部来自电网，此时因短接造成用电量少计较多，而发电上网电量因出力小甚至无出力，几乎不受影响，对总供电量的影响微小，造成总供电量基本接近实际值，而总用电量则因短接相线进出线后，造成该用户用电量少计且明显减少，造成台区线损电量增加，直接引起台区线损率升高。

5.5 台区线损率基本正常的原因分析

当阴雨天气光伏发电较少，同时用户用电量也较

少时，少计的上网电量与少计的用户实际用电量基本接近时，窃电量与上网电量出现弱平衡，反映到台区线损率计算中的影响很微弱，呈现台区线损率基本正常的现象。

6 结束语

线损治理人员应加强系统常态化监控，在台区线损率明显波动时，及时分析研判，通过线上和现场不同方式，逐项排查确认可能因素。短时间未查明原因的，应持续跟踪关注供电量、用电量变化情况，运用系统大数据分析，查找异常用户，发现异常情况，快速组织核查并处理。

作者简介

汪岳荣（1967—），本科，正高级经济师，长期从事电力营销管理工作，E-mail: wyr6699@163.com。

吴佳雨（1997—），本科，助理工程师，从事电力营销业务工作，E-mail: wu_viki@126.com。

（责任编辑：袁航）

（上接第16页）

参考文献

- [1] 孙恒一，赵伟华，陈然，等. 基于区块链和市场机制的新能源消纳优化调度策略[J]. 智慧电力，2022，50（7）：52-57.
- [2] 苏宜靖，吴华华，徐立中，等. 面向新型电力系统的第三方独立主体辅助服务市场探索与实践[J]. 浙江电力，2022，41（8）：25-30.
- [3] 郇政林，刘杰，徐沈智，等. 面向高比例新能源接入的源-荷-储灵活性资源协调规划[J]. 电网与清洁能源，2022，38（7）：107-117.
- [4] 周孝信，赵强，张玉琼. “双碳”目标下我国能源电力系统发展前景和关键技术[J]. 中国电力企业管理，2021（31）：14-17.
- [5] 张智刚，康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报，2022，42（8）：2806-2818.
- [6] 赵娟，王雷，吴磊. 陕西电网调节能力及可接纳新能源能力研究[J]. 电力科学与工程，2015，31（11）：24-29.
- [7] 丁珩，杨晓坤，邓长虹，等. 风电特性及其对电网调节影响的量化研究[J]. 湖北电力，2017，41（12）：28-32.
- [8] 苏承国. 大规模清洁能源接入下电网调节问题研究[D]. 大连：大连理工大学，2020.
- [9] 裴善鹏，朱春萍. 高可再生能源比例下的山东电力系统储能需求分析及省级政策研究[J]. 热力发电，2020，49（8）：29-35.
- [10] 白泽洋，巨健，姜炎君，等. 电动汽车参与电网调节的关键技术研究综述[J]. 电力需求侧管理，2022，24（6）：

25-31.

- [11] 尹积军，吴文传. 浙江构建新型电力系统的技术路径与实践[J]. 中国电机工程学报，2023，43（14）：5404-5415.
- [12] 张金平，周强，王定美，等. 储能高比例新能源电力系统中的应用及展望[J]. 内燃机与配件，2023（8）：97-99.
- [13] 时智勇，王彩霞. 高比例新能源电力系统储能应用关键问题与展望[J]. 新能源科技，2021（6）：27-29.
- [14] 刘自发，周翰泽. 计及多主体能源交易的综合能源系统规划方法研究[J]. 电网技术，2022，46（9）：3524-3536.
- [15] 李建林，梁策，张则栋，等. 新型电力系统下储能政策及商业模式分析[J]. 高压电器，2023，59（7）：104-116.

作者简介

周翰泽（1997—），男，硕士，助理工程师，主要从事虚拟电厂，电力市场及新型电力系统的研究工作，E-mail: m15658537671@qq.com。

张韦维（1995—），女，硕士，中级工程师，主要从事虚拟电厂，电力市场及新型电力系统的研究工作，E-mail: 562715987@qq.com。

沈妍（1997—），女，硕士，助理工程师，主要从事电力市场及新型电力系统的研究工作，E-mail: 164400961@qq.com。

杜协峻（1996—），男，硕士，助理工程师，主要从事虚拟电厂，电力市场及新型电力系统的研究工作，E-mail: 120095348@qq.com。

王坤（1988—），男，硕士，高级工程师，主要从事配电网及电力市场的工作，E-mail: 545887116@qq.com。

（责任编辑：袁航）