

# 考虑储能装置寿命的电网侧规模化 电化学储能规划与评估方法

齐步洋<sup>1</sup>, 卓振宇<sup>1</sup>, 杜尔顺<sup>2</sup>, 张宁<sup>1</sup>, 康重庆<sup>1</sup>

(1. 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室(清华大学电机系), 北京 100084;  
2. 清华大学低碳能源实验室, 北京 100084)

**摘要:** 在“双碳”目标提出的背景下, 新能源机组在电力系统中的并网规模逐步增加; 而随着社会经济持续快速发展, 负荷类型日趋多样化, 负荷需求不断提高, 这就导致电力系统中源荷两端出力与用能的不确定性与不匹配性特征愈发明显, 系统对灵活性调节资源的需求不断提高。储能技术是提升电网灵活性、优化新能源并网友好性的重要手段。提出一种考虑充放电寿命的电化学储能规划配置与运行模拟模型, 以及基于精细化生产运行模拟的规划方案评估方法, 为新型电力系统中受端电网的储能布局与配置提供了理论支撑。算例表明: 加入储能后, 可以降低系统运行成本与温室气体排放, 显著提升系统可靠性与新能源消纳能力。

**关键词:** 储能寿命; 规模化储能; 新能源消纳; 优化规划; 运行评估

**DOI:** 10.11930/j.issn.1004-9649.202212068

## 0 引言

在“双碳”目标提出的背景下, 电力系统作为新型能源体系的重要支撑, 其实现零碳目标的紧迫性也越来越突出。随着中国对能源转型的高度重视和新能源产业的快速发展, 将会逐步形成以新能源为主体的新型电力系统。与以火电为主的传统电力系统相比, 其在结构形态、运行方式、规划建设等方面将发生根本性改变<sup>[1-2]</sup>。由于负荷的增加带来峰谷差增大, 投资建设利用小时低的常规机组会导致电力设备综合利用率降低, 电网中的源荷不平衡问题日渐突出。以新能源为主体的新型电力系统需要具备在随机波动的负荷需求和电源出力之间提供实时能量供需平衡的能力, 系统对灵活性资源的需求日趋紧迫<sup>[3]</sup>。

储能可以作为高比例新能源电力系统中多功能、高质量的灵活性资源, 通过储能充放电功率

的分配可以获得风电平滑策略<sup>[4-5]</sup>, 从而实现新能源的自我消纳。此外, 储能技术的不断发展为储能电站的应用提供了多种可能性, 如调频、黑启动、需求响应支撑等多种服务缓解峰值供电压力<sup>[6]</sup>。

据中关村储能产业技术联盟调研<sup>[7]</sup>, 现阶段以抽水蓄能为代表的物理储能技术发展较为成熟, 应用规模最大, 而电化学储能由于选址灵活、安装简便、响应迅速, 正处于快速发展期, 是未来电网中储能开发的核心内容。

现阶段, 对于电网中电化学储能装置的配置方法研究通常用于解决源网荷侧各自的需求。然而, 随着电网侧储能应用规模的迅速增大, 其将在电力电量平衡与安全稳定中扮演重要的角色。因此, 在规划中, 需要进一步通过多时间尺度优化挖掘储能的调节能力, 在调峰调频、需求侧响应等场景下充分发挥电网侧电化学储能装置的灵活性。

本文提出了基于电力系统精细化时序运行模拟的源网储协同规划方法, 并在考虑了电化学储能寿命后, 在规划效益评估中加入了储能调用成本的维度, 可以更合理地指导电网侧电化学储能的优化配置。

**收稿日期:** 2022-12-19; **修回日期:** 2023-07-05。

**基金项目:** 国家电网有限公司科技项目(能源转型条件下新能源合理利用评估技术研究, 1300-202156423A-0-00)。



## 1 储能在电网中的应用与优化规划方法

电网侧储能电站主要应用于输配电领域，可以显著提高新能源的并网友好性，对于优化电网备用、提高新能源接入比例、实现灵活调峰调频等方面意义重大<sup>[8-9]</sup>。在电网侧配置大规模集中式储能电站，可以解决新能源大规模并网所产生的短时功率不平衡、消纳机制不健全等问题，进一步提升电网运行的经济性与安全性。同时，可以拓展新能源发展空间，提高电能质量，有助于实现能源系统向低碳发展的转型。

### 1.1 储能经济性

储能的经济性是决定电网中储能开发规模的重要因素。因此，对于储能的经济性评估是当前研究的一个热点方向<sup>[10]</sup>。评价储能系统的经济效益与储能电池的寿命、充放电策略、自身特性等多重因素相关。目前国内外的研究通常是构建经济性最优的储能容量配置模型<sup>[11-16]</sup>。文献<sup>[17]</sup>提出可应用于分布式储能和新能源的并网储能成本分析方法；文献<sup>[18]</sup>基于储能不同的充放电策略针对多个效益主体对投资风险进行评估；文献<sup>[19]</sup>指出度电成本的评价适用于削峰填谷的应用场景，可以通过度电成本与峰谷价差的直接对比来判断储能投资的经济效益，并结合大量调研数据计算出当前抽水蓄能电站度电成本约为 0.21~0.25 元/(kW·h)，可以通过峰谷价差实现套利，而磷酸铁锂电池在电化学储能中虽具有较好的经济性，其度电成本约为 0.6~0.8 元/(kW·h)，目前暂不能完全通过峰谷价差实现盈利。

在受端区域电网中，电网侧储能的收益来源主要包括延缓输电设备扩容、提升新能源消纳、降低网损、减碳这些方面。未来两年如果对储能探索出合适且稳定的盈利模式，预计在“十四五”规划后期的 2025 年，中国电化学储能累计装机投运规模将达到 55.9 GW，以配合实现风、光新能源机组在 2025 年的装机目标<sup>[7]</sup>。

### 1.2 储能优化规划方法

电化学储能作为系统内优质的灵活性资源，现阶段由于成本较高，其在电网中应用规模受限。未来随着电池成本的降低，电化学储能在电网的应用将向多样化与规模化发展<sup>[3,20-22]</sup>。合理的电网储能配置将有助于储能装置充分发挥其灵活调节

能力，对于维持电网安全经济运行具有重要意义<sup>[23]</sup>。

电网侧储能配置规划中，需要结合电网特性与对储能的需求来确定规划方案。文献<sup>[24]</sup>根据蓄电池的运行条件和微网中不同的需求场景提出了 3 种可以确定储能容量配置的最小容量法；文献<sup>[23]</sup>针对电网侧、电源侧、用户侧 3 个方面构建了不同应用场景下的储能系统容量配置方法；文献<sup>[25]</sup>基于电池储能寿命和新能源出力的不确定性提出储能优化配置方案。

上述文献对电网中电化学储能装置的经济特性和容量配置方法开展了研究，提出了面向源网荷侧各自需求的储能定容优化方法。然而，由于电网侧规模化储能接入公用电网，可以由电网公司直接调控<sup>[26]</sup>，因此电网侧规模化电化学储能的选址定容对于系统整体的电力电量平衡与安全稳定运行极为关键<sup>[8,27]</sup>，其规划方法中应考虑源网协调，并对运行效果进行评价。综上所述，目前国内外的研究中尚缺乏以电网侧规模化储能配置与效益评价为核心的规划方法。

本文提出了考虑寿命与源网协同的电网侧规模化电化学储能优化规划方法，并通过电力系统精细化时序运行模拟方法，结合江苏电网 2025 年规划算例，评估了配置电网侧规模化电化学储能的社会与经济效益，可以为包含新能源的电力系统源网荷储协同规划提供框架与指导。

## 2 包含储能的源网协同规划模型

考虑源网协同的电网侧规模化储能规划技术路线如图 1 所示。本研究所选目标函数为投资运

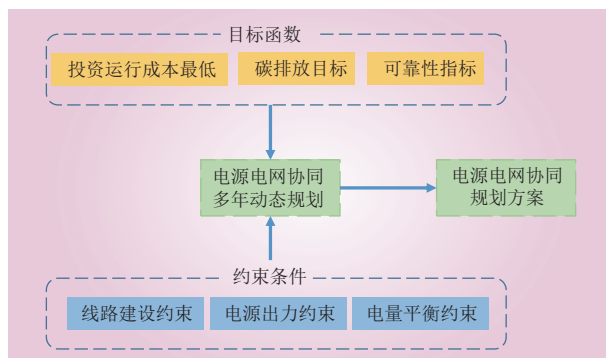


图 1 电源电网协同规划技术路线

Fig. 1 Collaborative planning technical route of source and grid

行成本最低。

## 2.1 目标函数

在一定约束条件下，通过合理的优化电源电网投资方案，使得系统在一定时间段内的投资与运行成本最低，因此目标函数为

$$\begin{cases} \min C_{\text{total}} = \sum_{y=1}^{N_Y} (C_{\text{Sys},y}^{\text{Inv}} + C_{\text{Sys},y}^{\text{Op}}) \\ C_{\text{Sys},y}^{\text{Inv}} = C_{\text{Gen},y}^{\text{Inv}} + C_{\text{Line},y}^{\text{Inv}} \end{cases} \quad (1)$$

式中： $N_Y$ 为总计算年数； $C_{\text{total}}$ 为电网年化总成本； $C_{\text{Sys},y}^{\text{Inv}}$ 为电网在第 $y$ 年年化项目总投资费用； $C_{\text{Sys},y}^{\text{Op}}$ 为电网在第 $y$ 年的年化运行成本； $C_{\text{Gen},y}^{\text{Inv}}$ 为电网在第 $y$ 年的年化机组成本， $C_{\text{Line},y}^{\text{Inv}}$ 为电网在第 $y$ 年的线路投资成本。

## 2.2 约束条件

1) 电网投资预算约束包括机组投资成本约束和线路投资成本约束，具体为

$$\begin{cases} C_{\text{Gen},y}^{\text{Inv}} \leq \Gamma_y^{\text{Gen}} \\ C_{\text{Line},y}^{\text{Inv}} \leq \Gamma_y^{\text{Line}} \end{cases} \quad (2)$$

式中： $\Gamma_y^{\text{Gen}}$ 为电网在第 $y$ 年的机组投资预算； $\Gamma_y^{\text{Line}}$ 为电网在第 $y$ 年的线路投资预算。

2) 火电机组、风电机组、光伏发电机组以及储能的最大装机容量约束为

$$\begin{cases} C_{g,y}^{\text{G}} \leq C_{g,y}^{\text{G,Lim}}, \forall g \in \Omega^{\text{G}} \\ C_{w,y}^{\text{W}} \leq C_{w,y}^{\text{W,Lim}}, \forall w \in \Omega^{\text{W}} \\ C_{v,y}^{\text{PV}} \leq C_{v,y}^{\text{PV,Lim}}, \forall v \in \Omega^{\text{PV}} \\ C_{b,y}^{\text{B}} \leq C_{b,y}^{\text{B,Lim}}, \forall b \in \Omega^{\text{B}} \end{cases} \quad (3)$$

式中： $C_{g,y}^{\text{G}}$ 、 $C_{w,y}^{\text{W}}$ 、 $C_{v,y}^{\text{PV}}$ 、 $C_{b,y}^{\text{B}}$ 分别为第 $y$ 年火电机组 $g$ 、风电机组 $w$ 、光伏机组 $v$ 与储能机组 $b$ 的装机容量； $C_{g,y}^{\text{G,Lim}}$ 、 $C_{w,y}^{\text{W,Lim}}$ 、 $C_{v,y}^{\text{PV,Lim}}$ 、 $C_{b,y}^{\text{B,Lim}}$ 分别为火电机组、风电机组、光伏机组与储能机组的装机容量最大值； $\Omega^{\text{G}}$ 、 $\Omega^{\text{W}}$ 、 $\Omega^{\text{PV}}$ 、 $\Omega^{\text{B}}$ 分别为火电机组、风电机组、光伏机组与储能机组的集合。

3) 新能源出力渗透率约束为

$$\begin{aligned} \frac{\sum_{s=1}^{N_S} \rho_s \sum_{t=1}^{N_T} \left( \sum_{w=1}^{N_W} P_{y,w,t,s}^{\text{W}} + \sum_{v=1}^{N_{\text{PV}}} P_{y,v,t,s}^{\text{PV}} \right)}{\beta_{\text{RES},y}} \geq \\ \sum_{s=1}^{N_S} \rho_s \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{n=1}^{N_N} (D_{y,n,t,s} - D_{y,n,t,s}^{\text{Cur}}) \end{aligned} \quad (4)$$

式中： $N_S$ 、 $N_T$ 、 $N_W$ 、 $N_{\text{PV}}$ 、 $N_N$ 分别为场景数、时间节点数、风电机组数、光伏机组数、电网总节点数； $\rho_s$ 为电网典型运行场景在所设定的第 $s$ 个运行参数下所发生的概率； $P_{y,w,t,s}^{\text{W}}$ 、 $P_{y,v,t,s}^{\text{PV}}$ 分别为第 $y$ 年、 $t$ 时刻、 $s$ 运行场景下 $w$ 号风电机组的出力 and  $v$ 号光伏机组的出力； $\beta_{\text{RES},y}$ 为第 $y$ 年新能源发电的渗透率； $D_{y,n,t,s}$ 、 $D_{y,n,t,s}^{\text{Cur}}$ 分别为第 $y$ 年、 $n$ 号节点、 $t$ 时刻、 $s$ 运行场景下的电网负荷预测与切负荷需求。

4) 电网节点功率约束包括各节点有功功率平衡约束和切负荷约束，即

$$\begin{cases} P_{y,n,t,s}^{\text{Sys}} + F_{y,n,t,s}^{\text{Line}} = D_{y,n,t,s}^{\text{Sys}} \\ D_{y,n,t,s}^{\text{Sys}} = D_{y,n,t,s} - D_{y,n,t,s}^{\text{Cur}} \\ 0 \leq D_{y,n,t,s}^{\text{Cur}} \leq D_{y,n,t,s} \\ \forall n \in [1, N_N], \forall t \in [1, N_T], \forall s \in [1, N_S] \end{cases} \quad (5)$$

式中： $P_{y,n,t,s}^{\text{Sys}}$ 、 $F_{y,n,t,s}^{\text{Line}}$ 、 $D_{y,n,t,s}^{\text{Sys}}$ 分别为第 $y$ 年、 $n$ 号节点、 $t$ 时刻、 $s$ 运行场景下电网中所有机组出力、线路传输功率与负荷。

5) 机组出力与线路传输功率约束为

$$\begin{cases} P_{y,n,t,s}^{\text{Sys}} = \sum_{g \in \Omega^{\text{G}}} P_{y,g,t,s}^{\text{G}} + \sum_{w \in \Omega^{\text{W}}} P_{y,w,t,s}^{\text{W}} + \\ \sum_{v \in \Omega^{\text{PV}}} P_{y,v,t,s}^{\text{PV}} + \sum_{b \in \Omega^{\text{B}}} P_{y,b,t,s}^{\text{B}} \\ F_{y,n,t,s}^{\text{Line}} = \sum_{l \in \Omega_n^{\text{L}}} F_{y,l,t,s}^{\text{L}} \\ \sum_{b \in \Omega^{\text{B}}} P_{y,b,t,s}^{\text{B}} = \sum_{b \in \Omega^{\text{B}}} (P_{y,b,t,s}^{\text{B,dis}} - P_{y,b,t,s}^{\text{B,cha}}) \\ \forall n \in [1, N_N], \forall t \in [1, N_T], \forall s \in [1, N_S] \end{cases} \quad (6)$$

式中： $F_{y,l,t,s}^{\text{L}}$ 为第 $l$ 号输电线路在第 $y$ 年、 $t$ 时刻、 $s$ 运行场景下的传输功率； $P_{y,b,t,s}^{\text{B,dis}}$ 、 $P_{y,b,t,s}^{\text{B,cha}}$ 分别为第 $y$ 年、 $b$ 号储能机组节点、 $t$ 时刻、 $s$ 运行场景下的放电功率和充电功率； $P_{y,g,t,s}^{\text{G}}$ 、 $P_{y,b,t,s}^{\text{B}}$ 分别为火电机组 $g$ 与储能 $b$ 的输出功率； $\Omega_n^{\text{L}}$ 为与节点 $n$ 相连的线路集合。

6) 输电线容量约束为

$$\begin{aligned} -x_{y,l} F_l^{\text{Max}} \leq F_{y,l,t,s}^{\text{L}} \leq x_{y,l} F_l^{\text{Max}}, \\ \forall l \in \Omega^{\text{L}}, \forall t \in [1, N_T], \forall s \in [1, N_S] \end{aligned} \quad (7)$$

式中： $F_l^{\text{Max}}$ 为电网中第 $l$ 号输电线路的最大传输功率； $x_{y,l}$ 为第 $l$ 号输电线路在第 $y$ 年的传输功率系数； $\Omega^{\text{L}}$ 为所有线路集合。

7) 电网火电机组运行约束，包括输出功率约



束、开机容量约束、最小输出功率约束、爬坡率约束、启停机时间约束等，即

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_{y,g,t,s}^G \leq C_{g,y}^G \\ \sum_{g \in \Omega_i^G} P_{y,g,t,s}^G \leq O_{y,i,t,s}^G \leq \sum_{g \in \Omega_i^G} C_{g,y}^G \\ 0 \leq \lambda_i^{G,Min} O_{y,i,t,s}^G \leq \sum_{g \in \Omega_i^G} P_{y,g,t,s}^G \\ -\alpha_g^{G,DN} C_{g,y}^G \leq P_{y,g,t,s}^G - P_{y,g,t-1,s}^G \leq \alpha_g^{G,UP} C_{g,y}^G \\ O_{y,i,t,s}^G - O_{y,i,t-1,s}^G = S_{y,i,t,s}^{UG} - S_{y,i,t,s}^{DG} \\ O_{y,i,t,s}^G \geq \sum_{\tau=t-T_i^{G,On}}^{t-1} S_{y,i,\tau,s}^{UG} \\ O_{y,i,t,s}^G \leq \sum_{g \in \Omega_i^G} C_{g,y}^G - \sum_{\tau=t-T_i^{G,Off}}^{t-1} S_{y,i,\tau,s}^{DG} \\ \forall g \in \Omega_i^G, \forall t \in [1, N_t], \forall s \in [1, N_s], \forall i \in \Omega^I \end{array} \right. \quad (8)$$

式中： $\Omega_i^G$ 为第*i*类的火电机组集合； $O_{y,i,t,s}^G$ 为第*i*类火电机组的开机容量； $\lambda_i^{G,Min}$ 为最小出力率，取值0~1； $\alpha_g^{G,UP}$ 、 $\alpha_g^{G,DN}$ 分别为火电机组*g*上、下坡能力； $S_{y,i,t,s}^{UG}$ 、 $S_{y,i,t,s}^{DG}$ 分别为第*i*类机组的开机和关机容量； $T_i^{G,On}$ 、 $T_i^{G,Off}$ 分别为第*i*类聚类机组的最小开、停机时间； $\Omega^I$ 为机组类型集合。

8) 风电机组出力应小于预测出力，即

$$0 \leq P_{y,w,t,s}^W \leq \omega_{y,w,t,s}^W C_{w,y}^W, \forall w \in \Omega^W, \forall t \in [1, N_t], \forall s \in [1, N_s] \quad (9)$$

式中： $\omega_{y,w,t,s}^W$ 为风电场归一化预测功率值，可以从历史数据中获取。

9) 同风电类似，光伏出力约束为

$$0 \leq P_{y,v,t,s}^{PV} \leq \omega_{y,v,t,s}^{PV} C_{v,y}^{PV}, \forall v \in \Omega^{PV}, \forall t \in [1, N_t], \forall s \in [1, N_s] \quad (10)$$

式中： $\omega_{y,v,t,s}^{PV}$ 为光伏电站归一化预测功率值，可以从历史数据中获取。

10) 电网侧电化学储能机组运行约束包括充放电约束和荷电状态(SOC)约束，即

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_t^{cha} \leq I_t^{cha} P^{cha,max} \\ 0 \leq P_t^{dis} \leq I_t^{dis} P^{dis,max} \\ I_t^{cha} + I_t^{dis} = 1 \end{array} \right. \quad (11)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq S_t \leq S^{max} \\ S_t - S_{t-1}(1-a) = P_t^{cha}\eta - P_t^{dis} \end{array} \right. \quad (12)$$

式中： $P_t^{cha}$ 、 $P_t^{dis}$ 分别为电化学储能装置的充、放电功率； $P^{cha,max}$ 、 $P^{dis,max}$ 分别为充、放电功率最大

值； $I_t^{cha}$ 、 $I_t^{dis}$ 分别为电化学储能装置在*t*时刻的充、放电状态，为0-1变量，为1表示正在充/放电，为表示未在充/放电； $S_t$ 为*t*时刻储能机组的荷电状态； $S^{max}$ 为储能机组最大容量； $a$ 为电化学储能装置的自放电率； $\eta$ 为能量转换效率，取值为50%~95%。

11) 电网备用约束确保电网的发电能力即使在预测误差最坏的情况下也能满足最大负荷需求，即

$$\sum_{i \in \Omega^I} O_{y,i,t,s}^G + \sum_{w \in \Omega^W} \omega_{y,w,t,s}^W C_{w,y}^W + \sum_{v \in \Omega^{PV}} \omega_{y,v,t,s}^{PV} C_{v,y}^{PV} + \sum_{b \in \Omega^B} \omega_{y,b,t,s}^B C_{b,y}^B + \sum_{n=1}^{N_N} D_{n,t,s}^{Cur} \geq (1+r_{Load}) \sum_{n=1}^{N_N} D_{y,n,t,s} + r_{RES} \left( \sum_{w \in \Omega^W} \omega_{y,w,t,s}^W C_{w,y}^W + \sum_{v \in \Omega^{PV}} \omega_{y,v,t,s}^{PV} C_{v,y}^{PV} \right) \quad (13)$$

式中： $\omega_{y,b,t,s}^B$ 为储能归一化预测功率值； $D_{n,t,s}^{Cur}$ 为*n*号节点在*t*时刻、*s*运行场景下的切负荷功率； $r_{Load}$ 为电网负荷预测误差； $r_{RES}$ 为新能源机组出力预测误差。

综上，在包含储能的源网协同优化规划中考虑了火电、风电、光伏与储能机组的运行约束，结合线路的建设约束与电网中的投资决策变量，可以实现给定目标函数下基于快速运行模拟模型的源网储协同规划。

### 3 电网侧规模化储能运行模拟评估

储能装置的运行特性与经济特性在储能配置中扮演重要角色。对于电化学储能来说，由于其具有材料随使用年限增长而发生老化的特点，在评估投资经济性的时候需要结合其特有的充放电寿命特性。

本文将电化学储能装置的经济性与充放电寿命挂钩，建立了适用于运行模拟的电网侧规模化储能全生命周期经济特性模型，通过电力系统时序运行模拟技术，实现了对源网协同的电网侧规模化储能规划方案的评估。含电网侧储能的精细化电力系统运行模拟主要包括3个方面。1) 新能源电源出力重构；2) 电网侧规模化储能运行模拟模型；3) 含储能装置的电力系统运行模拟模型。其流程如图2所示。

电化学储能装置的度电成本与电池寿命高度

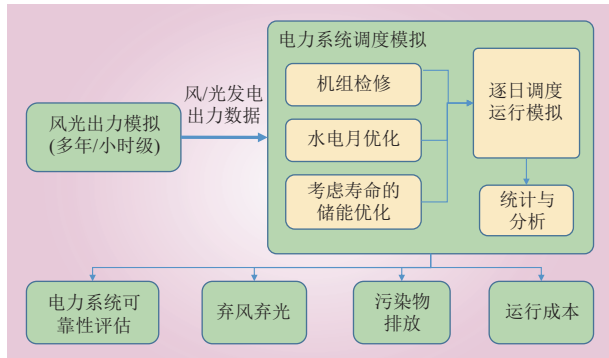


图 2 电力系统精细化时序运行模拟流程

Fig. 2 Flow chart of refined sequential operation of power system

相关，其经济特性建模如下。

1) 电化学储能的充放电寿命模型为

$$\begin{cases} N_d^{\max} = f(d) = N_0 d^{-k} \\ g(n, d) = \frac{n^d}{f(d)} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $d$ 为电化学储能装置的放电深度，即放出能量与总容量的比值，取值为  $0 \sim 1$ ； $N_d^{\max}$ 为放电深度为  $d$ 时电化学储能装置的最大放电次数； $N_0$ 为电化学储能装置满充满放时的充放电次数； $k$ 为特性参数， $N_0$ 、 $k$ 从电化学储能装置的出厂铭牌获取； $n$ 为放电顺序； $g(n, d)$ 表示第  $n^d$ 次放电深度为  $d$ 时的电化学储能装置耗损率，当该值的和为 1 时，装置功能失效。

2) 电化学储能装置度电成本为

$$c = \frac{C_{\text{sum}}}{E_{\text{sum}}} \quad (15)$$

式中： $c$ 为电化学储能装置的度电成本； $C_{\text{sum}}$ 为以建设成本、运行成本和回收成本所构成的电化学储能装置全生命周期总投资成本； $E_{\text{sum}}$ 为通过储能寿命和充放电特性决定的电化学储能装置的全生命周期总处理电量。

3) 电化学储能寿命与度电成本关系为

$$\begin{cases} \zeta = \frac{1}{B_{\text{cyc}}} \int_0^{B_{\text{cyc}}} [1 - (B_{\text{cyc}}^N - 1) \frac{1 - \varepsilon}{B_{\text{cyc}}} ] d B_{\text{cyc}}^N \\ E_{\text{sum}} = B_{\text{cyc}} d \eta \zeta \end{cases} \quad (16)$$

式中： $\zeta$ 、 $\varepsilon$ 分别为电化学储能装置进行单次循环和无法启动时的等效容量保持率； $B_{\text{cyc}}$ 为设计放电深度下的电化学储能装置的充放电循环寿命；

$B_{\text{cyc}}^N$ 为电化学储能第  $N$ 次充放电循环，取值为  $[0, B_{\text{cyc}}]$ ； $\eta$ 为电化学储能装置能量效率，取值为  $50\% \sim 95\%$ 。

以磷酸铁锂电池为例，在现有技术条件下，其在大概 3 400 次循环的时候可以满足商业化应用时的储能度电成本上限 0.41 元/(kW·h)，此时对应的系统放电深度大约为 50%。因此，超过 50% 放电深度的充放电策略需要寻求峰谷价差套利之外更广泛的辅助服务市场的支持。

通过不同规划方案的时序运行模拟，可以得到包括系统可靠性、运行成本、弃风弃光量、污染物排放等指标，实现电网中加入储能后的经济与社会效益评估。

#### 4 算例分析

本研究以某江苏省网的实际数据为例进行实证分析。研究工具为清华大学电机系智慧能源实验室开发的电力规划决策平台 (GOPT)，通过 GOPT 平台中的电源电网一体化规划模块与电力系统调度运行仿真模块，分别完成了考虑储能装置寿命的电网侧规模化储能优化规划与规划方案的效益评估。图 3 为电力规划决策支持系统架构。

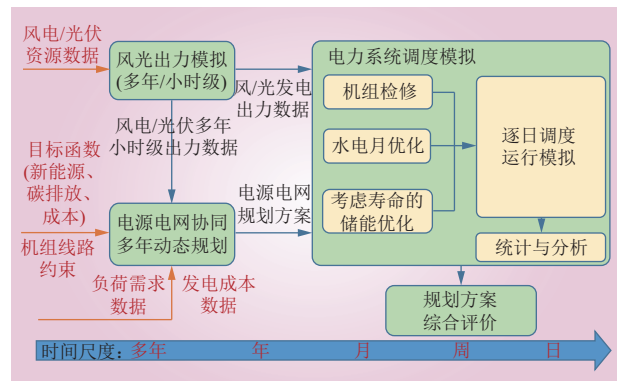


图 3 电力规划决策支持系统架构

Fig. 3 Structure of GOPT

江苏电网 2025 年规划省内电源 1.88 亿 kW，其中风机装机 2 983 万 kW，光伏装机 2 482 万 kW，区外电源合计 5 893 万 kW，系统最大负荷日与最大峰谷差日均出现在 2025 年 7 月 26 日，其中最大负荷为 1.59 亿 kW，最大峰谷差为 4 258 万 kW，全年用电量 8 450 亿 kW·h。



储能方面，现有 19 个电化学储能电站，共计 509.08 MW/954.6 MW·h，分布在 6 个地市级电网，其中锂离子电池占比达到 95% 以上。

#### 4.1 电网侧规模化储能优化配置

以磷酸铁锂电池为例，其初始参数设置如表 1 所示。为便于分析，磷酸铁锂电池的功率成本与能量成本都采用标幺值，变化范围为 0.3~1.0。

表 1 磷酸铁锂电池储能初始参数  
Table 1 Initial parameters of LiFePO<sub>4</sub> battery

效率/%	服役年限/年	能量成本/(元·(kW·h) <sup>-1</sup> )	功率成本/(元·(kW) <sup>-1</sup> )
90	10	1 600	3 200

储能成本对其配置的影响如表 2 所示，从储能选址来看，当储能成本较高时，储能首先选址

表 2 储能成本对其配置的影响  
Table 2 Influence of energy storage cost on its configuration

建设节点	储能成本(p.u.)	建设功率/MW	储能时长/h
连云港核接入点	1.0	11.41	3
	0.9	12.94	3.2
	0.8	14.13	3.5
	0.7	16	3.6
	0.6	20	4
	0.5	20	4.1
	0.4	20	4.2
锡盟直直接接入点	0.8	1.6	1
	0.7	14	1
	0.6	25	1
	0.5	180	1
	0.4	280	2.5
白鹤滩直直接接入点	0.7	157.5	1
	0.6	323	1
	0.5	385	1
	0.4	300	2.5
锦屏直直接接入点	0.7	18	1
	0.6	58	1
	0.5	80	1.2
	0.4	18	1
新能源接入点	0.5	400	2
	0.4	超过500	超过2.5
雁淮直直接接入点	0.5	729.4	1
	0.4	698.9	超过2.5

在大型核电接入处。随着成本的降低，储能选址逐步出现在区外直流接入点及光伏、风电等新能源接入点。因为上述类型电源调节能力有限，储能可通过增加电源灵活性来实现经济效益。从储能容量配置来看，对于磷酸铁锂电池，核电接入地的储能时长最大，且随成本降低保持增长趋势。在成本为 0.5 p.u.时，新能源接入地附近储能时长约为 2 h，区外来电接入地附近储能时长约为 1 h。当成本降至 0.4 p.u.时，新能源和区外来电接入地的储能时长均有所增加，超过 2.5 h。此外还可以看出，磷酸铁锂电池储能成本下降至目前成本的 70% 后，其在电网侧开始大规模建设。

#### 4.2 包含储能的电网运行效益评估

以镇江为例，目前镇江已建成投运电网侧集中式储能项目 8 个，总容量 101 MW/202 MW·h，总投资 7.6 亿元，每年可以减少煤消耗 5 300 t。对比采用电厂投资和电网配套投资方案，节省约 16 亿元。本文选择江苏电网 2025 年规划方案进行电网侧储能规划运行的效益分析。

考虑到 2025 年新增的负荷需求与调峰需求，需要在电网内新增一定量的电源设备保证供需的平衡。本节内设置了 4 种预设的规划方案。

方案 1：基础方案，即利用传统火电补充功率缺额；方案 2：高比例区外来电方案，区外来电占比达到省内电源装机的 36%；方案 3：高比例新能源方案，新能源占比达到省内电源的 35%，包含已建储能 509 MW；方案 4：新能源搭配储能方案，规模化储能 5 500 MW。

本节涉及的效益分析将在这 4 个规划方案的基础上展开。表 3 中列出了 4 种预设规划方案的电源结构。

经过电力系统调度运行仿真后，可以得到 4 种预设规划方案的经济与社会效益指标，如表 4 所示。

从表 4 中可以对比 4 种预设规划方案在可靠性、新能源消纳能力、运行成本等方面的指标。可靠性方面，鉴于新能源受季节特性和天气的影响，其出力具有明显的间歇性和随机性，方案 3 与方案 1、2 相比可靠性最低；新能源消纳能力方面，方案 3 的新能源弃用率明显高于方案 1、2，而方案 2 由于调峰燃机相较于方案 1 减少，其弃风弃光量大于方案 1；运行成本方面，由于新

表 3 4 种预设规划方案的电源结构

Table 3 Power supply structure of four preset planning schemes

电源类型	MW			
	方案1装机容量	方案2装机容量	方案3装机容量	方案4装机容量
统调煤电	74358.4	74358.4	74458.4	74458.4
核电	6624	6624	6624	6624
抽蓄	5150	5150	5150	5150
供热燃机	15211.7	15211.7	16211.7	16211.7
调峰燃机	5002	5002	5002	5002
虚拟燃机	18000	13900	11200	6200
陆上风电	14829.9	14829.9	14829.9	14829.9
海上风电	15000	15000	25000	25000
光伏	24820.11	24820.11	29820.11	29820.11
非统调	8968.293	8968.293	8968.293	8968.293
电化学储能	0	0	509	5500

表 4 四种预设规划方案的评价指标

Table 4 Evaluations of 4 case studies

方案	EENS/(MW·h)	LOLE(D)/(天·年 <sup>-1</sup> )	LOLE(H)/(h·年 <sup>-1</sup> )	运行成本/亿元	新能源发电量/(亿kW·h)	新能源弃用量/(亿kW·h)	新能源弃用率/%
1	2.22	$0.85 \times 10^{-3}$	$0.88 \times 10^{-3}$	2282.32	1019.81	3.96	0.39
2	3.77	$1.12 \times 10^{-3}$	$1.24 \times 10^{-3}$	2230.60	1019.81	7.84	0.77
3	15.31	$5.01 \times 10^{-3}$	$5.38 \times 10^{-3}$	2179.39	1367.64	14.54	1.06
4	2.40	$9.06 \times 10^{-4}$	$9.37 \times 10^{-4}$	2175.68	1367.64	13.42	0.99

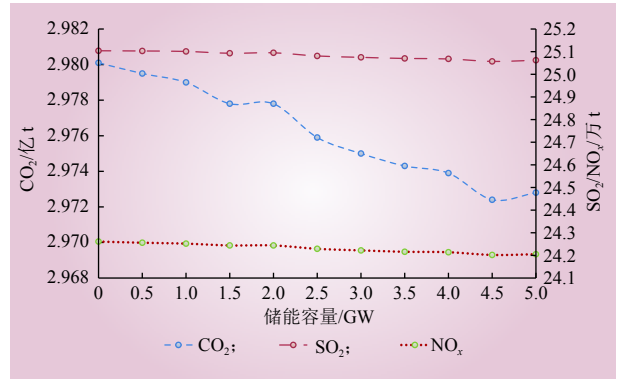
能源机组不考虑可变运行费用，因此就运行成本来说，方案3所需的花费显著低于方案1、2。

方案4在方案3的基础上加入了大规模的储能装置，显著提升了系统的可靠性与新能源消纳能力；而从运行成本来看，方案4的运行成本也显著低于方案1、2。

图4为储能容量与CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、氮氧化物3种气体排放量的关系，可以看出，随着储能容量的增加，CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>和氮氧化物气体的排放量总体上呈递减的趋势，储能从509 MW增加到5000 MW，CO<sub>2</sub>排放量降低了约70万t，SO<sub>2</sub>排放量降低了约400t，氮氧化物排放量降低了约600t。

## 5 结论

本文提出了一种考虑储能寿命的电网侧规模

图 4 电网中储能容量与CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>气体排放量的关系Fig. 4 Relationship between energy storage capacity and emissions of CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, and NO<sub>x</sub> in power grid

化电化学储能的优化规划方法，并以江苏电网实际数据为算例，通过电力系统时序运行模拟技术分析了合理配置储能装置的社会和经济效益，得到以下结论。

1) 储能装置的寿命由电池技术和充放电策略决定，并对其并网经济性有直接影响，在规划中考虑储能装置的寿命，可以在现阶段电池技术无法取得突破性进展的时期，通过合理的储能配置，更好地指导相关投资，通过良好的经济效益促进储能产业的发展。

2) 储能装置在包含新能源的电力系统中可以提升系统的新能源消纳水平与可靠性，降低系统运行成本与温室气体排放，是以新能源为主的新型电力系统中的关键技术。

3) 电化学储能装置响应快，能量密度与功率密度高，部署在电网侧可以发挥双向潮流的特性，参与电力系统中的电力电量平衡，为电网提供灵活性，在提供调峰调频等辅助服务、延缓电网升级方面具有重要意义。

本文所提出的规划方法基于电力电量平衡原则，暂未考虑安全性约束。后续工作中将研究如何在现有规划方法中加入安全性约束，从而能够统筹平衡与安全，更全面地指导电网侧电化学储能的规模化配置。

## 参考文献：

- [1] 姚良忠, 朱凌志, 周明, 等. 高比例可再生能源电力系统的协同优化



- 运行技术展望[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 36–43.
- YAO Liangzhong, ZHU Lingzhi, ZHOU Ming, *et al.* Prospects of coordination and optimization for power systems with high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(9): 36–43.
- [2] 鲁宗相, 黄瀚, 单葆国, 等. 高比例可再生能源电力系统结构形态演化及电力预测展望[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 12–18.
- LU Zongxiang, HUANG Han, SHAN Baoguo, *et al.* Morphological evolution model and power forecasting prospect of future electric power systems with high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(9): 12–18.
- [3] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171–191.
- ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, *et al.* Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(9): 171–191.
- [4] 刘军, 甘乾煜, 张泽秋, 等. 考虑储能电池运行寿命的风电功率波动平抑方法研究[J]. 电网技术, 2023, 47(5): 2098–2108.
- LIU Jun, GAN Qianyu, ZHANG Zeqiu, *et al.* Research on wind power fluctuation suppression method considering the operating life of energy storage battery[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(5): 2098–2108.
- [5] 武鸿鑫, 李爱魁, 董存, 等. 计及调频备用的储能平抑风电功率波动控制策略[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(4): 1194–1203.
- WU Hongxin, LI Aikui, DONG Cun, *et al.* Control strategy for wind power fluctuation stabilization with energy storage and frequency modulation reserve[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2023, 12(4): 1194–1203.
- [6] 徐谦, 孙轶恺, 刘亮东, 等. 储能电站功能及典型应用场景分析[J]. 浙江电力, 2019, 38(5): 3–10.
- XU Qian, SUN Yikai, LIU Liangdong, *et al.* Review of function and typical application scenario analysis for energy storage station[J]. *Zhejiang Electric Power*, 2019, 38(5): 3–10.
- [7] 中关村储能产业技术联盟 cnesa. 储能产业研究白皮书 2021(摘要版)[R]. 储能产业研究白皮书, 中国能源研究会储能专委会, 2021.
- [8] 李建林, 李雅欣, 周喜超. 电网侧储能技术研究综述[J]. 电力建设, 2020, 41(6): 77–84.
- LI Jianlin, LI Yaxin, ZHOU Xichao. Summary of research on grid-side energy storage technology[J]. *Electric Power Construction*, 2020, 41(6): 77–84.
- [9] 李相俊, 张晶琼, 何宇婷, 等. 基于自适应动态规划的储能系统优化控制方法[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1355–1362.
- LI Xiangjun, ZHANG Jingqiong, HE Yuting, *et al.* Optimal control method of energy storage system based on adaptive dynamic programming[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(5): 1355–1362.
- [10] 刘畅, 李德鑫, 吕项羽, 等. 储能电站商业运营模式探索及经济性分析[J]. 电器与能效管理技术, 2020(10): 16–20.
- LIU Chang, LI Dexin, LÜ Xiangyu, *et al.* Business model research and economic analysis of energy storage power station[J]. *Electrical & Energy Management Technology*, 2020(10): 16–20.
- [11] 闫俊辰, JOHN C CRITTENDEN. 一种基于“能量”成本的储能技术评价新方法[J]. 储能科学与技术, 2019, 8(2): 269–275.
- YAN Junchen, CRITTENDEN J C. An evaluation method of energy storage technologies based on energetic costs[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2019, 8(2): 269–275.
- [12] 李建林, 修晓青, 吕项羽, 等. 储能系统容量优化配置及全寿命周期经济性评估研究综述[J]. 电源学报, 2018, 16(4): 1–13.
- LI Jianlin, XIU Xiaoqing, LYU Xiangyu, *et al.* Review on capacity optimization configuration and life cycle economic evaluation method for energy storage system[J]. *Journal of Power Supply*, 2018, 16(4): 1–13.
- [13] 王海华, 陆冉, 曹炜, 等. 规模风电并网条件下储能系统参与辅助调峰服务容量配置优化研究[J]. 电工电能新技术, 2019, 38(6): 42–49.
- WANG Haihua, LU Ran, CAO Wei, *et al.* Optimal capacity allocation of energy storage system participating auxiliary peak regulation in large-scale wind power integration[J]. *Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy*, 2019, 38(6): 42–49.
- [14] 苏伟, 钟国彬, 徐凯琪, 等. 储能技术经济性评估方法综述[J]. 广东电力, 2019, 32(1): 29–35.
- SU Wei, ZHONG Guobin, XU Kaiqi, *et al.* Review of evaluation method for economy of energy storage technology[J]. *Guangdong Electric Power*, 2019, 32(1): 29–35.
- [15] 方仍存, 杨洁, 周奎, 等. 计及全生命周期碳成本的园区综合能源系统优化规划方法[J]. 中国电力, 2022, 55(12): 135–146.
- FANG Rengcun, YANG Jie, ZHOU Kui, *et al.* An optimal planning method for park IES considering life cycle carbon cost[J]. *Electric Power*, 2022, 55(12): 135–146.
- [16] 陈崇德, 郭强, 宋子秋, 等. 计及碳收益的风电场混合储能容量优化配置[J]. 中国电力, 2022, 55(12): 22–33.
- CHEN Chongde, GUO Qiang, SONG Ziqiu, *et al.* Optimal allocation



- of hybrid energy storage capacity of wind farm considering carbon benefits[J]. *Electric Power*, 2022, 55(12): 22–33.
- [17] POONPUN P, JEWELL W T. Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2008, 23(2): 529–534.
- [18] 房珂, 周明, 武昭原, 等. 面向低碳电力系统的长期储能优化规划与成本效益分析 [J/OL]. *中国电机工程学报*: 1–17[2023-06-26]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.221636>.
- FANG Ke, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, *et al.* Optimal planning and cost benefit analysis of long-duration energy storage for low-carbon electric power system[J/OL]. *Proceedings of the CSEE*: 1–17[2023-06-26]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.221636>.
- [19] 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.
- [20] 杜鹏. 用户侧分布式储能接入对配电网的影响研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2019.
- DU Peng. Research on the influence of distributed energy storage on the user side on distribution network[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.
- [21] 古宸嘉, 王建学, 李清涛, 等. 新能源集中并网下大规模集中式储能规划研究述评 [J]. *中国电力*, 2022, 55(1): 2–12, 83.
- GU Chenjia, WANG Jianxue, LI Qingtao, *et al.* Review on large-scale centralized energy storage planning under centralized grid integration of renewable energy[J]. *Electric Power*, 2022, 55(1): 2–12, 83.
- [22] 赵焱, 史学伟, 王莉斌, 等. 一种规模化电池储能电站功率分配策略 [J]. *电网技术*, 2022, 46(12): 5004–5012.
- ZHAO Yi, SHI Xuewei, WANG Libin, *et al.* Power distribution strategy of large-scale battery energy storage power station[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(12): 5004–5012.
- [23] 白桦, 王正用, 李晨, 等. 面向电网侧、新能源侧及用户侧的储能容量配置方法研究 [J]. *电气技术*, 2021, 22(1): 8–13.
- BAI Hua, WANG Zhengyong, LI Chen, *et al.* Research on capacity allocation method of energy storage for grid side, new energy side and user side[J]. *Electrical Engineering*, 2021, 22(1): 8–13.
- [24] 朱兰, 严正, 杨秀, 等. 风光储微网系统蓄电池容量优化配置方法研究 [J]. *电网技术*, 2012, 36(12): 26–31.
- ZHU Lan, YAN Zheng, YANG Xiu, *et al.* Optimal configuration of battery capacity in microgrid composed of wind power and photovoltaic generation with energy storage[J]. *Power System Technology*, 2012, 36(12): 26–31.
- [25] 王磊, 冯斌, 王昭, 等. 计及电池储能寿命损耗的风光储电站储能优化配置 [J]. *电力科学与工程*, 2019, 35(5): 1–6.
- WANG Lei, FENG Bin, WANG Zhao, *et al.* Optimal configuration of energy-storage capacity for wind/photovoltaic/energy-storage station considering energy-storage life loss[J]. *Electric Power Science and Engineering*, 2019, 35(5): 1–6.
- [26] 朱刘柱, 叶斌, 任曦骏, 等. 电网侧储能成本回收机制研究——以电化学储能为例 [J]. *价格理论与实践*, 2020, 437(11): 76–80.
- ZHU Liuzhu, YE Bin, REN Xijun, *et al.* Research on the cost recovery mechanism of grid-side energy storage——Taking electrochemical energy storage as example[J]. *Price: Theory & Practice*, 2020, 437(11): 76–80.
- [27] 李建林, 王上行, 袁晓冬, 等. 江苏电网侧电池储能电站建设运行的启示 [J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(21): 1–9, 103.
- LI Jianlin, WANG Shangxing, YUAN Xiaodong, *et al.* Enlightenment from construction and operation of battery energy storage station on grid side in Jiangsu power grid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(21): 1–9, 103.

#### 作者简介:

齐步洋 (1993—), 男, 博士, 助理研究员, 从事电力系统稳定性与规划技术研究, E-mail: qibuyanguom@163.com;

张宁 (1985—), 通信作者, 男, 博士, 从事电力系统稳定性与规划技术研究, E-mail: ningzhang@tsinghua.edu.cn.

(责任编辑 许晓艳)

(下转第 47 页)



## Seasonal Energy Storage Capacity Planning for Provincial Region Considering Unbalanced Seasonal Renewable Energy Generation

WU Zhen<sup>1</sup>, HUO Yanda<sup>1</sup>, ZHANG Yi<sup>1</sup>, HUANG Julong<sup>2</sup>, DAI Jianfeng<sup>1</sup>

(1. China Electric Power Planning & Engineering Institute, Beijing 100120, China; 2. China Energy Engineering Group Gansu Electric Power Design Institute Co., Ltd., Lanzhou 730050, China)

**Abstract:** With a high penetration of renewable energy, the new power system is facing the challenges of uneven seasonal power supply caused by renewable energy, and the stability of the power supply in the system is threatened. As a new flexible regulation resource, seasonal energy storage can realize long-term and large-scale energy transfer, which can be used to balance the seasonal power outputs. Reasonable allocation of seasonal energy storage at the planning stage can ensure the balance of monthly electricity and reduce the pressure on the power supply. In this paper, a planning method for seasonal energy storage is proposed. Firstly, based on the monthly meteorological information, the seasonal model of renewable energy is established. Then, by taking the minimum annual comprehensive cost of the system as the objective function and considering the operation constraints of various types of power supplies, energy storage planning/operation constraints, and annual/monthly power balance constraints, the seasonal energy storage calculation model is established to calculate the seasonal energy storage capacity. Finally, the 2050 planning scheme of a province in South China is used as an example to verify the effectiveness of the proposed method.

This work is supported by Research Project of China Energy Engineering Corporation Limited (Electrochemical Energy Storage System Integration Technology and Key Equipment, No.CEEC2021-KJZX-09).

**Keywords:** new power system; renewable energy; seasonal energy storage; capacity planning; seasonal energy transfer

(上接第 9 页)

## Planning and Assessment Method of Large-Scale Electrochemical Energy Storage in Power Grids Considering Battery Aging

QI Buyang<sup>1</sup>, ZHUO Zhenyu<sup>1</sup>, DU Ershun<sup>2</sup>, ZHANG Ning<sup>1</sup>, KANG Chongqing<sup>1</sup>

(1. State Key Lab of Control and Simulation of Power Systems and Generation Equipments (Department of Electrical Engineering, Tsinghua University), Beijing 100084, China; 2. Laboratory of Low Carbon Energy, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

**Abstract:** China will strive to peak carbon dioxide emissions before 2030 and achieve carbon neutrality before 2060, which requires the development of a power network with high penetration of renewable energy generation. With the addition of new types of load technologies and larger peak-valley difference due to the development of economy, the uncertainty and unbalance between generation and load becomes a salient problem for low-carbon power networks. Energy storage devices can provide flexibility to such power networks and are considered to be a vital part in the construction of low-carbon power systems. In this research, a planning method for large-scale electro-chemical energy storage devices in networks considering battery ageing is developed, and the assessment of energy storage based on simulation is performed. This method can provide guidance for the configuration of energy storage devices in future low-carbon power networks. The addition of energy storage can lower the cost of system operation and decrease the emission of greenhouse gases. The reliability of the system and the ability of renewable energy consumption can be enhanced.

This work is supported by Science and Technology Project of SGCC (Evaluation Technology of Reasonable Renewable Energy Accommodation Rate Under Energy Transition, No.1300-202156423A-0-0-00).

**Keywords:** energy storage aging; large-scale energy storage; new energy consumption; optimal planning; operation assessment