



基于时序运行模拟的新能源配置储能 替代火电规划模型

任大伟^{1,2}, 金晨^{1,2}, 侯金鸣^{1,2}, 肖晋宇^{1,2}, 杜尔顺³, 周原冰^{1,2}

(1. 全球能源互联网发展合作组织, 北京 100031; 2. 全球能源互联网集团有限公司, 北京 100031;
3. 清华大学 低碳能源实验室, 北京 100084)

摘 要: 随着风电、光伏自身成本不断下降, 经济性上逐步具有替代火电的条件, 同时, 随着风电、光伏替代火电规模的增加, 系统需要引入储能来应对系统不断增强的净负荷波动。为更加科学地量化评估新能源配置储能替代火电的经济性和规模, 首先建立计及电力系统灵活性需求、基于精细化时序曲线运行模拟的电源和储能联合优化规划模型, 以系统总成本最低为优化目标, 考虑投资决策约束和运行约束, 统筹优化不同成本情景下的电源和储能容量, 提出新能源配置储能替代火电的经济性分析流程。其次, 基于以上模型方法, 优化计算某区域电网高、中、低 3 种成本情景下的电源和储能容量, 并分析不同成本情景下新能源配置储能替代火电的演变过程。最后, 提出新能源配置储能不同程度替代火电的条件。

关键词: 新能源; 储能; 替代火电; 时序运行模拟; 规划模型

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202009017

0 引言

当前世界面临资源紧缺、气候变化、环境污染等一系列重大挑战, 根源是人类对化石能源的大量消耗和严重依赖。应对这些挑战是实现人类可持续发展所必须面对的问题。从本质上看, 可持续发展的核心是清洁发展, 关键是推动能源生产侧和消费侧的变革与转型^[1-2]。

随着清洁能源发电技术的快速发展、规模化效应越发显著, 发电成本持续降低, 清洁能源发电将逐步取代化石能源发电, 成为主导电源。预计 2025 年光伏、风电竞争力将超过火电; 预计 2050 年清洁能源装机占比将增至 84%, 发电量占比将增至 80%。其中, 风能、太阳能等不可调节电源的装机占比将达到 68%, 发电量占比将达到 55%, 占据主导^[2]。

随着风电、光伏成本不断下降, 经济性上逐步具备替代火电的条件, 同时, 随着风电、光伏

替代火电规模的增加, 系统需要引入储能作为灵活性调节资源, 来应对系统不断增强的净负荷(等于用电负荷减去风电、光伏等波动性电源出力)波动^[3-6]。从系统调节能力的角度来看, 新能源配置储能替代火电是否具有经济性, 能够多大程度替代火电, 需要建立计及系统灵活性需求的电源和储能联合优化规划模型, 以更加科学的方法量化评估新能源配置储能替代火电的经济性, 在保障电力平衡的同时, 降低用电成本^[7-11]。目前, 针对高比例新能源电力系统的规划和运行, 已有学者开展了不少研究^[12-16]。文献^[17]介绍了灵活性定量评价指标体系, 提出了电力系统灵活性协调规划的核心内容及求解思路; 文献^[18]引入灵活性指标量化评估源荷储多类型灵活性资源的调节潜力并作为优化决策变量纳入规划模型, 建立了以全周期投资成本最小为目标的高比例可再生能源电源规划模型; 文献^[19]提出了源储荷一体化的广义灵活电源概念, 建立了含资源投资决策和运行模拟校验的双层统筹规划模型; 文献^[20]从可再生能源的强不确定性、可再生能源消纳压力、高度电力电子化与交直流混联等 3 方面分析了高比例可再生能源并网对输电网规划评价与决策的影响。已有研究主要侧重电力系统灵

收稿日期: 2020-09-03; 修回日期: 2020-10-21。

基金项目: 国家自然科学基金青年基金资助项目(51907100); 全球能源互联网集团有限公司科技项目(2700/2020-75001)。

活性规划模型研究，未能针对电力系统清洁化转型中新能源配置储能替代火电此社会热点问题开展专题分析和深入研究。

本文首先建立基于精细化时序曲线运行模拟的电源和储能联合规划模型，以系统总成本最低为优化目标，考虑投资决策约束和运行约束，统筹优化不同成本情景下的电源和储能容量。其次，优化计算某区域电网高、中、低 3 种成本情景下的电源和储能容量，分析不同成本情景下新能源配置储能替代火电的演变过程。最后，提出新能源配置储能不同程度替代火电的条件，为未来电源和储能规划提供技术支撑。

1 电源和储能联合规划模型及求解流程

1.1 电源和储能联合规划模型

计及电力系统灵活性需求基于精细化时序曲线运行模拟的电源和储能联合优化规划模型，以系统总成本最低为优化目标，可考虑电源、电网及储能容量和预算等投资决策约束和常规火电爬坡和启停、线路输送功率、储能充放电、发电-负荷平衡等运行约束，可统筹优化系统目标水平年或不同成本情景下的电源、电网及储能的结构及容量^[7]。新能源配置储能替代火电的经济性分析中，可确定其他电源和电网互联容量，仅优化火电、新能源和储能容量。

1.1.1 目标函数

目标函数为系统总成本 C_{sys} 最小，即

$$\min C_{\text{sys}} = C_{\text{gen}}^{\text{inv}} + C_{\text{line}}^{\text{inv}} + C_{\text{sto}}^{\text{inv}} + C_{\text{sys}}^{\text{oper}} \quad (1)$$

式中： $C_{\text{gen}}^{\text{inv}}$ 、 $C_{\text{line}}^{\text{inv}}$ 、 $C_{\text{sto}}^{\text{inv}}$ 、 $C_{\text{sys}}^{\text{oper}}$ 分别为电源、电网、储能的成本和投资成本和系统的运行成本。

投资成本为

$$C_{\text{gen}}^{\text{inv}} = \sum_{i=1}^{N_g} C_{g,i}^{\text{inv}} G_i + \sum_{j=1}^{N_w} C_{w,j}^{\text{inv}} W_j + \sum_{k=1}^{N_p} C_{p,k}^{\text{inv}} P_k + \sum_{s=1}^{N_h} C_{h,s}^{\text{inv}} H_s \quad (2)$$

$$C_{\text{line}}^{\text{inv}} = \sum_{i=1}^{N_l} C_{l,i}^{\text{inv}} L_i \quad (3)$$

$$C_{\text{sto}}^{\text{inv}} = \sum_{i=1}^{N_s} C_{s,i}^{\text{inv}} S_i \quad (4)$$

式中： N_g 、 N_w 、 N_p 、 N_h 、 N_l 、 N_s 分别为火电、风电、光伏、水电、电网、储能的数量； $C_{g,i}^{\text{inv}}$ 、 $C_{w,j}^{\text{inv}}$ 、 $C_{p,k}^{\text{inv}}$ 、 $C_{h,s}^{\text{inv}}$ 、 $C_{l,i}^{\text{inv}}$ 、 $C_{s,i}^{\text{inv}}$ 分别为火电 i 、风电 j 、光伏 k 、水电 s 、电网 i 、储能 i 的单位投资成本； G_i 、 W_j 、 P_k 、 H_s 、 L_i 、 S_i 分别为火电 i 、风电 j 、光伏 k 、水电 s 、电网 i 、储能 i 的容量。

系统可变运行成本包括火电机组的启停成本、火电（含核电）机组的可变运行成本（燃料成本）和系统的切负荷成本，即

$$C_{\text{sys}}^{\text{oper}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} (C_{g,i}^{\text{ud}} g_{i,t}^{\text{up}} + C_{g,i} g_{i,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_d} C_{d,j}^{\text{cut}} d_{j,t}^{\text{cut}} \quad (5)$$

式中： T 、 N_d 分别为时段数和负荷数； $C_{g,i}^{\text{ud}}$ 、 $C_{g,i}$ 分别为火电 i 的单位启停成本和单位发电成本； $C_{d,j}^{\text{cut}}$ 为负荷 j 的单位切负荷成本； $g_{i,t}^{\text{up}}$ 、 $g_{i,t}$ 分别为火电 i 在时刻 t 的启停容量和出力； $d_{j,t}^{\text{cut}}$ 为负荷 j 在时刻 t 的切负荷量。

风电、光伏等新能源和储能的可变运行成本为零，且不考虑新能源弃电量惩罚成本。新能源配置储能替代火电的经济性分析中，常规电源（除火电）和电网投资成本已确定，仅优化火电、新能源、储能投资成本和系统可变运行成本。

1.1.2 投资决策约束

投资决策约束主要包括常规机组、新能源机组、电网及储能的可建容量和系统供电充裕度等约束。系统供电充裕度约束为

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_d} d_{i,t}^{\text{cut}} \leq \beta \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_d} d_{i,t} \quad (6)$$

式中： $d_{i,t}$ 为时刻 t 负荷 i 大小； β 为供电充裕度，一般要求切负荷量小于负荷总量的万分之一。新能源配置储能替代火电的经济性分析中，其他电源（除火电）和电网容量确定，仅考虑火电、新能源和储能可建容量约束。

1.1.3 运行模拟约束

运行模拟约束主要包括发电-负荷平衡、线路输送功率、储能充放电、常规机组和新能源出力等约束。

发电-负荷平衡约束为

$$\sum_{i \in \Omega_n^g} g_{i,t} + \sum_{j \in \Omega_n^h} h_{j,t} + \sum_{k \in \Omega_n^w} w_{k,t} + \sum_{m \in \Omega_n^p} p_{m,t} - \sum_{b \in \Omega_n^s} l_{b,t} + \sum_{a \in \Omega_n^r} l_{a,t} + \sum_{c \in \Omega_n^s} (s_{c,t}^{\text{dis}} - s_{c,t}^{\text{cha}}) = \sum_{f \in \Omega_n^d} (d_{f,t} - d_{f,t}^{\text{cut}}) \quad (7)$$



式中： Ω_n^g 、 Ω_n^h 、 Ω_n^w 、 Ω_n^p 、 Ω_n^s 、 Ω_n^d 分别为区域 n 中火电、水电、风电、光伏、储能、负荷的集合； Ω_n^s 、 Ω_n^r 分别为从区域 n 送出和受入的电网集合； $h_{j,t}$ 、 $w_{k,t}$ 、 $p_{m,t}$ 分别为时刻 t 水电 j 、风电 k 和光伏 m 的出力； $l_{b,t}$ 、 $s_{c,t}^{\text{dis}}$ 、 $s_{c,t}^{\text{cha}}$ 分别为时刻 t 电网 b 的潮流、储能 c 的放电和充电功率，均为决策变量。

线路输送功率不应超过输电容量，多区域电网互联一般采用线路协议送电模式，即指定线路输送功率 L 。线路输送功率约束为

$$-L \leq l_t \leq L \quad (8)$$

新能源出力约束为

$$\begin{cases} 0 \leq w_t \leq \omega_{w,t} W \\ 0 \leq p_t \leq \omega_{p,t} P \end{cases} \quad (9)$$

式中： $\omega_{w,t}$ 、 $\omega_{p,t}$ 分别为时刻 t 风电、光伏的预测出力。

储能充放电约束为

$$\begin{cases} 0 \leq s_{i,t}^{\text{dis}}, s_{i,t}^{\text{cha}} \leq S_i \\ E_{s,i,t} - E_{s,i,t-1} \leq \eta_{s,i} s_{i,t}^{\text{cha}} - s_{i,t}^{\text{dis}} / \eta_{s,i} \\ 0 \leq E_{s,i,t} \leq T_{s,i} S_i \end{cases} \quad (10)$$

式中： $E_{s,i,t}$ 为时刻 t 储能 i 的荷电状态； $\eta_{s,i}$ 为储能 i 充放电效率； $T_{s,i}$ 为储能 i 持续充放电时间。要求储能充放电功率不超过装机容量，储能充放电过程满足储能设备的能量平衡，储能充放电量不超过其能量容量。

火电机组的爬坡和启停约束为

$$\begin{cases} 0 \leq g_{i,t} \leq G_i \\ -\alpha_{g,i}^{\text{dow}} G_i \leq g_{i,t} - g_{i,t-1} \leq \alpha_{g,i}^{\text{up}} G_i \\ \lambda_{g,i} O_{g,i,t} \leq g_{i,t} \leq O_{g,i,t} \\ O_{g,i,t} = O_{g,i,t-1} + g_{i,t}^{\text{on}} - g_{i,t}^{\text{off}} \\ O_{g,i,t} \geq \sum_{\tau=1}^{T_{\text{on}}} g_{i,t-\tau}^{\text{on}} \\ O_{g,i,t} \leq G_i - \sum_{\tau=1}^{T_{\text{off}}} g_{i,t-\tau}^{\text{off}} \end{cases} \quad (11)$$

式中： $\alpha_{g,i}^{\text{dow}}$ 、 $\alpha_{g,i}^{\text{up}}$ 分别为火电 i 的下调和上调爬坡速率； $O_{g,i,t}$ 为火电 i 在时刻 t 的在线开机容量； $\lambda_{g,i}$ 为火电 i 的最小出力比例； $g_{i,t}^{\text{on}}$ 、 $g_{i,t}^{\text{off}}$ 分别为火电 i 在时刻 t 的开机容量和停机容量； T_{on} 、 T_{off} 分别为火电的最短开机时间和停机时间。要求火电出力不超过装机容量，满足爬坡速率限制，火电的出力不超过在线开机容量，出力不低于在线火电容量决定的最小出力，火电在线装机容量、开

机容量与停机容量之间的关系，火电的最短开机时间和最短停机时间限制。

水电除了需要满足如火电的爬坡速率要求外，还需要满足水电电量约束，即

$$\begin{cases} 0 \leq h_{i,t} \leq H_i \\ -\alpha_{h,i}^{\text{dow}} H_i \leq h_{i,t} - h_{i,t-1} \leq \alpha_{h,i}^{\text{up}} H_i \\ 0 \leq \sum_{t=1}^{N_m} h_{i,t} \leq E_{h,i}^m \end{cases} \quad (12)$$

式中： $\alpha_{h,i}^{\text{dow}}$ 、 $\alpha_{h,i}^{\text{up}}$ 分别为水电 i 的下调和上调爬坡速率； N_m 为月度时段数； $E_{h,i}^m$ 为月度最大发电量。

1.2 求解方法及流程

以上模型属于混合整数线性规划模型，可使用 CPLEX 商业软件进行优化求解。新能源配置储能替代火电的经济性分析步骤如下。

(1) 确定不同边界条件。根据规划方案和预测，确定目标年的负荷水平及特性、新能源出力特性、电网结构及成本、不同阶段的电源结构及成本、不同阶段的储能技术特性及成本等多种边界条件。

(2) 开展优化分析。以用电成本最低为优化目标，考虑供电可靠性和电力电量平衡等约束，开展全年逐小时的生产模拟，以火电、新能源（风电、光伏容量按照系统经济最优进行增加）、储能容量为优化变量，优化求解火电、新能源和储能的未来发展需求。

(3) 得出分析结论。基于步骤 (2) 的优化计算结果，分析新能源配置储能替代火电的经济性，提出火电、新能源和储能的发展建议。

2 算例分析

以某区域电网 2025 年的电源、电网规划为基础^[21]，优化计算电源和储能高、中、低 3 种成本情景（分别对应 2025 年、2035 年和 2050 年成本预测水平）下，该区域电网的火电、新能源和储能容量，并分析新能源配置储能替代火电的经济性。

2.1 边界条件

负荷方面，基于该区域的历史负荷特性和 2025 年的最大负荷预测，得到该区域 2025 年的 8 760 h 负荷曲线，负荷年利用小时数约 6 750 h。计算中系统的切负荷量小于全年负荷量的万分

之一。

电源和储能方面，基于“十四五”电力规划相关研究^[21]，得到该区域 2025 年的电源装机容量。高、中、低 3 种成本情景（分别对应 2025 年、2035 年和 2050 年成本预测水平^[3]）下电源和储能的单位投资成本和可变运行成本如表 1 所示。根据火电的实际运行情况，计算中暂不考虑火电启停和火电检修。不同类型电源和储能的调节能力如表 2 所示。水电丰、枯期的发电能力如表 3 所示。基于全球清洁能源开发评估平台和上述规划研究，可得到该区域风电、光伏的特性曲线和利用小时数及水电的出力特性，总体来看，该区域风资源特性较好，风电可利用小时数为 2 700~2 900 h，光资源特性中等，光伏可利用小时数为 1 700~1 800 h，水资源特性一般，水电可利用小时数为 3 400~3 600 h。

表 1 电源和储能的成本

Table 1 The cost of power generation and energy storage

类型	装机容量/ 万kW	高、中、低3种情景下的 投资成本/(元·kW ⁻¹)	可变运行成本/ (元·(kW·h) ⁻¹)
火电	8 895	3 300	0.18
气电	10	2 700	0.40
水电	912	11 000	0.00
抽蓄	710	5 600	0.00
核电	914	16 000	0.10
生物质 及其他	666	16 000	0.00
风电	6 371	6 500/5 500/4 200	0.00
光伏	1 651	3 600/3 000/1 800	0.00
电化学 储能	—	10 500/6 000/3 200(6 h)	0(已考虑 充放电效率)

表 2 电源和储能的调节能力

Table 2 The adjustment ability of power generation and energy storage

类型	调节能力标么值
火电	0.40~0.95（非供暖期）0.6~0.9（供暖期）
气电	0.10~0.95
水电	0.3~1.0
抽蓄	-1.0~1.0
核电	0.9~1.0
生物质及其他	0.9~1.0
储能	-1.0~1.0

表 3 水电丰、枯期发电能力

Table 3 The hydropower generation capacity in wet and dry periods

时段	发电能力/%
7月至9月（丰期）	0.75~0.85
11月至次年2月（枯期）	0.18~0.33
其他月份	0.18~0.60

电网互联方面，基于“十四五”电力规划相关研究^[21]，可知该区域 2025 年的电网互联结构、容量及送电特性，总体来看，该区域电网为外送型电网，联络线送电特性中全部为火电。

2.2 优化分析

以下经济性分析中，情景设计思路如下。

（1）基础情景。在 2025 年规划电源装机容量、电源和储能成本的边界下，只优化储能容量，形成基础情景优化结果，标记为情景 0。

（2）高成本情景。在情景 0 的边界基础上，减少火电开机至较低容量，电源和储能采用高成本（对应 2025 年成本水平），形成新的边界，标记为情景 1，联合优化火电、风电、光伏和储能容量；在情景 1 的边界基础上，不优化火电容量，只优化风电、光伏和储能容量，形成情景 2 的优化结果。

（3）中成本情景。在情景 0 的边界基础上，减少火电开机至较低容量（同情景 1），电源和储能采用中成本（对应 2035 年成本水平），形成新的边界，标记为情景 3，联合优化火电、风电、光伏和储能容量。在情景 3 的边界基础上，不优化火电容量，只优化风电、光伏和储能容量，形成场景 4 的优化结果。

（4）低成本情景。在情景 0 的边界基础上，减少火电开机至较低容量（同情景 1 和 3），电源和储能采用低成本（对应 2050 年成本水平），形成新的边界，标记为情景 5，联合优化火电、风电、光伏和储能容量。在情景 5 的边界基础上，减少火电开机至零容量，电源和储能采用低成本（对应 2050 年成本水平），形成新的边界，标记为情景 6。

2.2.1 基础情景

基础情景（情景 0）下，仅优化该区域电网的储能容量，计算结果如表 4 所示，该区域电网 2025 年火电、风电、光伏、储能装机容量分别为



8 895 万、6 371 万、1 651 万、268 万 kW，储能与新能源装机容量比为 0.033，火电、新能源发电量占比分别为 55.8% 和 24.3%，火电、新能源+储能的度电成本分别为 0.321、0.466 元/（kW·h），用电成本为 0.325 元/（kW·h）。

表 4 基础情景优化结果
Table 4 The optimization results of basic scenarios

电源类型	装机/万kW	装机占比/%	发电量占比/%	度电成本/(元·(kW·h) ⁻¹)	弃风或弃光率/%
火电	8 895	44.2	55.8	0.321	—
风电	6 371	31.7	20.8	0.313	14.1
光伏	1 651	8.2	3.5	0.280	11.9
储能	268	1.3	—	—	—

2.2.2 高成本情景

（1）情景 1。在情景 0 的边界基础上，电源和储能成本保持不变，减少火电装机容量至 7 000 万 kW，开展火电、风电、光伏及储能联合优化规划，计算结果如表 5 所示。与情景 0 优化结果相比，火电装机容量减少至 8 205 万 kW，风电和光伏装机容量未变，储能容量增加至 848 万 kW，储能与新能源装机容量比增加至 0.106，火电发电量占比减少至 54.3%，新能源发电量占比增加至 25.8%，用电成本降低至 0.324 元/（kW·h），可知源储联合优化可减少用电成本。火电、新能源+储能度电成本分别为 0.314、0.338 元/（kW·h），新能源+储能度电成本高于火电度电成本，因此新增的电源装机中，全部是经济性较好的火电机组。

（2）情景 2。在情景 1 的边界基础上，不优化火电的新增装机容量，只优化风电、光伏的新增装机容量和储能容量，即利用新能源+储能进一步替代火电，计算结果如表 6 所示。与情景 1 的优化结果相比，火电装机容量减少了 1 205 万 kW，

表 5 情景1 优化结果
Table 5 The optimization results of scenario 1

电源类型	装机/万kW	装机占比/%	发电量占比/%	度电成本/(元·(kW·h) ⁻¹)	弃风或弃光率/%
火电	8 205	42.2	54.3	0.314	—
风电	6 371	32.8	22.1	0.295	8.9
光伏	1 651	8.5	3.7	0.267	7.6
储能	848	4.4	—	—	—

光伏装机容量增加了 2 537 万 kW，储能容量增加了 2 631 万 kW，储能与新能源装机容量比增加至 0.329，火电发电量占比减少至 47.1%，新能源发电量占比增加至 33%，用电成本提高至 0.354 元/（kW·h），提高 9.3%，火电、新能源+储能度电成本分别为 0.311、0.424 元/（kW·h），新能源+储能度电成本提高 25.4%。分析可知，从系统平衡的角度来看，替代 1 205 万 kW 火电，需要 2 537 万 kW 光伏和 2 631 万 kW 储能，替代比例约为 1：2.1 和 1：2.2，由于储能容量大幅增加，储能与新能源装机容量比增加，新能源和储能度电成本明显高于火电度电成本，该高成本情景下，利用新能源+储能替代火电，将增加用电成本，因此不具经济性。

表 6 情景2 优化结果
Table 6 The optimization results of scenario 2

电源类型	装机/万kW	装机占比/%	发电量占比/%	度电成本/(元·(kW·h) ⁻¹)	弃风或弃光率/%
火电	7 000	33.7	47.1	0.311	—
风电	6 371	30.7	23.5	0.277	2.9
光伏	4 188	20.2	9.5	0.265	6.9
储能	3 479	16.8	—	—	—

2.2.3 中成本情景

（1）情景 3。在情景 0 的边界基础上，电源和储能采用中成本情景，减少火电装机至 7 000 万 kW，重新优化火电、风电、光伏的新增装机容量和储能容量，计算结果如表 7 所示。与情景 0 和情景 1 的优化结果相比，火电装机容量减少至 7 778 万 kW，光伏装机容量增加至 2 337 万 kW，储能容量增加至 1 792 万 kW，储能与新能源装机容量比增加至 0.206，火电发电量占比减少为 51.9%，新能源发电量占比增加为 28.3%，用电成本降低至 0.302 元/（kW·h），火电、新能源+储能

表 7 情景3 优化结果
Table 7 The optimization results of scenario 3

电源类型	装机/万kW	装机占比/%	发电量占比/%	度电成本/(元·(kW·h) ⁻¹)	弃风或弃光率/%
火电	7 778	39.5	51.9	0.312	—
风电	6 371	32.4	23.0	0.207	4.9
光伏	2 337	11.9	5.3	0.192	6.4
储能	1 792	9.1	—	—	—



度电成本分别为 0.312、0.256 元/（kW·h）。随着新能源和储能成本的下降，新能源+储能度电成本低于火电度电成本，因此新增的电源装机中，将从情景 1 的只增加火电过渡到增加火电、光伏+储能，新能源+储能逐步替代火电。

（2）情景 4。在情景 3 的边界基础上，不优化火电的新增装机容量，只优化风电、光伏的新增装机容量和储能容量，即利用新能源+储能进一步替代火电，计算结果如表 8 所示。与情景 3 的优化结果相比，火电装机容量减少了 778 万 kW，光伏装机容量增加了 1 851 万 kW，储能容量增加了 1 687 万 kW，储能与新能源装机容量比增加至 0.329，火电发电量占比减少至 47%，新能源发电量占比增加至 33.1%，用电成本提高至 0.308 元/（kW·h），提高 2%，火电、新能源+储能度电成本分别为 0.311、0.284 元/（kW·h），新能源+储能度电成本提高 10.9%。分析可知，从系统平衡的角度来看，替代 778 万 kW 火电，需要 1 851 万 kW 光伏和 1 687 万 kW 储能，替代比例约为 1：2.4 和 1：2.2。随着新能源+储能进一步替代火电，同样装机容量的新能源需要配置更多的储能，才能为系统提供足够的调节能力，新能源+储能度电成本逐步提高，不再具有经济性。因此，该成本情景下，新能源+储能替代火电具有经济性，但存在边际效应。

表 8 情景4 优化结果
Table 8 The optimization results of scenario 4

电源类型	装机/万kW	装机占比/%	发电量占比/%	度电成本/(元·kW·h ⁻¹)	弃风或弃光率/%
火电	7 000	33.7	47.0	0.311	—
风电	6 371	30.7	23.6	0.201	2.1
光伏	4 188	20.2	9.5	0.192	6.3
储能	3 479	16.8	—	—	—

2.2.4 低成本情景

（1）情景 5。在情景 0 的边界基础上，电源和储能采用低成本情景，减少火电装机至 7 000 万 kW，重新优化火电、风电、光伏的新增装机容量和储能容量，计算结果如表 9 所示。与情景 0、1、3 的优化结果相比，火电装机容量减少至 7 000 万 kW，光伏装机容量增加至 7 317 万 kW，储能容量增加至 3 322 万 kW，储能与新能源装机容量

比增加至 0.243，火电发电量占比减少至 42.3%，新能源发电量占比增加至 38.1%，用电成本降低为 0.273 元/（kW·h），火电、新能源+储能度电成本分别为 0.326、0.180 元/（kW·h），新能源+储能度电成本等于火电的可变运行成本。随着新能源和储能成本的下降，新能源+储能度电成本低于火电可变运行成本，因此新增的电源装机中，将从情景 3 的增加火电、光伏+储能过渡到只增加光伏+储能，新能源+储能具备大规模替代火电的条件。

表 9 情景5 优化结果
Table 9 The optimization results of scenario 5

电源类型	装机/万kW	装机占比/%	发电量占比/%	度电成本/(元·kW·h ⁻¹)	弃风或弃光率/%
火电	7 000	29.3	42.3	0.326	—
风电	6 371	26.7	23.2	0.157	3.8
光伏	7 317	30.6	14.9	0.120	15.5
储能	3 322	13.9	—	—	—

（2）情景 6。在情景 5 的边界基础上，减少火电装机至 0，重新优化火电、风电、光伏的新增装机容量和储能容量，即利用新能源+储能进一步替代火电，计算结果如表 10 所示。与情景 5 的优化结果相比，火电装机容量减少了 1 488 万 kW，光伏装机容量增加了 6 790 万 kW，储能容量增加了 3 073 万 kW，储能与新能源装机容量比增加至 0.312，火电发电量占比减少至 29.8%，新能源发电量占比增加至 51.1%，超过一半，用电成本减少至 0.268 元/（kW·h），降低 1.8%，火电、新能源+储能度电成本分别为 0.341、0.19 元/（kW·h），新能源+储能度电成本提高 5.5%。分析可知，从系统平衡的角度来看，替代 1 488 万 kW 火电，需要 6 790 万 kW 光伏和 3 073 万 kW 储能，替代比例约为 1：4.6 和 1：2.1。同样，随着新能源+储能进一步替代火电，新能源+储能度电成本逐步提高，与火电装机达到新的经济性平衡点。

在低成本情景下，新能源装机占比约 70%，发电量占比超过 50%，只有新能源和储能成本进一步下降，才能更近一步替代火电。

对比情景 1~6 的优化结果可知，不同成本情景下，火电和新能源配置储能两者存在合理配比，偏好任何一方，都将带来用电成本提高；对比情景 1、3、5 可知，当新能源配置储能度电成



表 10 情景6 优化结果
Table 10 The optimization results of scenario 6

电源 类型	装机/ 万kW	装机 占比/%	发电量 占比/%	度电成本/ (元·(kW·h) ⁻¹)	弃风或 弃光率/%
火电	5 512	18.9	29.8	0.341	—
风电	6 371	21.8	23.0	0.156	3.2
光伏	14 107	48.3	28.1	0.121	16.7
储能	6 395	21.9	—	—	—

本低于火电度电成本，新能源配置储能替代火电逐步具备经济性，当新能源配置储能度电成本低于火电可变运行成本（燃料成本），新能源配置储能可大规模替代火电，但也存在边际效应；对比情景 2、4、6 中的替代比可知，随着新能源配置储能替代火电比例的增加，同样装机容量的火电需要更多容量的新能源和储能来替代，才能保证系统充足的调节能力，当替代比例达到一定比例后，相对于火电，新能源配置储能又将不具经济性，即新能源配置储能替代火电将越来越难。

3 结论及建议

本文建立了基于精细化时序曲线运行模拟的电源和储能联合规划模型，以系统总成本最低为优化目标，考虑投资决策约束和运行约束，可统筹优化不同成本情景下的电源和储能容量。详细计算了某区域电网高、中、低 3 种成本情景下的电源和储能容量，分析了不同成本情景下新能源配置储能替代火电的演变过程。得出结论如下。

（1）新能源配置储能替代火电，需要从装机容量、发电量、调节能力 3 个方面来综合考虑。装机容量方面，1 kW 光伏和 1 kW 储能相当于 1 kW 火电；发电量方面，火电、光伏年利用小时数分别按照 4 500、1 500 h 考虑，3 kW 光伏和 1.0 kW 储能相当于 1 kW 火电；调节能力方面，需要结合装机结构、负荷特性、成本等边界条件具体分析，如情景 2 中，替代 1.0 万 kW 火电，需要 2.1 万 kW 光伏和 2.2 万 kW 储能；情景 6 中，替代 1.0 万 kW 火电，需要 4.6 万 kW 光伏和 2.1 万 kW 储能。

（2）当新能源配置储能度电成本低于火电度电成本后，逐渐具备替代火电的经济性。当新能源配置储能度电成本低于火电可变运行成本（燃

料成本），可大规模替代火电。当新能源和储能成本下降至 2050 年成本水平后，从整个系统来看，无论是新增火电机组还是提高存量火电机组的利用率，新能源配置储能都将极具经济性，可大规模替代火电机组，但也存在边际效应。

（3）随着新能源配置储能替代火电比例的提高，同样装机容量的火电需要更多容量的新能源和储能来替代，才能为系统提供足够的调节能力，因此新能源配置储能度电成本又会逐渐提高，达到一定比例后，新能源+储能相比火电不再具有经济性，即新能源配置储能替代火电将越来越难。

参考文献：

[1] 刘振亚. 全球能源互联网 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.

[2] 全球能源互联网发展合作组织. 全球能源互联网骨干网架研究 [R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2018.

[3] 全球能源互联网发展合作组织. 大规模储能技术发展路线图 [R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2020.

[4] 赵东元, 胡楠, 傅靖, 等. 提升新能源电力系统灵活性的中国实践及发展路径研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 1-8.
ZHAO Dongyuan, HU Nan, FU Jing, *et al.* Research on the practice and road map of enhancing the flexibility of a new generation power system in China [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 1-8.

[5] 罗庆, 张新燕, 罗晨, 等. 新能源发电中储能综合利用的优化评估 [J]. 智慧电力, 2020, 48(9): 51-55, 62.
LUO Qing, ZHANG Xinyan, LUO Chen, *et al.* Optimal evaluation of energy storage comprehensive utilization in new energy generation [J]. Smart Power, 2020, 48(9): 51-55, 62.

[6] 国家电网公司“电网新技术前景研究”项目咨询组. 大规模储能技术在电力系统中的应用前景分析 [J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 3-8, 30.
Consulting Group of State Grid Corporation of China to Prospects of New Technologies in Power Systems. An analysis of prospects for application of large-scale energy storage technology in power systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 3-8, 30.

[7] 白帆, 陈红坤, 陈磊, 等. 基于确定型评价指标的电力系统调度灵活性研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 52-60.
BAI Fan, CHEN Hongkun, CHEN Lei, *et al.* Research on dispatching

- flexibility of power system based on deterministic evaluation index[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(10): 52–60.
- [8] 张宁, 代红才, 胡兆光, 等. 考虑系统灵活性约束与需求响应的源网荷协调规划模型[J]. *中国电力*, 2019, 52(2): 61–69.
- ZHANG Ning, DAI Hongcai, HU Zhaoguang, *et al.* A source-grid-load coordinated planning model considering system flexibility constraints and demand response[J]. *Electric Power*, 2019, 52(2): 61–69.
- [9] NGUYEN H N T, ZHANG C S, MAHMUD M A. Optimal coordination of G2V and V2G to support power grids with high penetration of renewable energy[J]. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 2015, 1(2): 188–195.
- [10] ZHANG Y, GUO B, ZHANG T. MPC based approach for reliable power system energy management with high penetration level of renewable energy resources[J]. *Advanced Materials Research*, 2014, 986/987: 371–376.
- [11] MA J, SILVA V, BELHOMME R, *et al.* Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013, 4(1): 200–209.
- [12] 龚晓琴, 王进, 王珑, 等. 含电转气的电-气互联综合能源系统低碳经济运行[J]. *电力科学与技术学报*, 2020, 35(2): 76–83.
- GONG Xiaoqin, WANG Jin, WANG Long, *et al.* Low-carbon economic operation for integrated electricity and natural-gas energy system with power-to-gas[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2020, 35(2): 76–83.
- [13] SUGIHARA H, YAMAGUCHI N, TSUYOSHI F. Notice of removal: dynamic optimal power flow in transmission networks with high penetration of intermittent renewable energy sources [C]//2015 54th Annual Conference of the Society of Instrument and Control Engineers of Japan (SICE). Hangzhou, China. IEEE, 2015: 860–863.
- [14] ZHENG S, QIAN G. Overview of hydro-wind-solar power complementation development in China[J]. *Global Energy Interconnection*, 2019, 2(4): 285–289.
- [15] WEISS T, PAPAPETROU M, WÄNN A, *et al.* Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable Energy [C]//7th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2012). 2012.
- [16] SHIGENOBU R, NOORZAD A S, MUARAPAZ C, *et al.* Optimal operation and management for smart grid subsumed high penetration of renewable energy, electric vehicle, and battery energy storage system[J]. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 2016, 17(2): 173–189.
- [17] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(13): 147–158.
- LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(13): 147–158.
- [18] 徐唐海, 鲁宗相, 乔颖, 等. 源荷储多类型灵活性资源协调的高比例可再生能源电源规划[J]. *全球能源互联网*, 2019, 2(1): 27–34.
- XU Tanghai, LU Zongxiang, QIAO Ying, *et al.* High penetration of renewable energy power planning considering coordination of source-load-storage multi-type flexible resources[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2019, 2(1): 27–34.
- [19] 李海波, 鲁宗相, 乔颖. 源荷储一体化的广义灵活电源双层统筹规划[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(21): 46–54, 104.
- LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying. Bi-level optimal planning of generation-load-storage integrated generalized flexibility resource[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(21): 46–54, 104.
- [20] 程耀华, 张宁, 王佳明, 等. 面向高比例可再生能源并网的输电网规划方案综合评价[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(3): 33–42, 57.
- CHENG Yaohua, ZHANG Ning, WANG Jiaming, *et al.* Comprehensive evaluation of transmission network planning for integration of high-penetration renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(3): 33–42, 57.
- [21] 全球能源互联网发展合作组织. 中国“十四五”电力发展规划研究[R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2020.

作者简介:

任大伟(1983—), 男, 通信作者, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统分析、规划和控制、电力系统储能研究, E-mail: dawei-ren@geidco.org;

金晨(1990—), 男, 博士, 工程师, 从事电力系统规划、电力系统储能研究, E-mail: chen-jin@geidco.org.

(责任编辑 许晓艳)



Planning Model for Renewable Energy with Energy Storage Replacing Thermal Power Based on Time Series Operation Simulation

REN Dawei^{1,2}, JIN Chen^{1,2}, HOU Jinming^{1,2}, XIAO Jinyu^{1,2}, DU Ershun³, ZHOU Yuanbing^{1,2}

(1. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, Beijing 100031, China; 2. Global Energy Interconnection Group Co., Ltd., Beijing 100031, China; 3. Laboratory of Low Carbon Energy, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: As the cost for wind power and photovoltaic power generation continues to decline, the economic conditions are gradually becoming feasible for wind power and photovoltaic power to replace thermal power. At the same time, as the scale for wind power and photovoltaic power to replace the thermal power increases, the power system needs to introduce energy storage to cope with the increasing net load fluctuations of the power system. In order to quantify and evaluate the economy and scale for renewable energy with energy storage to replace thermal power in a more scientific way, this paper firstly established a joint power generation and energy storage optimization planning model based on the operation simulation of refined time series curves with consideration of the flexibility requirements of the power system. By taking the lowest total system cost as the optimization goal and considering the investment decision-making constraints and operation constraints, the proposed model can coordinate and optimize the capacities of power generation and energy storage under different cost scenarios. The economic analysis process for renewable energy with energy storage to replace thermal power is proposed. Secondly, the proposed model and method were used to optimize the power generation and energy storage capacities for a regional power grid under three scenarios of high-, medium-, and low-cost, and the evolution process for renewable energy with energy storage to replace the thermal power under different cost scenarios was quantitatively analyzed. Finally, the conditions for renewable energy with energy storage to replace thermal power in varying degrees are proposed.

This work is supported by Youth of National Natural Science Foundation of China (No. 51907100), Science and Technology Project of Global Energy Interconnection Group Co., Ltd. (No.2700/2020-75001).

Keywords: renewable energy; energy storage; replacing thermal power; time series operation simulation; planning model

(上接第 10 页)

Qinghai Energy Demand Forecasting and Development Strategy Research under the Background of Construction of Clean Energy Demonstration Province

LI Hongxia, ZHANG Xiangcheng, LI Fang, ZHANG Haining, LI Nan, MA Xue

(Green Energy Development Research Institute, State Grid Qinghai Electric Power Company, Xining 810008, China)

Abstract: In 2018, Qinghai Province was approved to build the National Clean Energy Demonstration Province and proposed the "Qinghai Province National Clean Energy Demonstration Province Work Plan (2018-2020)" in the same year. The work plan takes the greenness, high efficiency and safety as the overall goal, and promotes the revolution in energy production and consumption, so as to make a contribution to the clean transition of China's energy and the construction of a modern energy system. Under this background, a study is made on the Qinghai energy demand forecasting and clean development strategy under the background of clean energy demonstration province construction. Firstly, the paper analyzes the current status and challenges of clean energy development in Qinghai Province. Then, a DMDE-BPNN hybrid prediction model is established by optimizing the BP neural network prediction model with the double mutation differential evolution algorithm. By taking Qinghai Province as an example, the annual energy demand in typical years is forecasted, and some measures are proposed for the development of clean energy in Qinghai Province.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (Research on Mechanism Design and Simulation Models for Reducing Energy Waste of Clean Energy in China, No.71573084).

Keywords: energy demand forecast; clean development strategy; DMDE-BPNN hybrid prediction model; national clean energy demonstration province