

# 储能对新型电力系统电量平衡中的作用研究

刘纯, 李湃, 张金平, 刘思扬, 刘帅, 程鸣

(可再生能源并网全国重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 北京市 海淀区 100192)

## Research on the Role of Energy Storage System in Power and Energy Balance of the New Type Power System

LIU Chun, LI Pai, ZHANG Jinping, LIU Siyang, WANG Shuai, CHENG Ming

(State Key Laboratory of Renewable Energy Grid-integration (China Electric Power Research Institute),

Haidian District, Beijing 100192, China)

**ABSTRACT:** This paper systematically researches the role of energy storage systems in power and energy balance with high penetration of renewable energy. An optimization model is established to coordinately optimize the capacities of an energy storage system with renewable energy, thermal power sources, and AC/DC interconnection lines, which uses the 8760-hour power system production simulation technology. The model, optimized with investment economics, considers the constraints of renewable generation proportion, system operation modes, energy storage, et al. A deep reinforcement learning model is also established to promote the computational efficiency of the optimization model. Case studies are conducted based on the provincial-scale power grid and renewable energy base under the ‘carbon peak’ and ‘carbon neutral’ scenarios, with representative wind/solar power output series. The testing results quantize the optimization effects of energy storage on renewable generation accommodation and capacities of thermal power source and interconnection lines, and power and energy balance results which reveal the operating mechanism of energy storage. Moreover, the duration, charging and discharging characteristics of energy storage are analyzed based on statistical analysis. The research in this paper can provide guidance for the future planning and operation of energy storage in China.

**KEY WORDS:** new type power system; power and energy balance; energy storage; 8760h time series production simulation; carbon peak; carbon neutrality

**摘要:** 该文深入研究了储能对高比例新能源电力系统电量平衡中的作用。建立了基于 8760h 时序生产模拟的新能源

**基金项目:** 中国电力科学研究院有限公司研究开发项目(面向“双碳”场景的新能源与灵活调节资源优化配置实施路径研究)。

Project Supported by the Project of China Electric Power Research Institute (Research on the Implementation Path of Optimal Allocation of Renewable Energy and Flexible Regulation Resources for “Dual Carbon” Scenarios).

与储能、常规电源、交/直流联络线容量联合优化模型, 模型以投资经济性最优为目标, 考虑了发电清洁性、系统运行、储能纳入电量平衡等约束条件, 并采用融合深度强化学习的模型进行快速求解; 针对省级电网和新能源外送基地等场景, 基于代表性年份的风/光出力序列, 量化评估了“碳达峰”和“碳中和”场景下储能促进新能源消纳、优化常规电源装机及交/直流联络线容量的作用, 并基于电量平衡运行曲线揭示了储能作用的运行机理, 挖掘分析了储能最优配置时长与充放电运行特性。该文研究能够为未来我国储能的规划配置和运行提供指导。

**关键词:** 新型电力系统; 电量平衡; 储能; 8760h 时序生产模拟; 碳达峰; 碳中和

**DOI:** 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.2070

## 0 引言

随着我国新型电力系统建设的持续推进, 电力系统的“双高”特性愈发显著, 截至 2024 年 3 月, 我国的新能源装机容量已突破 11 亿 kW, 装机占比达到 36.7%<sup>[1]</sup>。沙戈荒风光基地、分布式光伏、海上风电等大规模新能源的并网, 使电力系统源、荷双侧的不确定性持续增加, 伴随着系统运行灵活性的不足, 电量平衡愈发困难, 电力系统运行同时面临“促消纳”和“保供电”的双重挑战<sup>[2-3]</sup>。

储能(本文储能主要指新型储能和抽蓄)是建设新型电力系统的重要组成部分, 截至 2023 年底, 我国已投产的抽蓄和各类新型储能规模达到 9482 万 kW/46687 万 kW·h<sup>[4-5]</sup>。规模化应用的储能可以有效提升电力系统运行灵活性, 对促进新能源消纳和支撑电力保供具有重要的作用。储能可灵活配置于电力系统电源侧、电网侧和用户侧, 能够有效支撑系统电量平衡, 保障电网的安全稳定运行, 满足用户灵活高效的用电需求<sup>[6-12]</sup>。

储能支撑系统电力电量平衡的作用可以总结为：一是作为能量存储单元在风光大发时段回收弃电，在风光发电低谷时段放电，直接提升新能源消纳量<sup>[13-14]</sup>；二是在负荷高峰时段提供系统备用和发电支撑，减少常规电源的装机需求和开机容量，在满足电力保供需求下增加新能源的消纳空间<sup>[15-17]</sup>；三是通过配置在关键电网节点或负荷中心，降低输配电设备和线路的扩容需求<sup>[17-21]</sup>。因此，深入研究和揭示储能能在三方面中发挥的作用机理，明确储能在未来新型系统电力电量平衡中的地位和作用，对推进储能行业健康可持续发展，实现新型电力系统建设目标具有重要的意义。近几年，国内外学者围绕储能优化配置及对系统平衡的支撑作用开展了研究工作：文献[13]以全球互联电网为对象，量化分析了系统对6h短时储能和720h长时储能的需求，评估了系统整体经济合理情况下的新能源弃电率。文献[14]提出了一种基于多目标规划的海上风电场与储能协同优化规划方法，验证了通过配置储能提高海上风电场的供电可靠性。文献[15]从经济性、调峰、一次调频、惯量响应等方面评估了新能源与储能对火电机组的替代作用。文献[16]从装机容量、发电量、调节能力3个方面分析了新能源配置储能对火电的替代作用，评估了度电成本对替代作用的影响。文献[17]在源-储-输联合规划模型的基础上，考虑长、短期储能的相互配合，分析了储能对火电和输电线路规划的影响。文献[18]以东北亚互联电网为对象，从技术经济性的角度量化分析了电网互联、清洁能源布局对储能优化配置的影响。文献[19-20]研究了储能与联络线容量的联合优化规划方法，验证了通过联络线与储能协同规划能够显著减少系统储能和联络线容量需求。文献[21]提出了储能和传输线路容量的机会约束协调优化配置模型，并采用条件风险价值函数近似化机会约束规划实现模型的求解。

在新能源高占比下，风光出力随机波动性和优化模型是影响规划计算结果准确性的重要因素。在风光随机波动性方面，现有的储能规划研究主要基于风/光典型出力场景<sup>[13,17-18,20]</sup>、出力不确定性集合<sup>[19]</sup>、全年8760h出力序列<sup>[14-16]</sup>等；在计算模型方面，已有文献主要采用时序生产模拟优化模型<sup>[13,16-18]</sup>、分层优化模型<sup>[19]</sup>、鲁棒优化模型<sup>[20]</sup>、启发式模型<sup>[14-16]</sup>、机会约束模型<sup>[21]</sup>等。双层优化、鲁棒优化、机会约束等模型复杂，需要定制化开发求解算法，工程化应用难度大，并且考虑的风/光场景数量有限，规划结果最优性难以保证。大量研究表明<sup>[13,16,18,22]</sup>

全年8760h时序生产模拟可以充分考虑风/光出力的随机性和波动性，并可采用商业求解器直接进行计算，因而在规划研究中获得了越来越广泛的工程应用<sup>[23-26]</sup>。然而，全年8760h时序生产模拟面临变量规模大计算困难的问题，由于规划问题主要关注容量配置结果，对时序运行模型的精度要求相对较低，为提高全年8760h时序运行模拟的计算效率，有学者采用了简化的机组组合优化模型<sup>[16,18,22]</sup>。

此外，已有的储能替代作用研究主要面向特定电网或工程应用场景开展分析，研究角度单一，结论的普适性难以保证，针对储能促进新能源消纳、优化常规电源装机、降低输电线路容量等方面，目前还缺乏系统性、深入性和普适性的研究工作，关于储能配置规模与时长的决定因素、储能对交/直流电网中的最优布局以及储能促进新能源消纳、替代常规电源和优化输电线路的作用机理等关键问题，目前国内外还未见系统性和全面性的报道。

综上所述，本文对储能对新型电力系统电力电量平衡中的作用开展了研究。第1节介绍了中国电力科学研究院有限公司(简称“中国电科院”)自主研发的新能源电力系统规划配置软件(REPSs)，软件基于8760h时序生产模拟技术，考虑投资经济性的规划目标以及发电清洁性、储能纳入电力电量平衡等运行约束，实现新能源与储能、常规电源、交/直流联络线容量的协调优化配置。软件采用线性化、整数变量等效聚合等方式降低了模型复杂度，并融合深度强化学习模型来计算初始解，提高计算效率，满足了工程实用化需求。第2—4节针对省级电网、多区域省级电网、新能源经特高压直流外送基地等场景，基于代表性年份下风/光出力场景，分析了储能对促进新能源消纳、优化常规电源装机和输电线路容量的作用，量化评估了储能成本、新能源发电量占比等对储能配置的影响，并通过分析电力电量平衡曲线揭示了储能各种优化作用的运行机理。第5节统计分析了储能的配置时长与充放电行为规律。第6节总结了相关结论并进行了展望。

## 1 新能源电力系统优化规划软件

### 1.1 功能简介

中国电科院自2014年开始研究新能源消纳能力评估技术，研发了具有自主知识产权的“新能源电力系统生产模拟软件(renewable energy power system production simulation system, REPSs)”，软件具备新能源年/月电量预测与序列建模、交/直流混联大电网联合生产模拟、国-网-省新能源消纳能

力协同计算等功能,是国内最早采用全年 8760h 时序生产模拟技术评估新能源消纳能力的应用软件之一<sup>[23]</sup>。软件已应用于国调中心、南网总调、西北、东北、青海等 28 个省级及以上电力调控中心,是国家电网公司开展新能源消纳能力分析及年/月运行方式优化的标准工具,连续 11 年支撑了国家电网公司年度新能源消纳能力评估工作,相关结果是国家能源局发布“新能源投资监测预警”的重要依据,对促进我国“十三五”和“十四五”期间新能源高效消纳发挥了重要作用<sup>[24-26]</sup>。

中国电科院基于 REPSs 软件历时 3 年研发升级了新能源电力系统规划配置软件,软件包含风/光资源及出力建模、源-网-荷-储容量协调规划两大功能模块,能够实现全国风/光 8760h 资源与出力序列建模、基于 8760h 时序生产模拟的源-网-荷-储容量协调规划计算,如图 1 所示,详细功能介绍如下:

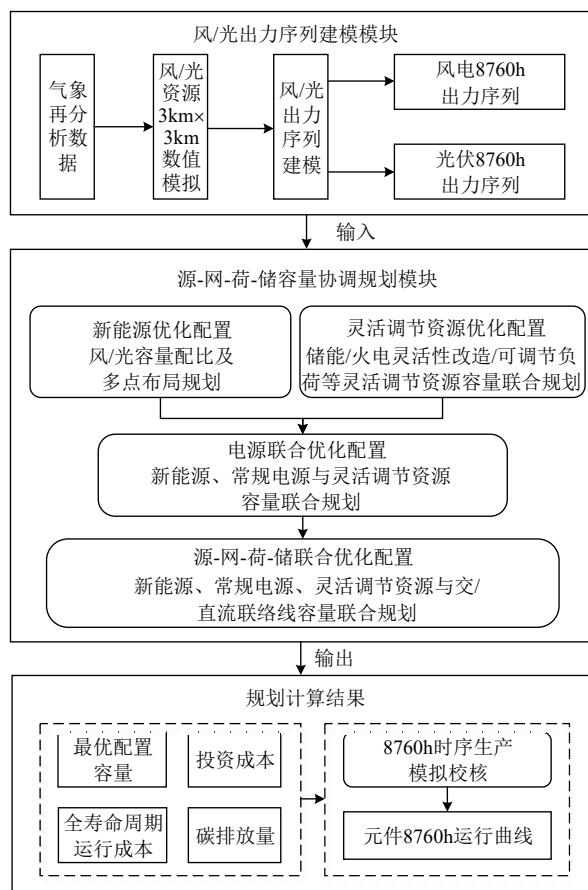


图 1 REPSs 规划计算流程图

Fig. 1 Optimization planning procedure of REPSs

1) 风/光资源及出力建模模块。

风/光资源及出力建模模块内嵌全国范围 3kmx3km 的历史三十年风/光气象再分析资料数据,并可基于气象再分析数据实现全国范围任意地点、省级电网或区域电网风/光全年 8760h 出力序列的相关性建模和随机模拟,能够为源-网-荷-储容量

协调规划计算提供所需的风/光理论出力序列。

2) 源-网-荷-储容量协调规划模块。

源-网-荷-储容量协调规划模块具备风、光、常规电源(主要为火电)、储能、可调节负荷以及输电线路容量优化功能,目前软件具备新能源、灵活调节资源、电源及源-网-荷-储联合优化配置 4 个子功能模块,新能源优化配置和灵活调节资源优化配置是电源联合优化配置功能的子集,电源联合优化配置是源网荷储联合优化配置功能的子集。规划对象包括:风电装机、光伏装机、常规电源装机、电化学储能装机和容量、火电灵活性改造容量、可调节负荷容量、交流联络线容量和直流联络线容量,以及各类元件全年 8760h 的最优运行曲线。规划计算包括经济性和清洁性优化目标,约束条件涵盖规划类约束、清洁类约束、安全类和运行类约束。规划结果能够输出各类元件的最优配置容量、系统投资和运行成本、碳排放量以及各类元件全年 8760h 的时序运行曲线,满足了工程应用的需求。

## 1.2 数学模型

本节以源-网-荷-储联合优化配置模型为例介绍模型优化目标和考虑的约束条件。源-网-荷-储联合优化配置模型以源、网、荷、储等年值下的总投资成本和全年运行成本之和最小为目标函数,约束条件包括各类元件装机容量范围、新能源电量占比、系统功率平衡、系统备用容量、交/直流联络线功率范围、新能源功率范围、常规电源运行、储能运行、可调节负荷运行等约束条件。受篇幅所限,该模型的数学公式详见附录 A。此外,新能源优化配置、灵活调节资源优化配置、电源联合优化配置模型均为源-网-荷-储联合优化配置模型的子集。

## 1.3 模型求解

源-网-荷-储联合优化配置模型为混合整数线性规划模型,传统的储能、常规电源、直流运行约束包含非线性约束和整数变量,需要进行线性化和等效聚合处理,具体包括:

1) 直流联络线运行约束通常需要引入 0-1 变量来刻画直流阶梯状调节的特性<sup>[27]</sup>,式(A8)在保证直流阶梯化运行的前提下避免了引入整数变量。

2) 常规电源运行约束通常需要建立单台机组的机组组合优化模型,通过引入大量 0-1 变量表征机组启机、停机状态及最小开/停机时间等,式(A10)通过机组聚合采用整数变量来替代多个 0-1 变量,并简化了最小开关机时间约束。

3) 储能运行约束中需要引入 0-1 变量避免同时充放电,在规划问题中由于储能装机容量为优化变

量, 传统的储能运行约束存在充放电状态 0-1 变量和装机容量变量相乘的非线性形式, 式(A11)对相关约束进行了线性化处理。

在求解算法方面, 采用数学求解器与深度强化学习模型相结合的方式提升求解速度。基于拉格朗日-柔性行动器评判器方法(Lagrange-soft actor critic method)建立深度强化学习模型, 具体方法参见文献[28]。将历史 11 年的数千个省级电网新能源消纳评估测算案例作为训练集, 进行火电机组开机状态决策学习。通过深度强化学习模型快速决策火电机组组合状态, 并将其作为求解器计算的初始状态, 从而提高模型计算效率。

经测试, 针对包含上百个节点的省级电网规划案例, 模型求解时长可保持在 1 h 以内, 计算误差不超过 1%, 能够满足工程化应用的需求。

## 2 储能促进新能源消纳

本节基于新能源与储能联合规划模型, 针对省级规模电网研究储能对新能源消纳的促进作用, 以新能源与储能总投资成本最小为目标进行优化, 量化分析成本、新能源资源特性、发电量占比等因素对储能配置规模和新能源消纳的影响, 通过时序运行曲线揭示储能促进新能源消纳的运行机理。附录 B 展示了案例主要的边界条件, 包括风电/光伏/储能的装机和容量投资成本、全年 8760h 的风电和光伏归一化出力序列和负荷序列、常规电源装机容量及最小技术出力等。基于中国工程院的相关研究成果<sup>[1,29]</sup>, 设定“碳达峰”和“碳中和”场景下系统的新能源发电量占比分别为 25% 和 50%, 中间过渡场景的新能源发电量占比为 40%。需要说明的是, 本文所有算例中的风、光出力序列是基于历史多年出力提取出的代表性场景, 未包含长时间无风无光等小概率极端场景。

### 2.1 储能促进作用量化分析

影响储能配置规模的关键因素包括: 储能容量成本与新能源装机成本的比值、新能源理论发电小时数、新能源发电量占比。图 2 以新能源发电量占比 25% 场景为例, 展示了不同成本比值和理论发电小时数对储能配置规模的影响, 为消除系统规模的影响, 储能容量结果采用除以最大负荷的相对值表示。结果显示: 在相同的理论发电小时数下, 储能与新能源成本比值越小, 储能配置规模越大; 在相同成本比值下, 新能源理论发电小时数越高, 储能配置规模越小。图 3 展示了新能源发电量占比 25%、40%、50% 下的储能配置容量, 结果显示新能源发

电量占比越高, 储能配置规模越大。

为量化储能对新能源装机的减少作用, 采用减少 1kW 新能源装机需要的储能容量作为衡量指标。图 4 和附录 C 图 C1 展示了不同储能配置规模下减少 1kW 新能源装机需要的储能容量。可以发现, 随着储能配置规模的增加, 减少 1kW 新能源装机所需的储能容量越大, 即储能的作用呈边际递减效应。此外, 在相同的储能规模下, 新能源理论发电小时数越大、新能源发电量占比越低, 减少 1kW 新

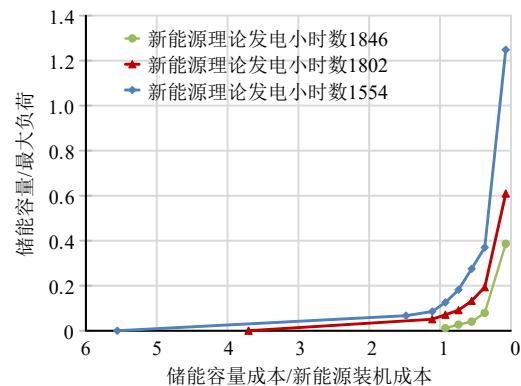


图 2 不同成本比值和新能源资源序列下储能配置容量

Fig. 2 Energy storage capacities with different unit cost ratios and wind/PV power series

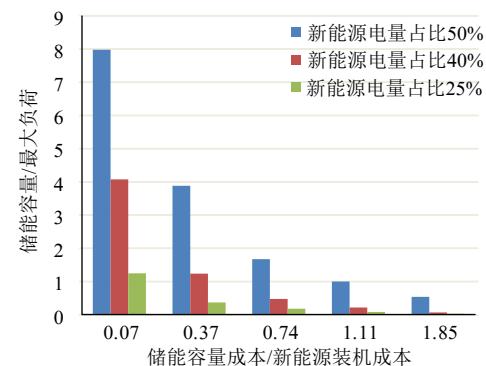


图 3 不同新能源电量占比和成本比值下储能配置容量

Fig. 3 Energy storage capacities with different percentage of renewable power generation and cost ratios

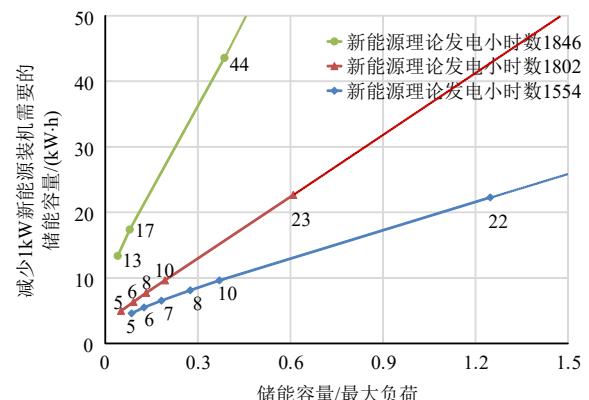


图 4 不同储能配置容量和新能源序列下储能对新能源装机的减少作用

Fig. 4 Capacities of energy storage to reduce unit capacity of wind/PV power with different wind/PV power series

能源装机所需的储能容量也越大。

## 2.2 储能促进新能源消纳机理分析

储能对新能源消纳的促进作用主要体现在两方面:一是在新能源大发的弃电时段,储能通过充电回收新能源弃电,并在新能源小发时段进行放电。二是储能可在净负荷高峰时段通过放电来减少常规电源开机容量,从而降低常规电源最小出力,增

加新能源消纳空间。据统计,储能充电对新能源消纳提升量的贡献比例为52%,减少常规电源开机容量对消纳提升量的贡献比例为48%。图5展示了新能源电量占比50%场景下某典型周逐小时的新能源消纳和常规电源开机情况,在配置储能后常规电源开机容量显著降低,增加了新能源消纳空间,并且通过储能充电进一步促进了新能源消纳。

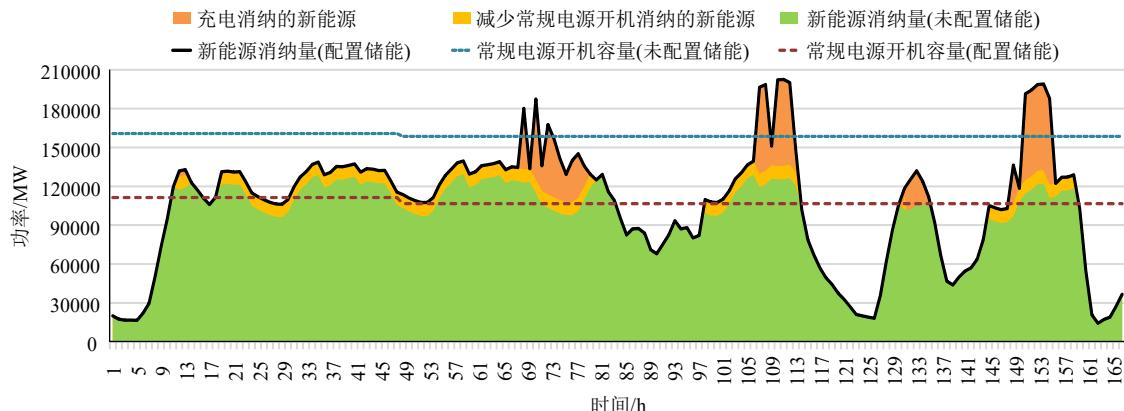


图5 配置储能前后典型周内新能源消纳情况

Fig. 5 Power balance results in a typical week with and without energy storage

## 2.3 小结

影响储能配置规模的最重要因素是储能容量成本与新能源装机成本比值、新能源理论发电小时数和新能源发电量占比,成本比值越小、新能源理论发电小时数越低、新能源发电量占比越高,储能规模越大、配置效益越好。储能对新能源消纳的促进作用机理为充电消纳新能源和放电替代常规电源开机,两者对新能源消纳的促进作用基本相当。

## 3 储能优化常规电源装机和运行

本节采用电源联合规划模型,针对省级规模电网研究储能对常规电源(本节特指火电)装机和运行的优化作用,以新能源、储能投资成本与常规电源投资及运行成本之和最小为目标进行优化,量化分析成本、新能源发电量占比对储能优化作用的影响,并通过时序运行曲线揭示其作用机理。案例主要边界条件参见附录B。

### 3.1 储能优化作用量化分析

影响储能对常规电源装机优化作用的主要因素是储能容量成本与常规电源装机成本的比值和新能源电量占比<sup>[30]</sup>。图6展示了不同成本比值下常规电源装机规模的变化情况,结果显示储能成本与常规电源成本比值越小(配置的储能容量越大),可替代的常规电源装机规模越大;在相同成本比值下,新能源发电量占比越高,可替代的常规电源装机越大,在新能源电量占比25%、40%和50%下,

常规电源最大可被替代的装机占最大负荷比例分别为24%、34%和37%。

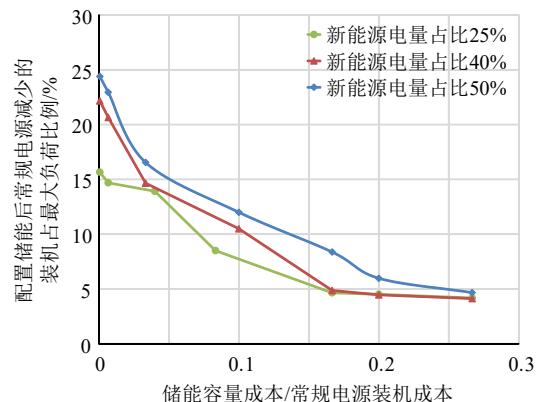


图6 不同成本比值下常规电源装机减少的规模

Fig. 6 Reduced capacities of thermal power resource with different unit cost ratios

常规电源装机规模下降后年利用小时数将逐渐增加,如附录C图C2所示。当减少的装机占最大负荷比例超过15%时,年利用小时数可提升1000h以上。在新能源高电量占比场景下,常规电源主要作为调节电源,年利用小时数较低。

为量化评估储能对常规电源装机的优化作用,采用减少1kW常规电源装机所需的储能容量作为衡量指标。如图7所示,常规电源装机减少15%是储能优化常规电源装机作用的一个明显分界点。当常规电源减少的装机规模低于最大负荷15%时,减少1kW常规电源装机需要的储能容量呈缓慢线性增长趋势,并且新能源发电量占比对储能容量影响

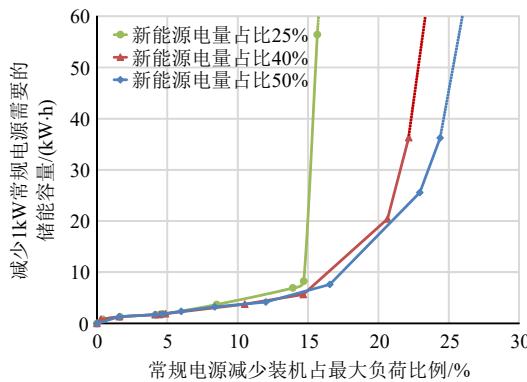


图7 减少1kW常规电源装机需要的储能容量

Fig. 7 Capacities of energy storage needed to reduce 1kW thermal power resource capacity

不大；但当常规电源减少的装机规模高于最大负荷15%时，需要的储能容量呈指数级增长，并且新能源发电量占比越低储能容量增长越快，配置储能的边际效应越差。

### 3.2 储能优化作用机理分析

附录C图C3展示了新能源电量占比50%场景下某一周的电力平衡和系统备用需求情况。通过分析运行曲线可知，储能优化常规电源装机作用机理体现在两个方面：一是负荷高峰时段直接放电减少常规电源开机需求；二是充电提供旋转备用容量。例如：在第2日13:00—23:00，储能连续放电6900万kW·h，其中最大放电功率1145万kW，满足了负荷高峰时段的供电需求。同时，该时段内常规电源开机容量低于系统负荷与备用需求，储能提供了一定的备用容量，满足了系统的备用容量需求。

### 3.3 小结

储能对常规电源装机的优化作用与储能容量成本和常规电源装机成本比值、新能源发电量占比相关，成本比值越低、新能源电量占比越高，常规电源装机需求越小、年利用小时数越高。储能的优化作用机理体现在通过直接放电或充电提供备用容量来减少常规电源的开机容量需求。

## 4 储能优化输电线路容量

本节基于源-网-储联合规划模型，研究储能对省级电网内交流线路和新能源基地直流外送联络线的优化作用，以新能源、储能与联络线总投资成本最小为目标进行优化，量化分析成本和新能源发电量占比对储能布局和优化作用的影响。

### 4.1 储能对网内输电线路优化作用及最优布局

本节研究储能对省级电网内交流输电线路的优化作用及储能最佳布局，电网结构如附录C图C4所示，储能可在新能源侧、常规电源侧、负荷侧进行配置，案例主要边界条件参见附录B。

图8展示了新能源发电量占比25%和50%场景下储能的配置规模及最优布局。结果显示，当新能源发电量占比25%时，储能集中配置在新能源侧；当新能源发电量占比50%时，储能优先配置在负荷侧，但随着储能单位成本的降低，新能源侧储能规模不断增加；常规电源侧无需配置储能。

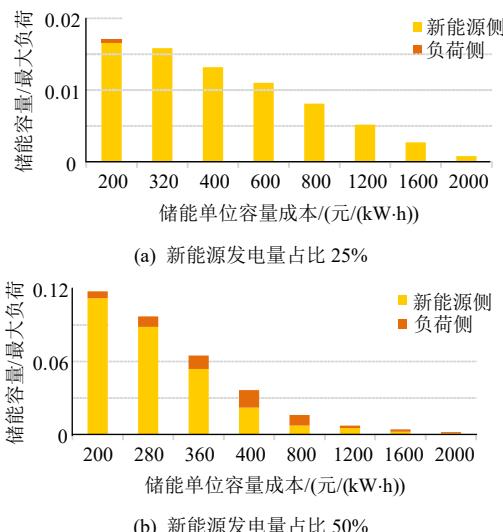


图8 不同储能容量成本下储能容量配置结果(1)

Fig. 8 Energy storage capacities with different unit cost of energy storage(1)

图9展示了不同储能配置规模下新能源-负荷、常规电源-负荷联络线容量的结果。随着储能容量的增加，两个线路容量均在减少，其中常规电源至负荷的输电线路容量降幅较大，这说明储能对其优化作用更显著。

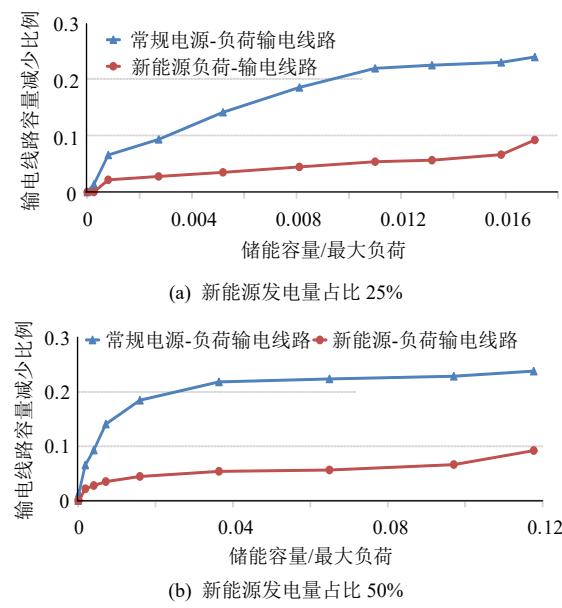


图9 不同储能规模下输电线路容量结果

Fig. 9 Results of transmission line capacities with different energy storage capacities

### 4.2 储能对基地直流线路优化作用及最优布局

本节案例采用含新能源经直流外送基地的送、

受端互联电网进行分析, 电网结构如附录 C 图 C5 所示。送端电网包含常规电源和新能源, 受端电网包含常规电源和负荷, 储能可在送、受端电网分别配置, 案例主要边界条件参见附录 B。

图 10 展示了不同新能源发电量占比下的储能配置情况。当新能源发电量占比 25% 时, 储能主要配置在受端, 其作用是降低受端负荷峰谷差; 当新能源发电量占比 50% 时, 储能主要配置在送端, 其作用是多消纳新能源。为量化评估储能对直流线路的优化作用, 采用减少 1kW 联络线所需的储能容量作为衡量指标。

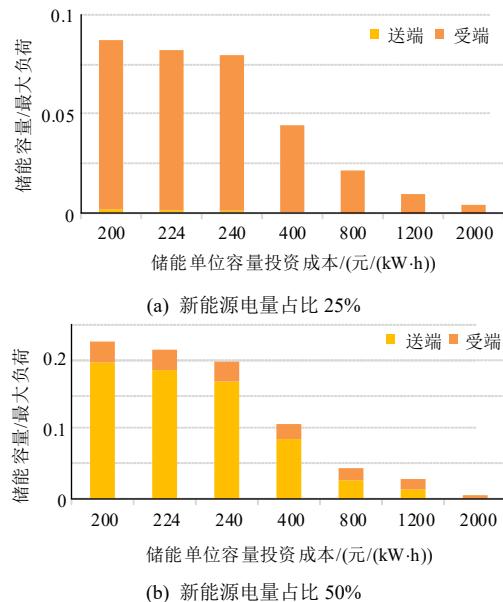


图 10 不同储能容量成本下储能容量配置结果(2)

Fig. 10 Energy storage capacities with different unit cost of energy storage(2)

如图 11 所示, 随着线路容量的降低, 减少 1kW 联络线容量需要的储能容量呈线性增长趋势, 即储能对联络线容量的优化作用呈边际递减效应, 并且新能源发电量占比越高, 储能对直流联络线容量的优化作用越弱。

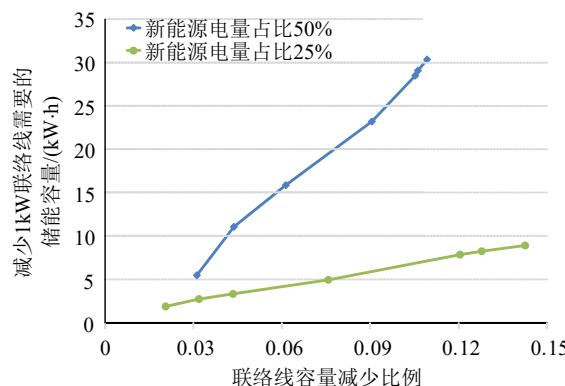


图 11 减少 1kW 联络线需要的储能容量

Fig. 11 Capacities of energy storage needed to reduce 1kW capacity of transmission line

### 4.3 小结

储能优化输电线路的作用主要体现在两方面: 一是配置在省内新能源侧或直流送端电网平抑新能源出力波动; 二是配置在省内负荷侧或直流受端电网降低负荷峰谷差, 从电力电量平衡的角度来看, 常规电源侧无需配置储能。配置储能可以减少交、直流输电线路容量的需求, 并且其减少作用随着储能容量的增加呈边际递减效应。

## 5 新型电力系统下储能运行特性分析

### 5.1 储能配置时长分析

经统计, 所有案例下储能的最大配置时长(持续放电时长)为 14h, 平均时长为 5.3h, 并且约 90% 的案例的储能时长低于 9h。需要说明的是, 该结论并不适用于长时无风无光极端场景, 极端场景下的解决方案需要依赖可调节负荷、储能等灵活调节资源共同作用, 仅配置储能等单一措施所需要付出经济性代价非常高。图 12 展示了储能时长与新能源利用率的散点分布。当新能源利用率低于 95% 时, 储能时长与新能源利用率之间存在一定的正相关性; 当利用率高于 95% 后相关性较弱。此外, 储能时长还与新能源电量占比、储能容量成本等因素密切相关, 但这些影响因素与储能时长之间并未存在明显的相关性特征。

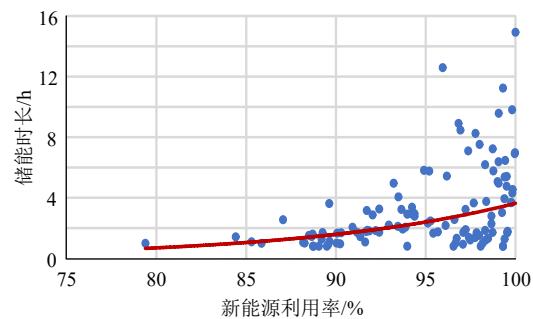


图 12 储能时长与新能源利用率相关性

Fig. 12 Correlation between energy storage hours and renewable energy utilization rate

### 5.2 储能充放电行为分析

图 13 展示了储能充、放电时段的概率分布。储能充电主要集中在 00:00—05:00、10:00—15:00, 对应负荷低谷叠加风电夜间大发和午间光伏大发时段, 储能放电时段主要集中在 06:00—10:00、15:00—22:00, 对应负荷早、晚高峰和光伏出力爬坡时段。经统计, 储能全年 100% 充电次数平均为 201 次, 低于 300 次的占比为 85%, 次数大于 365 次的案例的储能时长普遍小于 2h, 这说明储能每日一次满充/放电过程可满足大部分场景的需求。附录 C 图 C6 展示了储能全年 100% 充电次数概率统计直

方图。

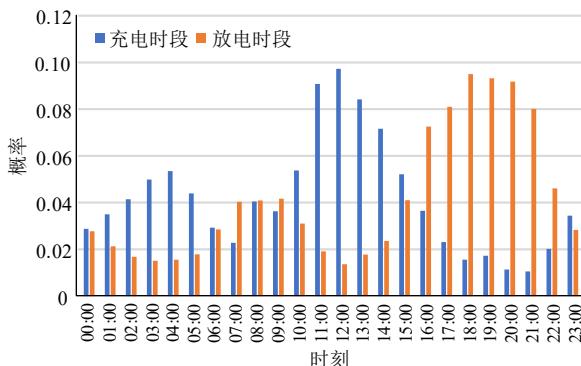


图 13 储能充放电时段概率分布

Fig. 13 Histogram of probability distribution of energy storage charging and discharging period of time

详细分析储能每次充放电过程后发现，储能运行以浅充、浅放电为主，储能连续充、放电电量 SOC(state of charge, SOC)超过 90% 的占比仅 13%~15%，充、放电电量 SOC 低于 50% 的占比超过 68%，如附录 C 图 C7 所示。

## 6 结论

中国电科院自主研发了新能源电力系统规划配置软件，软件基于全年 8760h 时序生产模拟规划技术，可实现新能源与储能、常规电源、交/直流联络线容量的协调优化配置，能够为能源主管部门、电网公司、发电集团、电力设计院等提供工具支撑。依托该软件开展了“碳达峰”和“碳中和”场景下储能促进新能源消纳、优化常规电源装机和运行、优化输电线路的研究，从电力电量平衡的角度揭示了储能对新型电力系统中的作用，主要结论如下：

1) 在新能源高电量占比场景下，储能发挥的作用由大到小依次为：减少常规电源装机、减少新能源装机(消纳新能源弃电)、减少输电线路容量，由此可知储能的主要作用在于优化电源结构。

2) 在全社会投资成本最优的情况下，成本和新能源发电量占比是影响储能配置规模的重要因素，并且储能的优化作用具有边际递减效应，储能配置容量越大，效益越差。

3) 在可以预见的储能容量成本(200~2000kWh/元)和新能源发电量占比(25%~50%)下，储能配置所需的持续放电时长约为 5h，并且 9h 可满足大部分场景需求，储能年平均循环次约 200 次。

本文研究结论适用于风/光典型代表年出力场景，针对新能源长时间间歇等小概率极端场景，储能、可调节负荷等各类灵活调节资源的配置需求及运行特性，还需要进一步的深入研究。

附录见本刊网络版 (<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

## 参 考 文 献

- [1] 舒印彪, 赵勇, 赵良, 等. “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1663-1671.  
SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. Study on low carbon energy transition path toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1663-1671(in Chinese).
- [2] 辛保安. 新型电力系统构建方法论研究[J]. 新型电力系统, 2023, 1(1): 1-18.  
XIN Baoan. Research on the methodology of constructing new power systems[J]. New Type Power Systems, 2023, 1(1): 1-18(in Chinese).
- [3] 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.  
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818(in Chinese).
- [4] 水电水利规划设计总院. 中国可再生能源发展报告 2023 年度[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2024: 1-40.
- [5] 胡江溢, 杨高峰, 宋兆欧, 等. 支持新型储能发展的国际政策与中国发展模式探讨[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 469-479.  
HU Jiangyi, YANG Gaofeng, SONG Zhaoou, et al. Preliminary discussion on the supporting policies and the China's development model of the new energy storage[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 469-479(in Chinese).
- [6] 谢小荣, 马宁嘉, 刘威, 等. 新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 158-168.  
XIE Xiaorong, MA Ningjia, LIU Wei, et al. Functions of energy storage in renewable energy dominated power systems: review and prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 158-168(in Chinese).
- [7] LI Xiangjun, WANG Shangxing. Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(5): 1026-1040.
- [8] 王蓓蓓, 胡维涵, 牟玉亭, 等. 储能对高比例新能源电力系统的容量价值贡献及机制思考[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2520-2531.  
WANG Beibei, HU Weihan, MOU Yuting, et al. Contribution and mechanism consideration of energy storage to capacity value in high proportion renewable energy power systems[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2520-2531(in Chinese).
- [9] SUN Yushu, ZHAO Zhenxing, YANG Min, et al. Overview of energy storage in renewable energy power fluctuation mitigation[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2020, 6(1): 160-173.
- [10] 王承民, 孙伟卿, 衣涛, 等. 智能电网中储能技术应用规划及其效益评估方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(7): 33-41.  
WANG Chengmin, SUN Weiqing, YI Tao, et al. Review on energy storage application planning and benefit evaluation methods in smart grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(7): 33-41(in Chinese).
- [11] 刘丽军, 黄伟东, 陈泽楷, 等. 考虑灵活性供需平衡的新型电力系统长短期储能联合规划[J]. 电网技术, 2024, 48(12): 4908-4917.  
LIU Lijun, HUANG Weidong, CHEN Zekai, et al. Joint long-term and short-term energy storage planning for new power system considering supply and demand balance of flexibility[J]. Power System Technology, 2024, 48(12): 4908-4917(in Chinese).
- [12] 李建林, 袁晓冬, 郁正纲, 等. 利用储能系统提升电网电能质量研究综述[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(8): 15-24.  
LI Jianlin, YUAN Xiaodong, YU Zhenggang, et al. Comments on power quality enhancement research for power grid by energy storage

- system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(8): 15-24(in Chinese).
- [13] 肖晋宇, 侯金鸣, 杜尔顺, 等. 支撑电力系统清洁转型的储能需求量化模型与案例分析[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(18): 9-17. XIAO Jinyu, HOU Jinming, Du Ershun , et al. Quantitative model and case study of energy storage demand supporting clean transition of electric power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(18): 9-17(in Chinese).
- [14] PAUL S, NATH A P, RATHER Z H. A multi-objective planning framework for coordinated generation from offshore wind farm and battery energy storage system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2087-2097.
- [15] 吴诚, 米增强, 张勋奎, 等. 系统友好型“无火电”能源大基地构建研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1706-1718. WU Jian, MI Zengqiang, ZHANG Xunkui, et al. Research on the construction of a system-friendly “no thermal power” energy base[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1706-1718(in Chinese).
- [16] 任大伟, 金晨, 侯金鸣, 等. 基于时序运行模拟的新能源配置储能替代火电规划模型[J]. 中国电力, 2021, 54(7): 18-26. REN Dawei, JIN Chen, HOU Jinming, et al. Planning model for renewable energy with energy storage replacing thermal power based on time series operation simulation[J]. Electric Power, 2021, 54(7): 18-26(in Chinese).
- [17] 郑扬威, 江岳文, 张金辉. 高比例风电渗透下考虑长短期储能的源-储-输联合规划优化[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(3): 63-71. ZHENG Yangwei, JIANG Yuewen, ZHANG Jinhu. Joint planning optimization of source-storage-transportation considering long-and short-term energy storage under high proportion of wind power penetration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(3): 63-71(in Chinese).
- [18] 姜海洋, 杜尔顺, 金晨, 等. 高比例清洁能源并网的跨国互联电力系统多时间尺度储能容量优化规划[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(6): 2101-2114. JIANG Haiyang, DU Ershun, JIN Chen, et al. Optimal planning of multi-time scale energy storage capacity of cross-national interconnected power system with high proportion of clean energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2101-2114(in Chinese).
- [19] DVORKIN Y, FERNANDEZ-BLANCO R, WANG Y S, et al. Co-planning of investments in transmission and merchant energy storage [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 245-256.
- [20] WANG Siyuan, GENG Guangchao, JIANG Quanyuan. Robust co-planning of energy storage and transmission line with mixed integer recourse[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4728-4738.
- [21] 谢毓广, 李金中, 王川, 等. 考虑消纳水平的新能源配套储能和输电通道容量协调优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 51-57, 72. XIE Yuguang, LI Jinzhong, WANG Chuan, et al. Coordinated optimal capacity configuration of energy storage equipped by new energy and transmission lines considering consumption level[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(7): 51-57, 72(in Chinese).
- [22] 徐新智, 杜尔顺, 高艺, 等. 电力系统运行模拟与容量规划工具研究与应用综述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(2): 188-199. XU Xinzh, DU Ershun, GAO Yi, et al. Overview on research and application of power system operation simulation and capacity planning tools[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(2): 188-199(in Chinese).
- [23] 刘纯, 黄越辉, 石文辉, 等. 新能源电力系统生产模拟[M]. 北京: 中国电力出版社, 2019: 1-61, 81-110.
- [24] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1-8. SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-8(in Chinese).
- [25] 李明节, 陈国平, 董存, 等. 新能源电力系统电量平衡问题研究[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3979-3986. LI Mingjie, CHEN Guoping, DONG Cun, et al. Research on power balance of high proportion renewable energy system[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3979-3986(in Chinese).
- [26] 董昱, 梁志峰, 礼晓飞, 等. 考虑运行环境成本的新能源合理利用率[J]. 电网技术, 2021, 45(3): 900-907. DONG Yu, LIANG Zhifeng, LI Xiaofei, et al. Reasonable utilization rate of renewable energy considering operational environmental cost [J]. Power System Technology, 2021, 45(3): 900-907(in Chinese).
- [27] ZHOU Ming, ZHAI Junyi, LI Gengyin, et al. Distributed dispatch approach for bulk AC/DC hybrid systems with high wind power penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3325-3336.
- [28] LI Xiaofei, ZHAO Jun, SUN Xinwu, et al. Quick evaluation of renewable energy accommodation based on Lagrange-soft actor critic method[C]//2024 6th Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES). Chengdu: IEEE, 2024: 1301-1307.
- [29] 舒印彪, 张丽英, 张运洲, 等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 1-14. SHU Yinbiao, ZHANG Liying, ZHANG Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1-14(in Chinese).
- [30] 樊启祥, 蒋敏华, 许世森, 等. 碳中和目标下新一代超高参数煤电机组技术体系[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(18): 7167-7177. FAN Qixiang, JIANG Minhua, XU Shisen, et al. Technical systems of advanced ultra-supercritical coal-fired power units under the carbon neutralization target[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(18): 7167-7177(in Chinese).



刘纯

在线出版日期: 2025-03-12。

收稿日期: 2024-11-25。

作者简介:

刘纯(1968), 男, 博士, 教授级高级工程师, 研究方向为新能源并网分析及优化调度等, E-mail: liuchun@epri.sgcc.com.cn;

李海(1988), 通信作者, 男, 博士, 教授级高级工程师, 研究方向为新能源优化调度技术, E-mail: lipai@epri.sgcc.com.cn;

张金平(1972), 男, 硕士, 教授级高级工程师, 研究方向为新能源并网分析及优化调度等, E-mail: zjp2000@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 徐梅)

## 附录 A

源-网-荷-储联合优化配置模型以源、网、荷、储等年值下的总投资成本和全年运行成本之和最小为目标函数：

$$\min C = \sum_{n=1}^N \frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \left[ \begin{array}{l} \left( \sum_{WD} \delta_n^{WD} C_n^{WD} + \sum_{PV} \delta_n^{PV} C_n^{PV} \right) \\ + \sum_{CN} (\delta_n^{PCS} K_n^{CN} + \delta_n^{CN} C_n^{CN}) \\ + \sum_{CG} (\delta_n^{CG} C_n^{CG} + \delta_n^{DR} C_n^{DR}) \\ + \sum_{LAC} \delta_n^{LAC} C_n^{LAC} + \sum_{LDC} \delta_n^{LDC} C_n^{LDC} \end{array} \right] + \sum_{CG} \sum_{t=1}^T f(p_{n,t}^{CG}) \quad (A1)$$

式中：  $C$  为源、网、荷、储等年值下的总投资成本，  $r$  表示折现率；  $m$  表示各类元件的运行年限；  $n$  表示电网分区编号，  $N$  表示电网分区总数；  $WD, PV, CN, CG, DR, LAC, LDC$  分别表示风电、光伏、储能、常规电源、可调节负荷、交流联络线和直流联络线的编号；  $\delta_n^{WD}, \delta_n^{PV}, \delta_n^{PCS}, \delta_n^{CN}, \delta_n^{CG}, \delta_n^{DR}, \delta_n^{LAC}, \delta_n^{LDC}$  分别表示分区  $n$  风电  $WD$ 、光伏  $PV$ 、储能  $CN$  逆变器和电池、常规电源  $CG$ 、可调节负荷  $DR$ 、交流联络线  $LAC$  和直流联络线  $LDC$  的容量成本；  $C_n^{WD}, C_n^{PV}, K_n^{CN}, C_n^{CN}, C_n^{CG}, C_n^{DR}, C_n^{LAC}, C_n^{LDC}$  分别表示待优化的分区  $n$  风电  $WD$  装机容量、光伏  $PV$  装机容量、储能  $CN$  逆变器装机容量、储能  $CN$  电池容量、常规电源  $CG$  装机容量、可调节负荷  $DR$  容量、交流联络线  $LAC$  和直流联络线  $LDC$  容量；  $p_t^{CG}$  表示常规电源  $CG$  在  $t$  时段的发电功率，  $f(p_{n,t}^{CG})$  表示分区  $n$  常规电源  $CG$  在  $t$  时段的总运行成本，  $T$  为全年优化时段数，本文中为 8760h。

模型约束条件如下：

1) 元件装机容量范围约束

$$\begin{cases} \underline{C}_n^{WD} \leq C_n^{WD} \leq \bar{C}_n^{WD}, \forall WD \\ \underline{C}_n^{PV} \leq C_n^{PV} \leq \bar{C}_n^{PV}, \forall PV \\ \underline{K}_n^{CN} \leq K_n^{CN} \leq \bar{K}_n^{CN}, \forall CN \\ \underline{C}_n^{CN} \leq C_n^{CN} \leq \bar{C}_n^{CN}, \forall CN \\ \underline{C}_n^{CG} \leq C_n^{CG} \leq \bar{C}_n^{CG}, \forall CG \\ \underline{C}_n^{DR} \leq C_n^{DR} \leq \bar{C}_n^{DR}, \forall DR \\ \underline{C}_n^{LAC} \leq C_n^{LAC} \leq \bar{C}_n^{LAC}, \forall LAC \\ \underline{C}_n^{LDC} \leq C_n^{LDC} \leq \bar{C}_n^{LDC}, \forall LDC \end{cases} \quad (A2)$$

式中：  $\bar{C}_n^{WD}$  和  $\underline{C}_n^{WD}$  分别表示分区  $n$  风电  $WD$  的装机容量上、下限；  $\bar{C}_n^{PV}$  和  $\underline{C}_n^{PV}$  分别表示分区  $n$  光伏  $PV$  的装机容量上、下限；  $\bar{K}_n^{CN}$  和  $\underline{K}_n^{CN}$  分别表示分区  $n$  储能  $CN$  的逆变器装机容量上、下限；  $\bar{C}_n^{CN}$  和  $\underline{C}_n^{CN}$  分别表示分区  $n$  储能  $CN$  的电池容量上、下限；  $\bar{C}_n^{CG}$  和  $\underline{C}_n^{CG}$  分别表示分区  $n$  常规电源  $CG$  的装机容量上、下限；  $\bar{C}_n^{DR}$  和  $\underline{C}_n^{DR}$  分别表示分区  $n$  可调节负荷  $DR$  容量上、下限；  $\bar{C}_n^{LAC}$  和  $\underline{C}_n^{LAC}$  分别表示分区  $n$  交流联络线  $LAC$  的容量上、下限；  $\bar{C}_n^{LDC}$  和  $\underline{C}_n^{LDC}$  分别表示分区  $n$  直流联络线  $LDC$  容量上、下限。其中，可根据系统惯量支撑的需求设置常规电源装机下限。

2) 新能源发电量占比约束

$$\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \left( \sum_{WD} p_{n,t}^{WD} + \sum_{PV} p_{n,t}^{PV} \right) \geq \alpha \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N p_{n,t}^d \quad (A3)$$

式中：  $p_{n,t}^{WD}$  和  $p_{n,t}^{PV}$  分别表示分区  $n$  风电  $WD$  和光伏  $PV$  在时段  $t$  的发电功率；  $p_{n,t}^d$  表示分区  $n$  在时段  $t$  的用电负荷；  $\alpha$  表示新能源最低发电量占比。

3) 系统功率平衡约束

$$\begin{aligned} \sum_{WD} p_{n,t}^{WD} + \sum_{PV} p_{n,t}^{PV} + \sum_{CG} p_{n,t}^{CG} + \sum_{CN} p_{n,t}^{CN} = \\ p_{n,t}^d - \sum_{DR} p_{n,t}^{DR} - \sum_{LAC} p_{n,t}^{LAC} - \sum_{LDC} p_{n,t}^{LDC}, \forall n, t \end{aligned} \quad (\text{A4})$$

式中： $p_{n,t}^{CN}$ ,  $p_{n,t}^{LAC}$ ,  $p_{n,t}^{LDC}$ ,  $p_{n,t}^{DR}$ ,  $p_{n,t}^d$  分别表示分区  $n$  在时段  $t$  的储能发电功率、交流联络线和直流联络线受入功率、可调节负荷功率和用电负荷功率。

#### 4) 备用容量约束

$$\begin{aligned} \sum_n \left( \sum_{CG} p_{\max}^{CG} u_{n,t}^{CG} + \sum_{WD} \tilde{p}_{n,t}^{WD} + \sum_{PV} \tilde{p}_{n,t}^{PV} + \sum_{CN} r_n^{CN} \right) \geq \\ \sum_n \left( p_{n,t}^d - \sum_{DR} p_{n,t}^{DR} - \sum_{LAC} p_{n,t}^{LAC} - \sum_{LDC} p_{n,t}^{LDC} \right) + p_t^{r+}, \forall t \end{aligned} \quad (\text{A5})$$

式中： $u_{n,t}^{CG}$  表示分区  $n$  在时段  $t$  的常规电源  $CG$  开机容量； $p_{\max}^{CG}$  表示常规电源  $CG$  的最大技术出力； $\tilde{p}_{n,t}^{WD}$  和  $\tilde{p}_{n,t}^{PV}$  分别表示分区  $n$  风电  $WD$  和光伏  $PV$  可信出力； $r_n^{CN}$  表示分区  $n$  储能  $CN$  提供的备用容量； $p_t^{r+}$  为系统在  $t$  时段的正备用需求。系统备用容量由常规电源、储能、新能源可信出力共同提供。

#### 5) 新能源可信出力约束

$$\begin{cases} \tilde{p}_{n,t}^{WD} = p_{n,t}^{WD} \delta_{n,t}^{WD}, \forall WD, t \\ \tilde{p}_{n,t}^{PV} = p_{n,t}^{PV} \delta_{n,t}^{PV}, \forall PV, t \end{cases} \quad (\text{A6})$$

式中： $\delta_{n,t}^{WD}$  和  $\delta_{n,t}^{PV}$  分别表示分区  $n$  风电  $WD$  和光伏  $PV$  在  $t$  时段的可信出力纳入比例，由新能源功率预测误差决定。

#### 6) 交流联络线运行约束

$$\begin{cases} -C_n^{LAC} \underline{\delta}_{n,t}^{LAC} \leq p_{n,t}^{LAC} \leq C_n^{LAC} \bar{\delta}_{n,t}^{LAC} \\ \bar{E}_n^{LAC} \leq \sum_{t=1}^T p_{n,t}^{LAC} \leq \underline{E}_n^{LAC} \end{cases}, \forall n, t, LAC \quad (\text{A7})$$

式中： $\bar{\delta}_{n,t}^{LAC}$  和  $\underline{\delta}_{n,t}^{LAC}$  分别表示分区  $n$  交流联络线  $LAC$  在时段  $t$  的归一化最大和最小输电能力； $\bar{E}_n^{LAC}$  和  $\underline{E}_n^{LAC}$  分别表示分区  $n$  交流联络线  $LAC$  全年输电量上限和下限。

#### 7) 直流联络线运行约束

$$\begin{cases} -C_n^{LDC} \underline{\delta}_{n,t}^{LDC} \leq p_{n,t}^{LDC} \leq C_n^{LDC} \bar{\delta}_{n,t}^{LDC} \\ \Delta_{n,\text{dn}}^{LDC} \leq p_{n,t}^{LDC} - p_{n,t-1}^{LDC} \leq \Delta_{n,\text{up}}^{LDC} \\ p_{n,t}^{LDC} = p_{n,t+j-1}^{LDC}, \text{mod}(t, \varsigma) = 1, 1 \leq j \leq \varsigma, \forall n, t, LDC \\ \bar{E}_n^{LDC} \leq \sum_{t=1}^T p_{n,t}^{LDC} \leq \underline{E}_n^{LDC} \end{cases} \quad (\text{A8})$$

式中： $\bar{\delta}_{n,t}^{LDC}$  和  $\underline{\delta}_{n,t}^{LDC}$  分别表示分区  $n$  直流联络线  $LDC$  在时段  $t$  的归一化最大和最小输电能力； $\Delta_{n,\text{up}}^{LDC}$  和  $\Delta_{n,\text{dn}}^{LDC}$  分别表示分区  $n$  直流联络线  $LDC$  的最大爬升和爬降功率； $\varsigma$  表示直流功率保持恒定的最短时长； $\bar{E}_n^{LDC}$  和  $\underline{E}_n^{LDC}$  分别表示分区  $n$  直流联络线  $LDC$  全年输电量上限和下限。第 3 条约束表示直流输电功率在  $\varsigma$  时段内保持不变， $\text{mod}(\cdot)$  表示求余数函数。

#### 8) 新能源功率范围约束

$$\begin{cases} 0 \leq p_{n,t}^{WD} \leq C_n^{WD} \delta_{n,t}^{WD}, \forall WD, t \\ 0 \leq p_{n,t}^{PV} \leq C_n^{PV} \delta_{n,t}^{PV}, \forall PV, t \end{cases} \quad (\text{A9})$$

式中： $\delta_{n,t}^{WD}$  和  $\delta_{n,t}^{PV}$  分别表示分区  $n$  风电  $WD$  和光伏  $PV$  在时段  $t$  的归一化理论出力。

#### 9) 常规电源运行约束

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{n,t}^{CG} p_{\min}^{CG} \leq p_{n,t}^{CG} \leq u_{n,t}^{CG} p_{\max}^{CG} \\ 0 \leq u_{n,t}^{CG} \leq C_n^{CG} \\ u_{n,t}^{CG} = S_{n,t}^{CG} p_{\text{unit}}^{CG} \\ S_{n,t}^{CG} = S_{n,t+i-1}^{CG}, \text{mod}(t,\tau) = 1, 1 \leq i \leq \tau \quad , \forall n, t, CG \\ p_{n,t}^{CG} - p_{n,t-1}^{CG} \leq p_{\min}^{CG} (u_{n,t}^{CG} - u_{n,t-1}^{CG}) + \Delta_{\text{up}}^{CG} u_{n,t-1}^{CG} \\ p_{n,t-1}^{CG} - p_{n,t}^{CG} \leq p_{\min}^{CG} (u_{n,t-1}^{CG} - u_{n,t}^{CG}) + \Delta_{\text{dn}}^{CG} u_{n,t}^{CG} \\ \bar{E}_n^{CG} \leq \sum_{t=1}^T p_{n,t}^{CG} \leq \underline{E}_n^{CG} \end{array} \right. \quad (\text{A10})$$

约束(A10)适用于火电、核电和水电机组等常规电源。式中:  $S_{n,t}^{CG}$  表示分区  $n$  在时段  $t$  的常规电源  $CG$  的开机台数;  $p_{\text{unit}}^{CG}$  表示单台常规电源  $CG$  的额定装机容量;  $\Delta_{\text{up}}^{CG}$  和  $\Delta_{\text{dn}}^{CG}$  分别表示单台常规电源  $CG$  的最大爬坡和爬降能力;  $\bar{E}_n^{CG}$  和  $\underline{E}_n^{CG}$  分别表示分区  $n$  常规电源  $CG$  全年最大和最小发电量。第 4 条约束表示常规电源在  $\tau$  时段内开机数量不变。

#### 10) 储能运行约束

$$\left\{ \begin{array}{l} p_{n,t}^{CN} = p_{n,t}^{DC} - p_{n,t}^{CH} \\ 0 \leq p_{n,t}^{DC} \leq K_n^{CN} \\ 0 \leq p_{n,t}^{DC} \leq x_n^{DC} \bar{K}_n^{CN} \\ 0 \leq p_{n,t}^{CH} \leq K_n^{CN} \\ 0 \leq p_{n,t}^{CH} \leq x_n^{CH} \bar{K}_n^{CN} \\ E_{n,t+1}^{CN} = E_{n,t}^{CN} + \eta^{CH} p_{n,t}^{CH} - p_{n,t}^{DC} / \eta^{DC} \\ x_n^{CH} + x_n^{DC} \leq 1 \\ x_n^{CH}, x_n^{DC} \in \{0,1\} \end{array} \right. , \forall n, t, CN \quad (\text{A11})$$

式中:  $p_{n,t}^{DC}$  和  $p_{n,t}^{CH}$  分别表示分区  $n$  储能  $CN$  在时段  $t$  的放电功率和充电功率;  $x_n^{DC}$  和  $x_n^{CH}$  分别表示分区  $n$  储能  $CN$  在时段  $t$  的放电状态和充电状态;  $\eta^{CH}$  和  $\eta^{DC}$  分别表示储能  $CN$  的充电效率和放电效率;  $E_{n,t}^{CN}$  表示分区  $n$  储能  $CN$  在时段  $t$  的储电量。

#### 11) 储能备用容量约束

$$\left\{ \begin{array}{l} r_n^{CN} \leq K_n^{CN} - p_{n,t}^{DC}, \forall n, t, CN \\ r_n^{CN} \leq K_n^{CN} - p_{n,t}^{CH}, \forall n, t, CN \\ r_n^{CN} \leq E_{n,t}^{CN}, \forall n, t, CN \\ \sum_n \sum_{CN} r_n^{CN} \leq P_t^{r+} \end{array} \right. \quad (\text{A12})$$

式(A12)在约束储能可提供的备用容量时, 考虑了储能逆变器功率和储能实时所储存电量的限制, 并且限制了所有储能提供的备用不超过系统总备用需求, 在准确描述储能电力平衡中提供的备用容量的同时, 使模型更“紧”。

#### 12) 可调节负荷运行约束

$$\left\{ \begin{array}{l} -C_n^{DR} \leq p_{n,t}^{DR} \leq C_n^{DR}, \forall n, t \\ \sum_t p_{n,t}^{DR} = 0 \end{array} \right. , \forall DR \quad (\text{A13})$$

第二个公式表示可调节负荷  $DR$  需要在一段时间(如: 日、月、年等)内结清。

## 附录 B

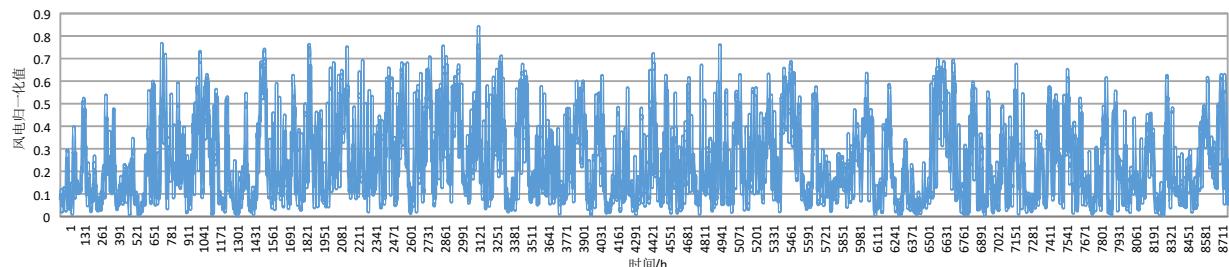


图 B1 风电序列 1 全年 8760h 归一化理论输出

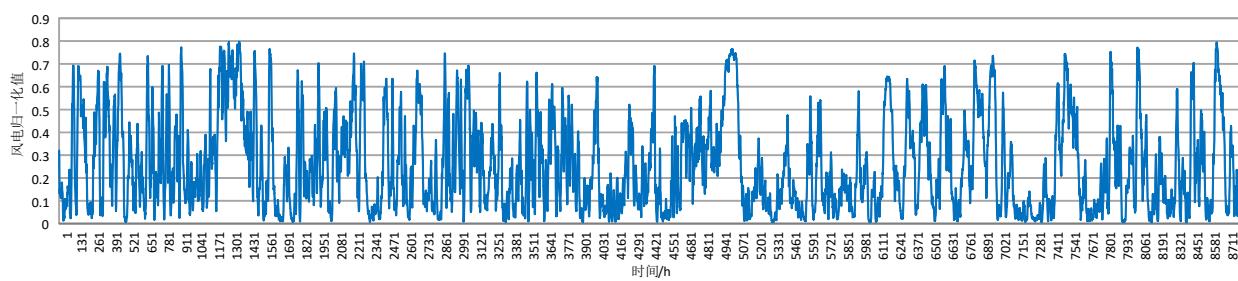


图 B2 风电序列 2 全年 8760h 归一化理论输出

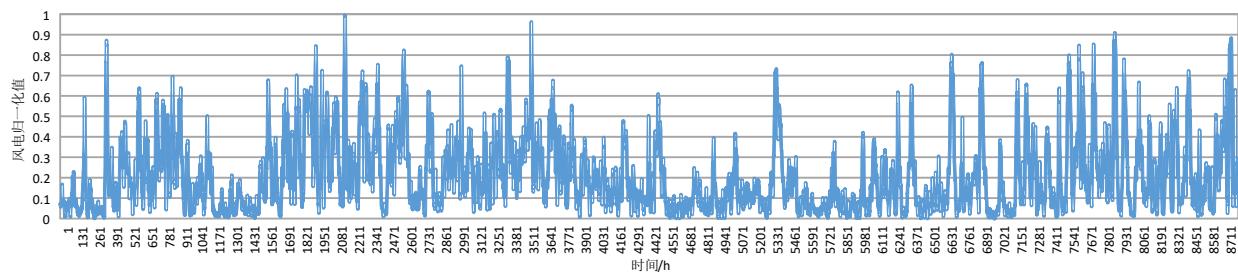


图 B3 风电序列 3 全年 8760h 归一化理论输出

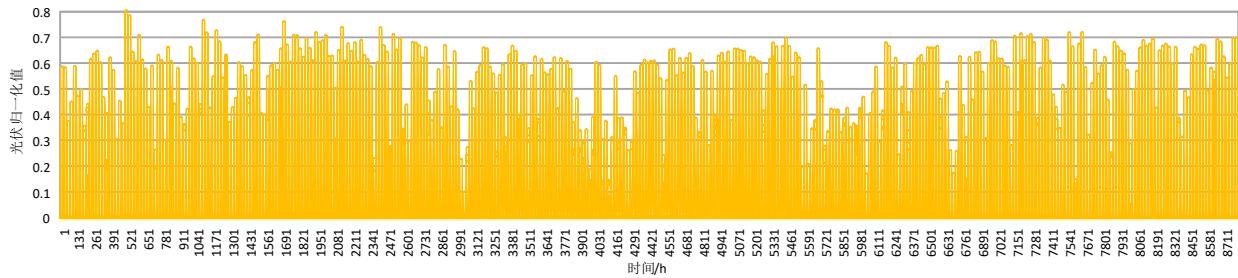


图 B4 光伏序列 1 全年 8760h 归一化理论输出

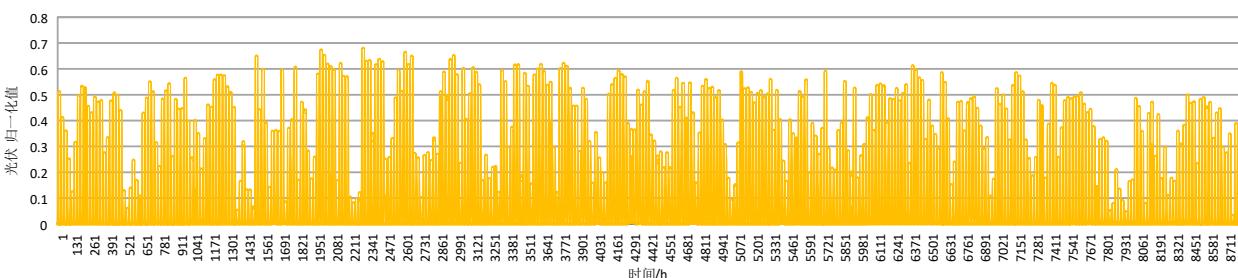


图 B5 光伏序列 2 全年 8760h 归一化理论输出

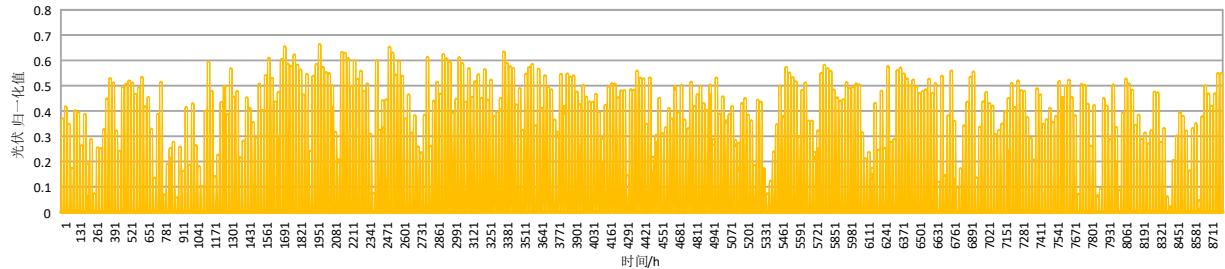


图 B6 光伏序列 3 全年 8760h 归一化理论出力

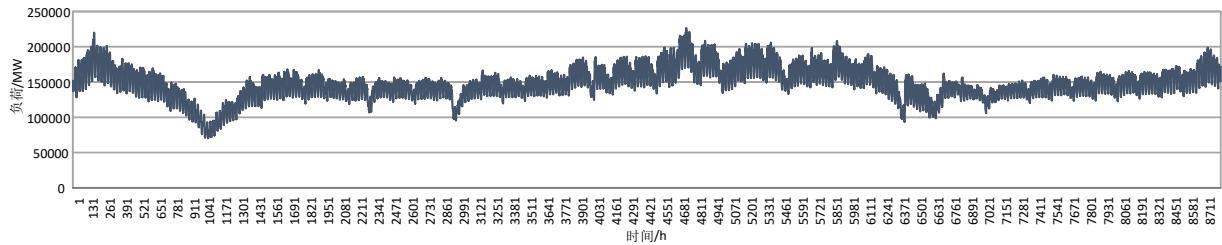


图 B7 负荷全年 8760h 功率序列

表 B1 案例参数

	负荷	负荷用电量		最大负荷	
		13043 亿 kWh		22633 万 kW	
基础案例电网装机、 负荷和新能源 资源参数	系统预留备用		400 万 kW		
	新能源资源小时数	风电 1 2108h	风电 2 2261h	风电 3 1855h	光伏 1 1401h
	水电	水电装机 5650 万 kW			水电发电量 1987 亿 kWh
	火电			23000 万 kW	
	电源	成本			价格
		装机投资成本		6000 元/kW	
		燃煤单价		1 元/kg	
	火电	平均煤耗		300 g/kWh	
		发电运行成本		0.3 元/kWh	
基础案例装机投资成 本和运行成本		碳捕集装置改造成本		300 万元/MW	
		碳捕集装置运营成本		0.07 元/kWh	
	新能源	风电装机投资成本		6000 元/kW	
		光伏装机投资成本		4500 元/kW	
	储能	储能装机投资成本		500 元/kW	
		储能容量投资成本		2000 元/kWh	
	联络线	联络线投资成本		3000 元/kW	
电量占比 场景设置	新能源发电量占比	火电最小技术出力系数		新能源预测误差	
	25%	0.4		20%	
	40%	0.2		15%	
	50%	0.2		10%	

## 附录 C

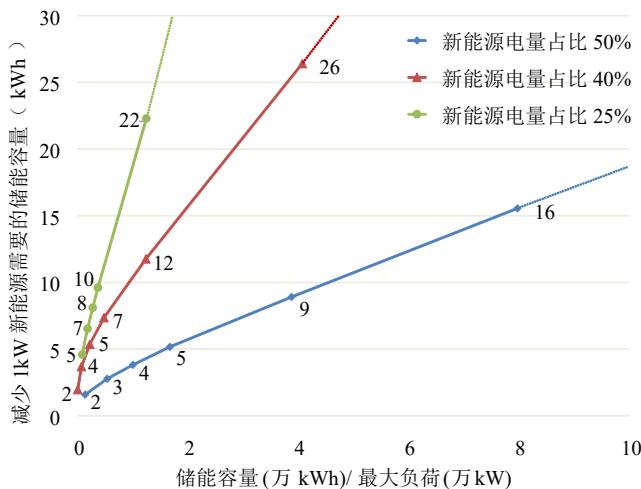


图 C1 减少 1kW 新能源装机需要的储能容量

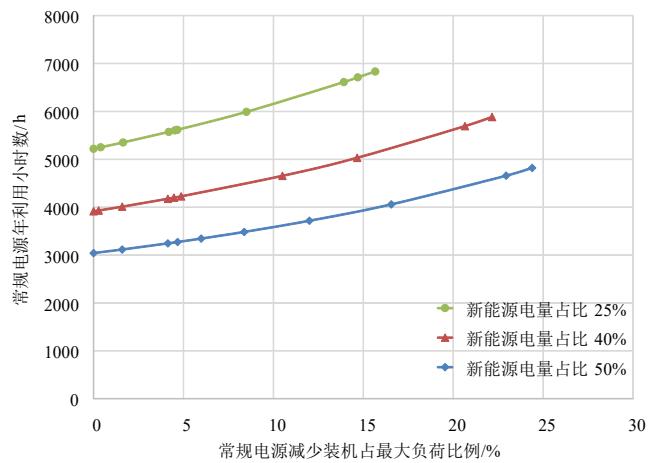


图 C2 常规电源在不同装机减少规模下的年利用小时数

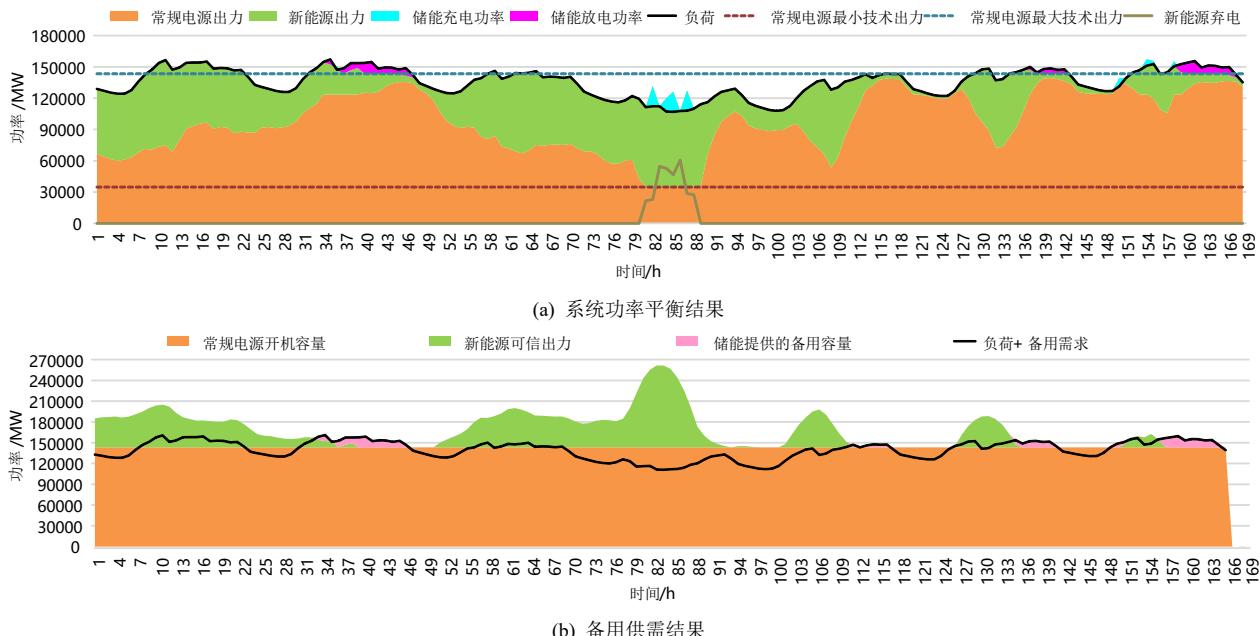


图 C3 典型周系统电力平衡和备用供需结果

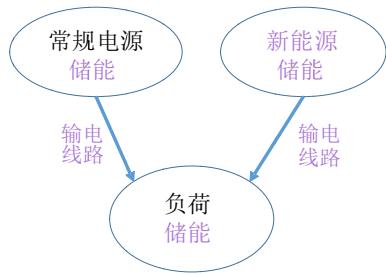
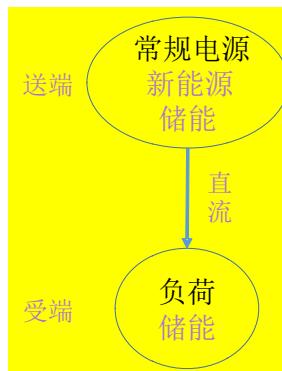
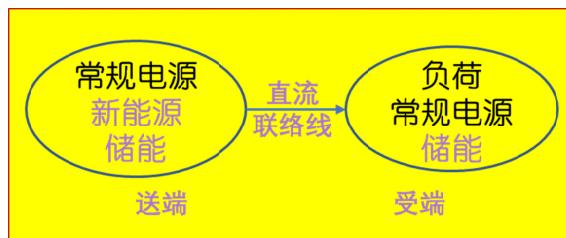


图 C4 4.1 节案例电网结构示意图



排版稿件中的图



Visio 图数据包中的图

图 C5 4.2 节送-受端互联电网示意图（请作者核实哪副图是最终版本）

图 C6 储能全年 100% 充电次数概率统计直方图

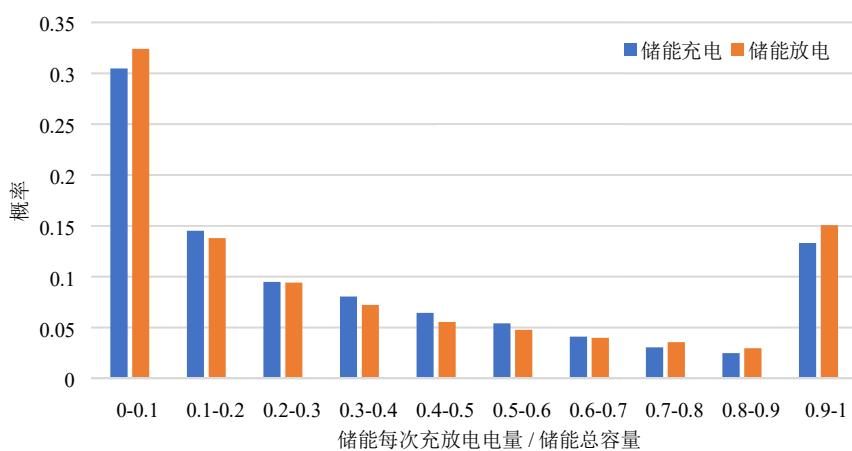


图 C7 储能充放电 SOC 概率分布图

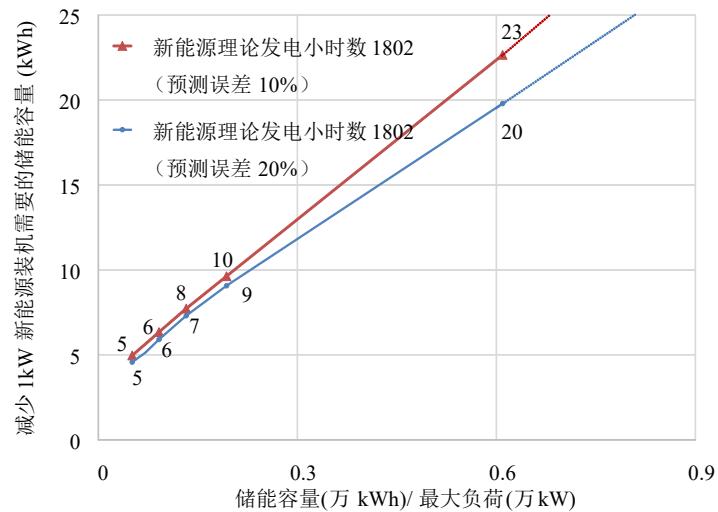


图 C8 不同新能源功率预测误差下储能对新能源装机的减少作用

附录 C 图 C8 结果显示，在不同新能源功率预测误差水平下，储能对新能源装机的减少作用的影响相对较小。