DOI：10.13334/j.0258-8013.pcsee.230444　文章编号：0258-8013 (2024) 13-5135-12　中图分类号：TM 73　文献标识码：A

太阳能光热发电并网的综合效益量化评估方法

方宇晨[1]，杜尔顺[2*]，余扬昊[1]，姜海洋[1]，戴璟[1]，张宁[1]

(1. 清华大学电机工程与应用电子技术系，北京市 海淀区 100084;
2. 低碳能源实验室(清华大学)，北京市 海淀区 100084)

Comprehensive Benefit Analytical Evaluation of Gird-connected Concentrating Solar Power

FANG Yuchen[1], DU Ershun[2*], YU Yanghao[1], JIANG Haiyang[1], DAI Jing[1], ZHANG Ning[1]

(1. Department of Electrical Engineering and Applied Electronic Technology, Tsinghua University, Haidian District, Beijing 100084, China; 2. Laboratory of Low Carbon Energy (Tsinghua University), Haidian District, Beijing 100084, China)

ABSTRACT: In the context of carbon peaking and carbon neutrality target, the large-scale renewable energy is integrated into the power system, so that strong uncertainty and low inertia will be the key features of the new-type power system. Compared with wind power and photovoltaic, concentrating solar power (CSP), a clean power generation technology with flexible regulation capability and inertia support, is both equipped with the synchronous unit and cost-effective large-capacity thermal energy storage, and can put the power system on more solid footing. Currently, the technical cost of CSP is relatively high, and the flexible benefit and inertial benefit need to be comprehensively evaluated. In this paper, the comprehensive benefit of CSP in high renewable energy penetrated power systems is comprehensively evaluated from four aspects: energy benefits, flexibility benefits, inertia benefits and emission benefits, and the corresponding analytical quantitative evaluation model and method are proposed. The results show that compared with the single consideration of the energy benefits, the comprehensive benefit of the CSP is increased by 41.27%.

KEY WORDS: carbon peaking; carbon neutrality; new type power system; concentrating solar power; comprehensive benefit evaluation

摘要：构建新型电力系统，是实现“双碳”目标的关键抓手。强随机性与低惯量特性将成为新型电力系统的重要特征。相比风电、光伏发电技术，太阳能光热发电技术集成太阳能利用、旋转同步发电机与高性价比的大容量储热为一体，是具有灵活调节能力与旋转惯量支撑的清洁发电技术，可在电力系统中承担与火电相似的“压舱石”角色。当前，光热发电的技术成本相对较高，灵活效益与惯量效益等亟待全面综合评估。该文从能量效益、灵活性效益、惯量效益以及碳减排效益 4 个方面分析了光热发电在高比例可再生能源电力系统中的综合效益，并提出了解析化的综合效益定量评估模型与方法。算例结果表明，相比于仅考虑能量效益，综合效益提高了 41.27%。

关键词：碳达峰；碳中和；新型电力系统；光热发电；综合效益评估

0　引言

大力发展新能源，替代化石能源，构建新型电力系统，是实现双碳目标的关键抓手，是推动能源低碳转型的根本路径[1]。现阶段，风电、光伏等新能源发电成本持续下降，装机容量快速增长。但与此同时，大规模风光并网引入的强波动性与随机性需要电力系统配置充裕的灵活调节资源；风光发电通过电力电子装置并网也将使得电力系统的旋转惯量不断降低，系统安全稳定性面临严峻挑战[2]。

太阳能光热发电技术是光伏发电之外的另一种太阳能发电技术，它是集光热转换发电、大规模储热和电网同步机特性于一身的可再生能源发电方式[3-4]。与常规光伏发电技术不同，光热电站通常配有大容量的储热系统，因此具有较高容量价值[5]。同时，光热电站不仅能够实现连续、稳定的发电[6]，还相较于常规火电机组拥有更好的调节特性，具有爬坡速率快、启停时间短等优势[7]。在我国的西北地区、美国德克萨斯州西部和欧洲南部等太阳辐照丰富的地方，光热发电具有良好的发展潜力。截至 2021 年底，全球光热电站累计装机容量达到 600 万 kW，此外还有超过 100 万 kW 的光热电站进入建设

基金项目：全球能源互联网集团有限公司科技项目(SGGEIG00JYJS2200061)。

Science and Technology Project of Global Energy Interconnection Group Co., Ltd. (SGGEIG00JYJS2200061).

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

阶段[8]。

现阶段成本问题仍然是制约光热发电技术在电力行业大规模发展的主要原因之一。首先，光热电站以集中式开发为主，占地需求大，控制系统复杂，从而带来了高昂的建设成本，提高了投资门槛；其次，我国当前处于光热发展的初级阶段，各方面的补贴政策和技术成熟度相对不完善，投资风险较高。总体而言，目前光热电站的总装机成本是陆上风电的 3~4 倍，光伏的 5~6 倍[9]，令投资者们“望而却步”。但是，光热发电技术的发展前景和经济效益同样令人“兴奋不已”。一方面，光热发电的平准化发电成本从 2010 年的 0.34 美元/(kW·h)降低至 2020 年的 0.108 美元/(kW·h)，10 年间下降了 68%[9]，预测未来甚至将低于常规火电的平准化发电成本[10]；另一方面，随着大规模间歇性可再生能源发电并网，电力系统灵活资源日益稀缺使得光热发电灵活性效益凸显。

面向双碳目标，本文将从电力系统视角出发，量化评估光热发电技术作为“可再生能源电源”、“灵活性电源”与“同步机组电源”的综合效益。为此，本文提出考虑可再生能源能量效益、灵活性效益、惯量效益及碳减排效益的光热发电并网综合效益评估方法。首先，建立考虑频率安全约束及碳排放约束的光热发电并网电力系统优化调度模型。然后，基于该模型，以光热发电替代新能源为思路，以可再生能源发电占比不变为前提，提出光热发电并网的综合效益解析化测算方法。该方法可分别定量分析光热电站的可再生能源发电效益、促进高比例可再生能源消纳的灵活性效益、提供系统惯量支撑的惯量效益以及降低常规火电机组碳排放量的减排效益。最后，通过算例进行实证分析，评估了光热发电并网对电力系统综合效益。

1 光热发电效益评估文献综述

1.1 光热电站投资效益评估

目前国内外已经有众多学者开展了关于光热电站投资效益评估的工作。研究方法主要可以分为以下两类：1）从光热电站角度出发，依据某种运行原则，如电站发电量最大、参与电力市场下收益最大或满足某种日内运行要求等进行运行模拟，最后对光热电站的投资及平准化发电成本进行计算。文献[11]以位于我国北京、内蒙古、青海等地区不同技术类型的光热电站为研究对象，对多个光热电站的平准化发电成本进行计算，通过灵敏度分析表明塔式光热电站在我国具有巨大的发展潜力。文献[12]考虑光热电站的投资成本和运维成本，计算电站的平准化发电成本，并分析不同变量因素对平准化发电成本的影响。该类方法基于已有的结算机制，考虑光热电站实际的运行收益，适用于当前阶段光热电站的投资评估。2）从电力系统角度出发，基于电力系统时序模拟技术，分析光热并网对电力系统的经济效益。美国国家可再生能源实验室(National Renewable Energy Laboratory，NREL)将光伏发电、常规火电和光热发电等 4 种类型电源进行对比，通过模拟软件 PLEXOS 评估光热电站在提供能量、辅助服务及可信容量等方面的价值[13]。文献[14]定量分析光热电站的可再生能源发电效益和促进可再生能源消纳的灵活性效益，研究利用光热发电灵活性促进高比例可再生能源消纳的经济性。上述方法能够全面、精细化的分析光热电站发电并网带来的经济效益，适用于从宏观角度出发，评估光热发电的经济性、制定规划战略、设计市场机制以及分析能源政策等。

1.2 光热发电促进可再生能源消纳

针对当前大规模间歇性可再生能源发电并网的现状，可利用光热发电的灵活运行特性对其他类型可再生能源出力的间歇性与不确定性进行调节，提高可再生能源的消纳能力，减少弃风、弃光[15-16]。配备十余小时大容量储热的光热电站不仅能够实现自身平稳发电，还能够为高比例风电、光伏等进行调峰[15]。灵活的光热出力将很好地平抑可再生能源出力的波动，通过削峰填谷，大大增强可再生能源的消纳能力，降低间歇性可再生能源的弃电量。

与电储能与可再生能源相结合的方式相比，光热发电与风电、光伏等可再生能源联合发电，充分利用高性价比大容量的储热，在经济效益上更有优势[7]；与采用传统火电与可再生能源相结合的方式相比，光热发电是可再生能源发电技术，几乎不产生二氧化碳排放，在环境效益方面更具有优势；与利用水电与可再生能源相结合的方式相比，光热发电技术受地理条件限制较小，在我国的西北地区，美国德克萨斯州西部，欧洲南部等太阳辐照和风电资源丰富的地方，光热发电与可再生能源联合的方式具有良好的应用前景[17]。光热发电与风电、光伏、储能等打捆运行，构建“风-光-热-储”协同的 100%清洁能源基地，具有显著的先行示范意义。

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

另一方面，间歇性可再生能源的容量可信度较低，使得新能源高占比电力系统需要配备充裕的稳定可靠电力容量。光热电站由于具有储热环节，能够担当调峰任务，因此其容量可信度也比其他可再生能源高很多。文献[18]分析结果表明，考虑储热环节后光热电站容量可信度约为 79%~92%。在不同的可再生能源并网比例下，对比了光热电站与光伏电站的能量及容量价值。结果表明光热电站的能量与容量的综合效益可达到光伏电站的 2~3 倍。在构建新型电力系统的场景下，除了通过保留一定火电装机和建设大规模储能电站等方式以提供电力支撑外，具有大容量储热系统的光热发电也将是可靠的电力容量来源，部分替代对火电装机的需求。

1.3　光热发电纾解低惯量电力系统稳定性

当前电力系统的惯量主要由常规火电等同步机组提供支撑，随着以电力电子装置为并网接口的可再生能源在电力系统中占比逐年上升，电力系统惯量将逐渐下降，为电网安全稳定带来风险。2019 年 8 月 9 日，英国发生了严重的电力系统频率安全事故，该事故造成英格兰与威尔士部分地区停电，损失负荷约 3.2%，约有 100 万人受到影响[19]。文献[19]研究表明，事故前英国电网可再生能源占比约 40%，电力电子装备比例约 50%，是一个典型的高比例可再生能源电力系统。

光热电站的发电环节工作原理是通过高压过热蒸汽推动汽轮机发电，其物理本质仍然是同步发电机，可为系统提供可靠的转动惯量[20]。随着常规机组的占比逐渐降低，高比例可再生能源电力系统亟需同步机组提供惯量支撑。光热电站在此条件下，成为了理想的解决方案。文献[21-22]分析结果表明，在配备大容量储热系统的情形下，光热电站可以保证接近连续固定的发电出力供应，在光热大规模装机的情况下，光热电站具有承担电网基本负荷的潜力；文献[23]中，美国国家可再生能源实验室以美国西部电网为研究对象，探究光热发电对电力系统频率的影响，指出光热电站能够显著改善系统的频率性能，提升系统的稳定性与安全性。

1.4　光热发电技术经济性评估

现阶段，全球陆上风电、光伏平均装机成本分别约为 1 325 美元/kW 和 857 美元/kW，而光热发电平均装机成本约为 4 746 美元/kW[9]，光热发电的装机成本相比光伏与风电更高。然而，光热电站具有灵活的调节能力，如果将光热电站视为发电与储能相结合的整体，则比同时投建风电/光伏与电储能电站更有技术经济优势。相较于现有的存储技术，光热发电的储热成本更为低廉，目前压缩空气储能的单位投资成本约为 400~800 美元/(kW·h)，锂电池储能约为 600~2 500 美元/(kW·h)，全钒液流电池约为 150~1 000 美元/(kW·h)。而光热电站中储热系统的单位投资成本远低于上述储能方式，仅为 30~60 美元/(kW·h)[24-26]。

文献[14]对比光热与光伏的技术经济性，结果表明，同一地点相同容量的光热电站(储热 13 h)的年发电量是光伏发电的 2.5 倍。同时光热发电可以提供可靠的电力保障，即 100%参与电力平衡，不需要电力系统额外配套建设储能电站。文献[27]分析结果表明光伏发电要成为电力系统提供稳定的电力供应，至少需要配置储能时长 6 h 以上的储能系统用以满足晚高峰的电力需求。由此可见，光伏发电配套电储能的发电方式在成本上并不具备显著的优势。在大力建设清洁能源基地的场景下，充分发挥光热发电的经济优势，光热的参与将会使可再生能源整体的综合效益得到提升。

此外，光热电站还具有良好的可改造性，经济效益具有更进一步提升的空间。文献[28]通过将低成本的电制热模块纳入到光热电站中，将弃风弃光电量转换成热能存储在储热系统中进一步提升电源运行的灵活性，从而提高收益；文献[29]提出通过给光热电站配置背压式汽轮机实现集中供热，充分利用发电余热，提高能源的利用效率。因此对光热电站进行改造，可以实现太阳能资源在综合能源系统中的优化配置，有利于提升电站的综合效益。

总体而言，当前对太阳能光热发电效益的评估主要思路是：聚焦光热发电自身的技术经济性评价或者从对比多种组合方案的角度出发，将光热电站并网前后电力系统的经济性、可靠性及可再生能源的消纳量等进行对比分析。缺乏从电力系统视角出发，量化评估光热发电技术作为“可再生能源电源”、“灵活性电源”与“同步机组电源”的综合效益。

2　光热发电并网成本效益的机理分析

传统成本效益评估方法从灵敏度分析视角出发，对比光热发电并网前后的电力系统运营差异性。然而，在光热电站并网前后，电力系统中可再生能源发电占比并不相同。为此，为了研究太阳能光热发电对于高比例可再生能源电力系统的价值，

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

本文保持电力系统中可再生能源的发电量占比不变，采用光热发电电量代替具有间歇特性的可再生能源发电电量，对比有光热电站和无光热电站两种调度方案的运行结果，评估光热发电并网的综合效益。

保持可再生能源发电量占比不变，将部分间歇性可再生能源电量替换为光热的综合效益分析与影响机理如图 1 所示。

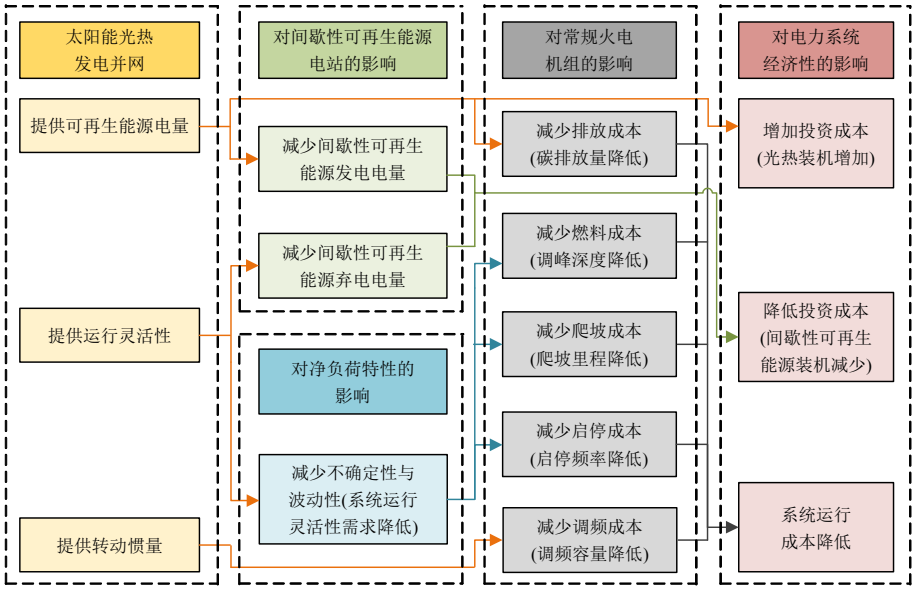


图 1 太阳能光热发电并网成本效益分析与影响机理

Fig. 1 Schematic diagram of the benefits of CSP integration for the provision of renewable energy, operational flexibility and Inertia support

从光热发电的角度看：光热发电提供可再生能源电量不仅能减少对间歇性可再生能源发电量的需求，还可以降低常规火电机组的碳排放量，但增加光热电站装机容量会增加电力系统的投资成本。此外，光热发电还为系统提供灵活性供给，从而减少间歇性可再生能源的弃电量和减弱净负荷曲线的不确定性与波动性。更重要的是，光热电站还为系统提供可靠的转动惯量，降低火电机组所提供的调频容量。

从间歇性可再生能源的角度看：一方面，部分电量被替换为光热电量，所需的间歇性可再生能源装机容量减少；另一方面，光热发电提供的运行灵活性减少弃风弃光电量，使得间歇性可再生能源装机容量进一步减少。从净负荷曲线的角度看：光热发电替换部分间歇性可再生能源出力，降低了净负荷曲线总的不确定性和波动性，从而减少了对系统运行灵活性的需求。

从常规火电机组的角度看：净负荷曲线对系统运行灵活性需求的减弱，使得火电机组的调峰深度、爬坡里程及启停频率均有所降低。此外，光热发电并网降低了火电机组的碳排放量和调频容量，让火电机组的碳排放成本和调频成本也相应减少。因此，光热并网的总运行成本相较于无光热并网的运行方案更低。

从电力系统整体经济性的角度看：部分光热并网导致投资成本增加，但光热发电同时也减少了对间歇性可再生能源的装机需求，因此也降低了投资成本；此外光热并网使得系统对运行灵活性需求减少，从而降低了系统总的运行成本。

3 太阳能光热发电综合效益评估方法

3.1 光热发电综合效益评估技术路线

光热发电并网综合效益评估技术流程如图 2 所

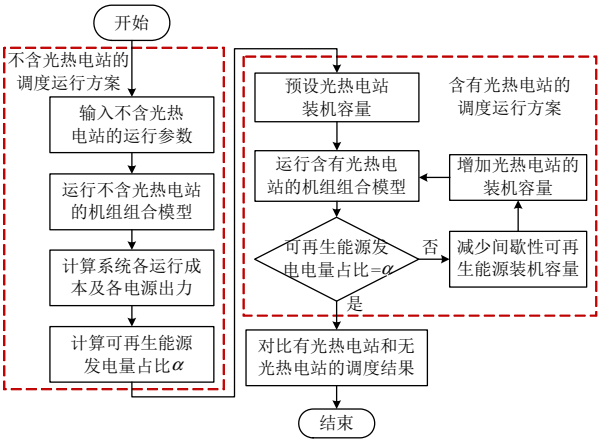


图 2 光热发电经济性评估流程图

Fig. 2 Flow chart of assessing the benefit of CSP integration

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

示。不含光热并网的调度方案 1 和含有光热并网的方案 2 中可再生能源发电电量占比相同，均为α。首先计算方案 1 得到结果并计算可再生能源发电量占比α; 其次，预设光热电站装机容量，计算方案 2；然后减小间歇性可再生能源装机容量和增加光热电站装机容量，直至方案 2 中可再生能源发电电量占比为α，得到运行方案 2 的调度结果；最后，将方案 1 和方案 2 的调度结果进行对比分析。

3.2　考虑频率安全约束及碳排放约束的光热并网电力优化调度模型

面向双碳目标，本文建立考虑频率安全约束及碳排放约束的光热并网机组组合模型，模型目标函数为最小化系统的总运行成本，其中包括常规火电机组的运行成本、光热电站的运行成本、常规火电机组的启停成本、间歇性可再生能源的弃电成本和切负荷成本，模型为混合整数线性规划模型(mixed integer linear programming，MILP)。

$$\min F=\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_g^{\mathrm{G}}(P_{g.t}^{\mathrm{G}}+R_{g.t}^{\mathrm{G}})+\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{c=1}^{N_{\mathrm{C}}}C_c^{\mathrm{CSP}}(P_{c.t}^{\mathrm{CSP}}+R_{c.t}^{\mathrm{CSP}})+\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}O_{g.t}^{\mathrm{G.SU}}+\theta^{\mathrm{VoLR}}\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{n=1}^{N_{\mathrm{N}}}(P_{v.t}^{\mathrm{VRE.Cur}}+P_{c.t}^{\mathrm{CSP.Cur}})+\theta^{\mathrm{VoLL}}\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{n=1}^{N_{\mathrm{N}}}(L_{c.t}^{\mathrm{Cur}}) \tag{1}$$

式中：C_g^{G}、C_c^{CSP}分别为常规火电机组和光热电站的单位运行成本；θ^{VoLR}、θ^{VoLL}分别为单位间歇性可再生能的弃电成本和切负荷成本；$P_{g.t}^{\mathrm{G}}$、$P_{c.t}^{\mathrm{CSP}}$分别为火电机组和光热电站的出力；$R_{g.t}^{\mathrm{G}}$、$R_{c.t}^{\mathrm{CSP}}$分别为火电机组和光热电站提供的一次调频备用容量；$P_{v.t}^{\mathrm{VRE.Cur}}$、$P_{c.t}^{\mathrm{CSP.Cur}}$分别为间歇性可再生能源的弃电功率和光热电站的弃光电功率；$O_{g.t}^{\mathrm{G.SU}}$为常规火电机组的启停成本；$L_{c.t}^{\mathrm{Cur}}$为切负荷功率。模型的约束条件如下：

1）功率平衡约束：系统需要保证每时刻的出力与负荷之间的功率平衡，式(3)限制了切负荷的大小。

$$\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}P_{g.t}^{\mathrm{G}}+\sum_{v=1}^{N_{\mathrm{V}}}P_{v.t}^{\mathrm{VRE}}+\sum_{c=1}^{N_{\mathrm{C}}}P_{c.t}^{\mathrm{CSP}}=\sum_{n=1}^{N_{\mathrm{N}}}(D_{n.t}^{\mathrm{Fore}}-L_{n.t}^{\mathrm{Cur}}) \tag{2}$$

$$0\le L_{n.t}^{\mathrm{Cur}}\le D_{n.t}^{\mathrm{Fore}} \tag{3}$$

2）输电线路传输功率约束：

$$-F_l^{\mathrm{L.max}}\le\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}K_{l-g}P_{g.t}^{\mathrm{G}}+\sum_{v=1}^{N_{\mathrm{V}}}K_{l-v}P_{v.t}^{\mathrm{VRE}}+\sum_{c=1}^{N_{\mathrm{C}}}K_{l-c}P_{c.t}^{\mathrm{CSP}}-\sum_{n=1}^{N_{\mathrm{N}}}K_{l-n}(D_{n.t}^{\mathrm{Fore}}-L_{n.t}^{\mathrm{Cur}})\le F_l^{\mathrm{L.max}} \tag{4}$$

式中：$F_l^{\mathrm{L.max}}$为线路 l 最大输电功率容量；K_l为潮流分布转移因子。

3）火电机组运行约束：火电机组的运行约束包括出力上下限约束式(5)，启停时间约束式(6)—(7)，启停费用约束式(8)和爬坡约束式(9)。

$$x_{g.t}^{\mathrm{G}}P_g^{\mathrm{G.min}}\le P_{g.t}^{\mathrm{G}}\le x_{g.t}^{\mathrm{G}}P_g^{\mathrm{G.max}} \tag{5}$$

$$(x_{g.t}^{\mathrm{G}}-x_{g.t-1}^{\mathrm{G}})T_g^{\mathrm{G.on}}+\sum_{\tau=t-T_g^{\mathrm{G.on}}-1}^{t-1}x_{g.\tau}^{\mathrm{G}}\ge 0 \tag{6}$$

$$(x_{g.t-1}^{\mathrm{G}}-x_{g.t}^{\mathrm{G}})T_g^{\mathrm{G.off}}+\sum_{\tau=t-T_g^{\mathrm{G.off}}-1}^{t-1}(1-x_{g.\tau}^{\mathrm{G}})\ge 0 \tag{7}$$

$$O_{g.t}^{\mathrm{G.SU}}\ge C_g^{\mathrm{G.SU}}(x_{g.t}^{\mathrm{G}}-x_{g.t-1}^{\mathrm{G}}),\quad O_{g.t}^{\mathrm{G.SU}}\ge 0 \tag{8}$$

$$-U_g^{\mathrm{G.down}}\le P_{g.t}^{\mathrm{G}}-P_{g.t-1}^{\mathrm{G}}\le U_g^{\mathrm{G.up}} \tag{9}$$

式中：$P_g^{\mathrm{G.max}}$、$P_g^{\mathrm{G.min}}$分别为机组的出力上限和下限；$x_{g.t}^{\mathrm{G}}$为机组的运行状态；$T_g^{\mathrm{G.on}}$、$T_g^{\mathrm{G.off}}$分别为机组的最小启、停时间；$C_g^{\mathrm{G.SU}}$为机组的单位启停成本；$U_g^{\mathrm{G.up}}$、$U_g^{\mathrm{G.down}}$分别为机组的上、下爬坡速率。

4）光热电站运行约束：光热电站运行约束包括出力约束式(10)，启停时间约束式(11)—(12)，爬坡约束式(13)，电站内热功率平衡约束式(14)以及储热系统约束式(15)—(16)。

$$x_{c.t}^{\mathrm{CSP}}P_c^{\mathrm{CSP.min}}\le P_{c.t}^{\mathrm{CSP}}\le x_{c.t}^{\mathrm{CSP}}P_c^{\mathrm{CSP.max}} \tag{10}$$

$$(x_{c.t}^{\mathrm{CSP}}-x_{c.t-1}^{\mathrm{CSP}})T_c^{\mathrm{CSP.on}}+\sum_{\tau=t-T_c^{\mathrm{CSP.on}}-1}^{t-1}x_{c.\tau}^{\mathrm{CSP}}\ge 0 \tag{11}$$

$$(x_{c.t-1}^{\mathrm{CSP}}-x_{c.t}^{\mathrm{CSP}})T_c^{\mathrm{CSP.off}}+\sum_{\tau=t-T_c^{\mathrm{CSP.off}}-1}^{t-1}(1-x_{c.\tau}^{\mathrm{CSP}})\ge 0 \tag{12}$$

$$-U_c^{\mathrm{CSP.down}}\le P_{c.t}^{\mathrm{CSP}}-P_{c.t-1}^{\mathrm{CSP}}\le U_c^{\mathrm{CSP.up}} \tag{13}$$

$$P_{c.t}^{\mathrm{CSP.Fore}}=P_{c.t}^{\mathrm{CSP}}/\eta_c^{\mathrm{PB}}+P_{c.t}^{\mathrm{CSP.Cur}}+P_{c.t}^{\mathrm{Cha}}-P_{c.t}^{\mathrm{Dis}} \tag{14}$$

$$E_{c.t}=E_{c.t-1}+\eta_c^{\mathrm{TES}}P_{c.t}^{\mathrm{Cha}}-P_{c.t}^{\mathrm{Dis}}/\eta_c^{\mathrm{TES}} \tag{15}$$

$$E_c^{\mathrm{TES.min}}\le E_{c.t}^{\mathrm{TES}}\le E_c^{\mathrm{TES.max}} \tag{16}$$

式中：$P_c^{\mathrm{CSP.max}}$、$P_c^{\mathrm{CSP.min}}$分别为电站的出力上限和下限；$x_{c.t}^{\mathrm{CSP}}$为电站的运行状态；$T_c^{\mathrm{CSP.on}}$、$T_c^{\mathrm{CSP.off}}$分别为电站的最小启、停时间；$U_c^{\mathrm{CSP.up}}$、$U_c^{\mathrm{CSP.down}}$分别为电站的上、下爬坡速率；η_c^{PB}为发电环节的效率；$P_{c.t}^{\mathrm{Cha}}$、$P_{c.t}^{\mathrm{Dis}}$分别为储热系统的充、放热功率；$P_{c.t}^{\mathrm{CSP.Fore}}$为根据太阳辐照数据所生成的光热电站可用热功率；$\eta_c^{\mathrm{TES}}$为储热系统的充放热效率；$E_c^{\mathrm{TES.max}}$、$E_c^{\mathrm{TES.min}}$分别最大和最小储热容量。

5）间歇性可再生能源出力约束：间歇性可再生

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

能源的计划出力 $P_{v.t}^{\mathrm{VRE}}$ 不应超过可用出力 $P_{v.t}^{\mathrm{VRE.Fore}}$。

$$P_{v.t}^{\mathrm{VRE}}+P_{v.t}^{\mathrm{VRE.Cur}}=P_{v.t}^{\mathrm{VRE.Fore}} \tag{17}$$

$$0\le P_{v.t}^{\mathrm{VRE}},P_{v.t}^{\mathrm{VRE.Cur}}\le P_{v.t}^{\mathrm{VRE.Fore}} \tag{18}$$

6）系统备用功率约束：

$$\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}x_{g.t}^{\mathrm{G}}P_{g}^{\mathrm{G.max}}+\sum_{c=1}^{N_{\mathrm{C}}}x_{c.t}^{\mathrm{CSP}}P_{c}^{\mathrm{CSP.max}}+(1-\sigma_{u}^{\mathrm{VRE}})\sum_{v=1}^{N_{\mathrm{V}}}P_{v.t}^{\mathrm{VRE.Fore}}\ge(1+\sigma_{u}^{\mathrm{D}})\sum_{n=1}^{N_{\mathrm{N}}}D_{n.t}^{\mathrm{Fore}} \tag{19}$$

式中 σ_{u}^{D}、$\sigma_{u}^{\mathrm{VRE}}$ 分别为负荷备用率和为应对可再生能源预测误差所需的备用率。

7）碳排放约束：常规火电机组的碳排放量 $Q^{\mathrm{CO_2}}$ 等于机组的发电量乘以碳排放强度 λ_{g}^{G}，如式(20)所示。

$$Q^{\mathrm{CO_2}}=\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}\lambda_{g}^{\mathrm{G}}\cdot P_{g.t}^{\mathrm{G}} \tag{20}$$

8）频率安全约束：在突发事件的初期，同步机组通过释放转子的动能或者吸收系统电能抑制系统频率的变化，对系统频率起主要支撑的作用。因此，调度周期内，系统的惯量 H_{t}^{Sys} 由式(21)进行计算。

$$H_{t}^{\mathrm{Sys}}=\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}H_{g}^{\mathrm{G}}P_{g}^{\mathrm{G.max}}x_{g.t}^{\mathrm{G}}+\sum_{c=1}^{N_{\mathrm{C}}}H_{c}^{\mathrm{CSP}}P_{c}^{\mathrm{CSP.max}}x_{c.t}^{\mathrm{CSP}} \tag{21}$$

式中 H_{g}^{G}、H_{c}^{CSP} 分别为火电机组和 CSP 电站的惯量常数。为了保证系统的频率安全，在发生突发事件后到频率下降至最低点的时间段内，需要对反映频率性能的两个重要指标进行评估：RoCoF 和 Nadir。其中 RoCoF 可以被视为意外事件发生后频率变化的严重程度；Nadir 是频率恢复前到达的最低点频率。因此，一方面应保证初始 RoCoF 不超过一定阈值 $f_{\mathrm{RoCoF}}^{\max}$，如式(22)所示；另一方面，应确保频率最低点不会降到可以触发 UFLS 事故的预定极限 f_{UFLS}，如式(23)—(29)[30]所示。

$$H_{t}^{\mathrm{Sys}}\ge\left|\frac{\Delta P_{t}^{\mathrm{L}}}{2f_{\mathrm{RoCoF}}^{\max}}f_{0}\right| \tag{22}$$

$$R_{g.t}^{\mathrm{G}}\le 2r_{g}^{\mathrm{G}}\frac{H_{t}^{\mathrm{Sys}}(f_{0}-\Delta f_{\mathrm{db}}-f_{\mathrm{UFLS}})}{\Delta P_{t}^{\mathrm{L}}} \tag{23}$$

$$R_{c.t}^{\mathrm{CSP}}\le 2r_{c}^{\mathrm{CSP}}\frac{H_{t}^{\mathrm{Sys}}(f_{0}-\Delta f_{\mathrm{db}}-f_{\mathrm{UFLS}})}{\Delta P_{t}^{\mathrm{L}}} \tag{24}$$

$$\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}R_{g.t}^{\mathrm{G}}+\sum_{c=1}^{N_{\mathrm{C}}}R_{c.t}^{\mathrm{CSP}}\ge\Delta P_{t}^{\mathrm{L}} \tag{25}$$

$$0\le R_{g.t}^{\mathrm{G}}\le R_{g}^{\mathrm{G.max}} \tag{26}$$

$$0\le R_{c.t}^{\mathrm{CSP}}\le R_{c}^{\mathrm{CSP.max}} \tag{27}$$

$$P_{g.t}^{\mathrm{G}}+R_{g.t}^{\mathrm{G}}\le P_{g}^{\mathrm{G.max}} \tag{28}$$

$$P_{c.t}^{\mathrm{CSP}}+R_{c.t}^{\mathrm{CSP}}\le P_{c}^{\mathrm{CSP.max}} \tag{29}$$

式中：$\Delta P_{t}^{\mathrm{L}}$ 为突发事件功率扰动量；f_{0}、Δf_{db} 分别为系统的标称频率和调速器的死区；r_{g}^{G}、r_{c}^{CSP} 分别为常规火电机组和光热电站提供一次调频响应的最大爬坡速率；R_{g}^{G}、R_{c}^{CSP} 分别为常规火电机组和光热电站提供的一次调频备用容量。

3.3 光热发电综合效益解析化测算

本文从光热发电的能量效益(energy benefit，ENB)、灵活性效益(flexibility benefit，FLB)、惯量效益(inertia benefit，INB)、减排效益(emission benefit，EMB)及经济性等方面构建更为详细的评估指标，从而更为直观的对不同调度方案进行对比。

1）光热发电的能量效益。

假设方案 2 中间歇性可再生能源的装机容量为 G_{VRE}^{2}，光热电站装机容量为 G_{CSP}^{2}。根据 2 节的分析，光热发电电量代替间歇性可再生能源发电电量所节省的间歇性可再生能源的投资成本，即为光热发电的能量效益 γ_{ENB}，表示为

$$\gamma_{\mathrm{ENB}}=C^{\mathrm{Invest}}(G_{\mathrm{VRE}}^{1})-C^{\mathrm{Invest}}(G_{\mathrm{VRE}}^{2}) \tag{30}$$

式中：G_{VRE} 为可再生能源发电量占比为 α 下间歇性可再生能源的装机容量；$C(\cdot)$ 表示年化投资成本函数，具体表示如下：

$$C^{\mathrm{Invest}}(G)=\frac{r(1+r)^{n}}{(1+r)^{n}-1}\cdot C^{\mathrm{C}}\cdot G+F^{\mathrm{C}}\cdot G \tag{31}$$

式中：G 为装机容量；C^{C}、F^{C} 分别为固定单位投资成本和运行成本；r、n 分别为折现率和投资回报年限。

此外，借鉴平准化度电成本(levelized cost of energy，LCOE)的定义，将光热发电的能量效益 γ_{ENB} 均分到光热发电量上，构建光热发电并网的平准化度电能量收益(levelized energy benefits，LENB)，表示为

$$\gamma_{\mathrm{LENB}}=\frac{\gamma_{\mathrm{ENB}}}{G_{\mathrm{CSP}}U_{\mathrm{CSP}}} \tag{32}$$

式中 U_{CSP} 表示光热电站的利用小时数。

2）光热发电的灵活性效益。

光热发电电量代替间歇性可再生能源发电电量

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

所节省的常规火电机组的燃料成本、爬坡成本和启停成本，即为光热发电的灵活性效益γ_{FLB}，表示为

$$\gamma_{\mathrm{FLB}}=E^{\mathrm{Fuel}}+E^{\mathrm{Ramp}}+E^{\mathrm{SU}} \tag{33}$$

式中 E^{Fuel}、E^{Ramp}、E^{SU} 分别为常规火电机组的燃料成本变化、爬坡成本变化和启停成本变化，具体表示如下：

$$E^{\mathrm{Fuel}}=\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_g^{\mathrm{Fuel}}(P_{g.t}^2)-\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_g^{\mathrm{Fuel}}(P_{g.t}^1) \tag{34}$$

$$E^{\mathrm{Ramp}}=\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_g^{\mathrm{Ramp}}(P_{g.t}^2)-\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_g^{\mathrm{Ramp}}(P_{g.t}^1) \tag{35}$$

$$E^{\mathrm{SU}}=\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_g^{\mathrm{SU}}(x_{g.t}^1)-\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_g^{\mathrm{SU}}(x_{g.t}^2) \tag{36}$$

式中：$P_{g.t}$ 表示可再生能源装机比例为α且发电量占比为β下常规火电机组的出力；$C_g^{\mathrm{Fuel}}(\cdot)$、$C_g^{\mathrm{Ramp}}(\cdot)$、$C_g^{\mathrm{SU}}(\cdot)$ 分别表示常规火电机组燃料成本函数、爬坡成本函数和启停成本函数，由式(37)—(39)进行计算：

$$C_g^{\mathrm{Fuel}}(P_{g.t})=a_g(P_{g.t})^2+b_gP_{g.t}+c_g \tag{37}$$

$$C_g^{\mathrm{Ramp}}(P_{g.t})=d_g\left|P_{g.t}-P_{g.t-1}\right| \tag{38}$$

$$C_g^{\mathrm{SU}}(x_{g.t})=e_g\left|x_{g.t}-x_{g.t-1}\right| \tag{39}$$

式中：a_g、b_g、c_g 为常规火电机组燃料成本系数；d_g、e_g 分别为常规火电机组爬坡和启停成本系数。

类似地，将光热发电的灵活性效益γ_{FLB} 均分到光热发电量上，构建光热发电并网的平准化度电灵活性收益(levelized flexibility benefits，LFLB)，表示为

$$\gamma_{\mathrm{LFLB}}=\frac{\gamma_{\mathrm{FLB}}}{G_{\mathrm{CSP}}U_{\mathrm{CSP}}} \tag{40}$$

3）光热发电的惯量效益。

根据 2 节的分析，光热并网为系统提供了可靠的转动惯量，减少了对常规火电机组一次调频备用容量的需求，从而降低了调频成本。由式(41)可以得到精细化常规火电机组的调频成本：

$$C_g^{\mathrm{PFR}}(R_{g.t})=f_g\cdot R_{g.t} \tag{41}$$

式中：$R_{g,t}$ 为火电机组提供的一次调频备用容量；f_g 为常规火电机组调频成本系数。光热发电电量代替间歇性可再生能源发电电量所节省的常规火电机组的调频成本，即为光热发电的惯量效益γ_{INB}，如式(42)所示。将总的惯量效益γ_{INB} 平均分摊到光热发电量上，建立光热发电并网的平准化度电惯量收益(levelized inertia benefits，LINB)，表示为

$$\gamma_{\mathrm{INB}}=\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_g^{\mathrm{PFR}}(R_{g.t}^1)-\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_g^{\mathrm{PFR}}(R_{g.t}^2) \tag{42}$$

$$\gamma_{\mathrm{LINB}}=\frac{\gamma_{\mathrm{INB}}}{G_{\mathrm{CSP}}U_{\mathrm{CSP}}} \tag{43}$$

4）光热发电的减排效益。

类似地，光热发电电量代替间歇性可再生能源发电电量使得常规火电机组减少的碳排放成本，即为光热发电的减排效益γ_{EMB}，表示为

$$\gamma_{\mathrm{EMB}}=\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}Q_g^{\mathrm{CO_2}}(P_{g.t}^1)-\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}}Q_g^{\mathrm{CO_2}}(P_{g.t}^2) \tag{44}$$

式中 $Q_g^{\mathrm{CO_2}}(\cdot)$ 表示常规火电机组碳排放成本函数，由式(45)进行计算：

$$C_g^{\mathrm{CO_2}}(P_{g.t})=q_g\cdot\lambda_g\cdot P_{g.t} \tag{45}$$

式中 q_g 为常规火电机组碳排放成本系数。将总的减排效益γ_{EMB} 平均分摊到光热发电量上，建立光热发电并网的平准化度电减排收益(levelized emission benefits，LEMB)，表示为

$$\gamma_{\mathrm{LEMB}}=\frac{\gamma_{\mathrm{EMB}}}{G_{\mathrm{CSP}}U_{\mathrm{CSP}}} \tag{46}$$

5）光热发电的经济性。

光热发电并网的平准化度电总收益(levelized overall benefits，LOB)为平准化度电能量收益、灵活性收益、惯量收益以及减排收益之和，表示为

$$\gamma_{\mathrm{LOB}}=\gamma_{\mathrm{LENB}}+\gamma_{\mathrm{LFLB}}+\gamma_{\mathrm{LINB}}+\gamma_{\mathrm{LEMB}} \tag{47}$$

考虑光热电站的投资成本和可变运行成本，光热电站的平准化度电成本可由式(48)进行计算：

$$\gamma_{\mathrm{LCOE}}=\frac{C^{\mathrm{Invest}}(G_{\mathrm{CSP}})+C^{\mathrm{CSP}}G_{\mathrm{CSP}}U_{\mathrm{CSP}}}{G_{\mathrm{CSP}}U_{\mathrm{CSP}}} \tag{48}$$

式中 C^{CSP} 为单位光热发电的可变运行成本。光热电站的投资回报率(return of investment，ROI)可由式(49)进行计算，当μ_{ROI} 大于 100%时，说明光热发电的总收益高于总成本，则光热电站的投资是经济的。

$$\mu_{\mathrm{ROI}}=\gamma_{\mathrm{LOB}}/\gamma_{\mathrm{LCOE}} \tag{49}$$

本文提出的解析化测算方法不仅可以测算光热发电的综合效益，还可对例如煤电+CCS、储能等其他灵活性资源对于高比例可再生能源电力系统的综合效益进行测算。

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

4 算例分析

4.1 算例描述

本文以改进的IEEE-30节点系统为例进行算例分析。在节点13处并网容量为200 MW的风电场，风电的出力来源于我国西北地区某省的小时级出力数据。常规火电装机结构及负荷数据如表1所示。系统中风光装机占比为 31.50%，系统最大负荷为290.13 MW。系统标称频率为50 Hz，调速器的死区设置为0.036 Hz，频率安全的阈值设为49.5 Hz，频率变化率的阈值设置为 0.5 Hz/s，假设系统的突发事件的大小为30 MW，约为最大负荷的10%。系统正负备用率设置为系统负荷的 5%和 2%。模型在Matlab中实现，使用Yalmip进行编程并采用Gurobi对MILP模型进行求解。

表1 修改后IEEE 30节点系统的装机结构与负荷数据

Table 1 Generation mix and load data of the modified IEEE 30 bus system

机组参数	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6
单机装机容量/MW	200	80	50	35	30	40
可变运行成本/(美元/MW·h)	23	22	18	25	20	20
启停成本/(美元/MW)	50	60	30	85	52	30
最小启动时间/h	1	2	1	1	2	1
最小停机时间/h	1	2	1	2	1	1
爬坡能力/%	25	38	30	43	50	38
最小出力水平/%	25	25	30	29	33	30
惯量常数/s	6	4	4	4	4	4
一次调频速率/(MW/s)	10	20	20	20	20	20
排放强度/(t/MW·h)	0.9	0.85	0.803	0.85	0.803	0.803
最大负荷/MW	290.13					
总负荷需求/GW·h	1 662.18					

在保证可再生能源并网发电量不变的条件下，减少各节点的风电装机容量，增加光热装机容量。本文设置不同运行方案进行对分析：

方案 1：无光热电站(基础方案)；

方案 2：光热发电替换原有间歇性可再生能源并网电量；

方案 3：光伏+电储能发电替换原有间歇性可再生能源并网电量。

其中，方案3中光伏与储能的配比为1:0.1，储能时长为 2 h[31]。光热电站的太阳辐照数据来源于我国西北地区某省的小时级出力数据，风电和光伏的固定投资成本分别为200和2 400美元/kW，年固定运行成本分别为60和40美元/kW。光热电站的投资成本和固定运行成本分别为4 600 和 50 美元/kW。全钒液流电池的单位功率和能量容量投资成本分别为2 300和300美元/(kW·h)，年固定运行成本分别20美元/kW。火电机组小时级爬坡成本设置为 5 美元/MW，碳排放成本设置为 8.3 美元/t。光热电站的详细配置参数如表2所示。

表2 光热电站配置参数

Table 2 Parameters of CSP plants

参数	数值	参数	数值
太阳倍数	1.8	储热热交换效率/%	98
热电转化效率/%	38	最小启动/停机时间/h	1
储热时长/h	10	惯量常数/s	4
爬坡能力/%	40	一次调频速率/(MW/s)	10

4.2 结果统计与分析

各方案的运行结果统计如表3所示。在无光热电站的基础方案1中，可再生能源的发电量占比为20.87%，可再生能源弃电率为8.98%。在保证可再生能源发电量占比不变的条件下，将部分间歇性可再生能源发电量替换为光热电量(方案2)或者光伏+电储能电量(方案 3)，可以看出，方案 2 年总运行成本与可再生能源弃电率均为最低。

表3 各方案的结果统计

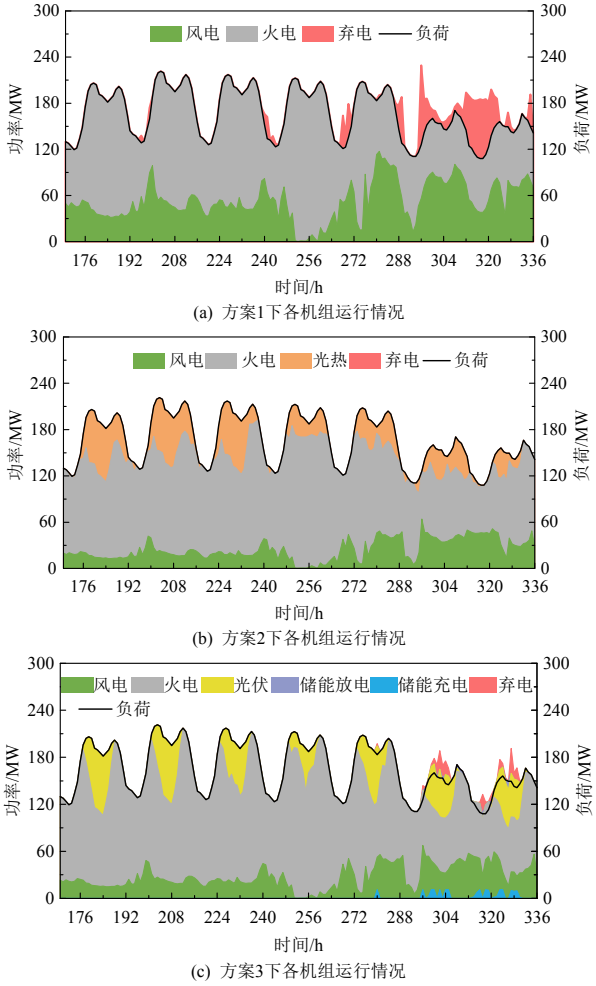
Table 3 Results of IEEE–30 bus system in each case

参数		方案 1	方案 2	方案 3
可再生能源装机结构/MW	风电	200	81	93
	光伏	—	—	113
	光热	—	69	—
	电储能	—	—	11
	总计	200	150	217
可再生能源电量结构	风电	20.87%	9.25%	10.56%
	光伏	—	—	10.32%
	光热	—	11.62%	—
年运行成本/($\times10^5$美元)	燃料成本	326.40	272.63	314.21
	爬坡成本	7.30	5.14	7.02
	启停成本	0.59	0.23	0.43
可再生能源弃电率/%		8.98	0	0.91
常规机组碳排放总量/($\times10^5$t)		13.22	11.22	12.82

为说明光热发电的灵活性，对比方案1、2和3在同一典型周各机组的运行情况，如图3所示。从单日运行的角度看，光热电站将太阳辐照资源丰富时段的出力转移至无光照或辐照资源短缺的时段，减少了可再生能源的弃电量；从多日运行的角度看，光热电站在风电出力较小的时段保持出力，而在风电出力较大的时段则减少出力，降低了常规火电的出力调整次数和爬坡成本，减少了年运行成本。可以看出，利用光热发电的灵活性能够促进可

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

再生能源的消纳，提升系统的经济性。



(a) 方案1下各机组运行情况

(b) 方案2下各机组运行情况

(c) 方案3下各机组运行情况

图 3　各运行方案机组出力

Fig. 3　Generation output of each unit under different cases

4.3　能量效益分析

表 4 统计了各运行方案的能量效益，其中方案 2 光热电站利用小时数为 2 789 h，方案 3 光伏利用小时数为 1 287 h。可以看出，光热替换部分间歇性可再生能源电量可以提升系统的能量效益。在保持可再生能源的发电量占比不变的条件下，由于方案 2 的运行方式大量减少风电装机容量，因此能量效益高于方案 3，但由于光热电站的利用小时数远高于光伏，因此方案 3 的平准化度电能量收益却高于方案 2。方案 2 和 3 的平准化度电能量收益分别为 0.162 4 和 0.192 3 美元/(kW·h)。

表 4　各方案能量效益对比

Table 4　Comparison of energy benefit under different cases

参数	减少风电装机/MW	新增光伏装机/MW	新增光热装机/MW	能量效益/($\times10^5$ 美元)	平准化能量收益/[美元/(kW·h)]
方案 2	119	—	69	313.81	0.162 4
方案 3	107	113	—	282.16	0.192 3

4.4　灵活性效益分析

为了比较不同方案的系统灵活性需求，表 5 展示了各方案下系统日均负荷峰谷差值、常规火电小时级爬坡平均值及平准化度电灵活性收益等。结果表明，方案 2 的日均峰谷差值相较于方案 1 的 93.74 MW 有所降低，且方案 2 小时级爬坡平均值与方案 1 相比下降了 24.25%。而方案 3 相较于方案 1 在日均峰谷差值和小时级爬坡平均方面分别增加了 7.36%和 18.28%。此外，方案 2 不存在可再生能源弃电，说明光热并网大幅提高了可再生能源的消纳能力。

表 5　各方案灵活性效益对比

Table 5　Comparison of flexibility benefit under different cases

参数	减少日均峰谷差值/MW	减少小时级爬坡/MW	减少可再生能源弃电率/%	灵活性效益/($\times10^5$ 美元)	平准化灵活性收益/[美元/(kW·h)]
方案 2	17.68	3.01	8.98	56.3	0.029 1
方案 3	−6.9	−2.27	8.07	12.63	0.008 6

图 4 展示了各运行方案下常规火电机组的利用小时数，发电成本较低的火电机组 No.3 在方案 2 中的利用小时数相较于其他运行方案增加，而发电成本较高但拥有更好灵活性的火电机组 No.2 在方案 1 和方案 3 中利用小时数增加。不同方案中不同机组年利用小时数的变化是造成燃料成本差异的主要原因。光热电量替换部分间歇性可再生能源电量后，使得常规机组总发电成本减少，又由于系统净负荷总电量不变，因此，该部分运行成本减少是由于系统运行灵活性需求减少所带来的灵活性效益。方案 2 相较于方案 3，平准化度电灵活性收益增加了 0.020 5 美元/(kW·h)。

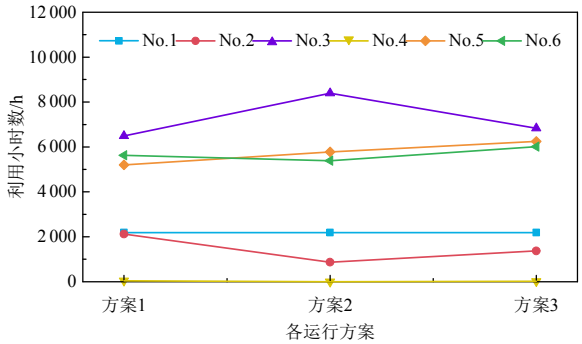


图 4　各运行方案常规火电机组年利用小时数

Fig. 4　Utilization hour variation for different thermal units under different cases

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

4.5 惯量效益分析

图 5 展示了第 2 周每时刻各运行方案下的系统惯量大小，可以看出，在保证系统频率安全约束的前提下，方案 3 中在可再生能源出力较大的时段，额外开启常规火电机组以维持系统频率安全。选取第 169 时刻各方案的系统惯量大小作为对比，表 6 展示了各方案的惯量效益。结果表明，由于光热电站的灵活运行，使得方案 2 中系统惯量大小大于运行方案 3。此外，光热电站提供了大部分系统所需的一次调频备用容量。因此，光热发电代替部分间歇性可再生能源不仅能够提供可再生能源电量，还能够提供系统维持频率安全的惯量支撑，分担了火电机组的调频压力。方案 2 中平准化度电惯量收益为 0.025 8 美元/(kW·h)，远高于方案 3 的 0.007 3 美元/(kW·h)。

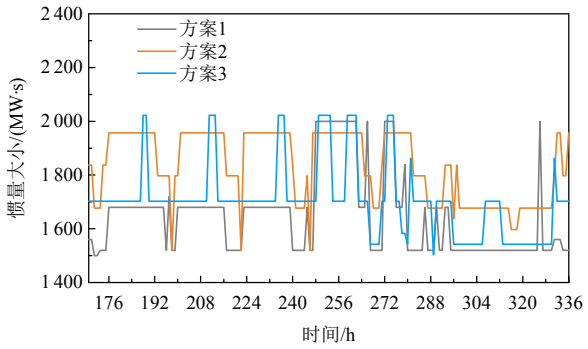


图 5 各运行方案第 b 周每时刻系统惯量大小

Fig. 5 System inertia in the second week under different cases

表 6 各方案惯量效益对比

Table 6 Comparison of inertia benefit under different cases

参数	惯量大小/(MW·s)	火电一次调频备用容量/($\times10^4$ MW)	惯量效益/($\times10^5$ 美元)	平准化惯量收益/[美元/(kW·h)]
方案 2	1 837.03	17.5	49.76	0.025 8
方案 3	1 702.60	212.9	10.78	0.007 3

4.6 减排效益分析

表 7 统计了各方案减少常规火电碳排量的减排效益，可以看出方案 2 在减排效益方面具有较大的优势，相较于方案 1，方案 2 碳排放总量减少了 20.01 万 t，方案 3 仅减少了 4.08 万 t。因此，光热电站并网还具有减少常规火电机组碳排放总量的减排效益，方案 2 和 3 的平准化度电减排收益分别为 0.008 6 美元/(kW·h)、0.002 3 美元/(kW·h)。

表 7 各方案减排效益对比

Table 7 Comparison of emission benefit under different cases

参数	减少碳排放总量($\times10^4$ t)	碳排放效益/($\times10^5$ 美元)	平准化减排收益/[(美元/(kW·h)]
方案 2	20.01	16.61	0.008 6
方案 3	4.08	3.39	0.002 3

4.7 各运行方案经济性分析

图 6 展示了各方案各项效益占比，可以看出能量效益占各方案总效益的 70%以上，方案 3 中能量效益占比达到 90%。表 8 对比了各方案的经济性，结果表明，由于较高的能量效益，方案 2 的总效益高于方案 3，然而光热电站较高的单位投资成本也使得方案 2 的总投资成本最高。此外，方案 2 的平准化度电总收益 0.225 9 美元/(kW·h)高于方案 3 的 0.210 6 美元/(kW·h)，方案 2 的投回报率为 137.93%，说明投资光热电站是经济的。可以看出，光热替换部分间歇性可再生能源在提供能量、促进可再生能源消纳、提供系统惯量和减排方面相较于光伏+电储能运行方案具有较高的经济收益。

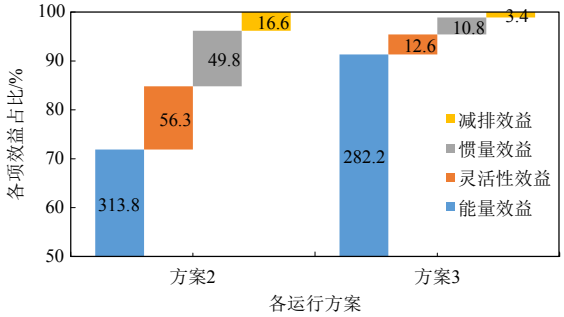


图 6 各方案各项效益占比

Fig. 6 Proportion of benefits under different cases

表 8 各方案经济性对比

Table 8 Economic comparison under different cases

参数	总效益之和/($\times10^5$ 美元)	总投资成本/($\times10^5$ 美元)	总固定运行成本/($\times10^5$ 美元)	平准化度电总收益/[(美元/(kW·h)]	投资回报率/%
方案 2	436.47	281.94	34.5	0.225 9	137.93
方案 3	308.96	263.37	47.4	0.210 6	99.42

5 结论

本文通过定量分析光热电站提供可再生能源发电的能量效益、促进高比例可再生能源消纳的灵活性效益、提供系统惯量支撑的惯量效益和降低碳排放量的减排效益，提出了太阳能光热发电综合效益评估方法。算例结果表明：

1）在保证可再生能源发电量占比相同的情况下，将部分间歇性可再生能源电量替换为光热发电电量可以显著降低可再生能源的弃电率；

2）光热代替间歇性可再生能源可以降低常规

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

火电机组的燃料成本、爬坡成本和启停成本，此外还对减少火电机组的碳排放量有明显效果；

3）当光伏与储能配比为 1:0.1 时，相较于光伏+电储能的运行方案，光热发电具有较高的经济收益，投资光热电站总收益高于其投资成本。

4）相比于仅考虑能量效益，综合效益提高了 41.27%，其中灵活性效益占 34.25%，惯量效益占 30.57%，碳减排效益占 10.37%。

致　谢

本文研究工作得到了全球能源互联网发展合作组织肖晋宇、吴佳玮等人的大力支持，在此向他们表示衷心的感谢。

参考文献

[1] 丁怡婷．力争 2030 年前实现碳达峰，2060 年前实现碳中和——打赢低碳转型硬仗[N]．人民日报，2021-04-02(02).
DING Yiting．We aim to achieve carbon peak by2030 and achieve carbon neutrality by 2060: Win the hard battle of low-carbon transition[N]．People's Daily，2021-04-02(02)(in Chinese).

[2] HAND M M，BALDWIN S，DEMEO E，et al．Renewable electricity futures study[R]．Golden：National Renewable Energy Lab(NREL)，2012.

[3] ISLAM M T，HUDA N，ABDULLAH A B，et al．A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power(CSP) technologies：Current status and research trends[J]．Renewable and Sustainable Energy Reviews，2018，91：987-1018.

[4] DU Ershun，ZHANG Ning，HODGE B M，et al．Operation of a high renewable penetrated power system with CSP plants：a look-ahead stochastic unit commitment model [J]．IEEE Transactions on Power Systems，2019，34(1)：140-151.

[5] MADAENI S H，SIOSHANSI R，DENHOLM P．Estimating the capacity value of concentrating solar power plants with thermal energy storage：a case study of the southwestern United States[J]．IEEE Transactions on Power Systems，2013，28(2)：1205-1215.

[6] DALLMER-ZERBE K，BUCHER M A，ULBIG A，et al．Assessment of capacity factor and dispatch flexibility of concentrated solar power units[C]//2013 IEEE Grenoble Conference．Grenoble：IEEE，2013：1-6.

[7] CHEN Runze，SUN Hongbin，GUO Qinglai，et al．Reducing generation uncertainty by integrating CSP with wind power：an adaptive robust optimization-based analysis[J]．IEEE Transactions on Sustainable Energy，2015，6(2)：583-594.

[8] REN21．Renewables 2022 global status report[R]．Paris：REN21，2022.

[9] International Renewable Energy Agency (IRENA)．Renewable power generation costs in 2021 [R]．Bonn：IRENA，2022.

[10] International Energy Agency(IEA)．Technology roadmap-concentrating solar power[R]．Paris：IEA，2010.

[11] ZHU Zhao，ZHANG Da，MISCHKE P，et al．Electricity generation costs of concentrated solar power technologies in China based on operational plants[J]．Energy，2015，89：65-74.

[12] ZHAO Zhenyu，CHEN Yulong，THOMSON J D．Levelized cost of energy modeling for concentrated solar power projects：A China study[J]．Energy，2017，120：117-127.

[13] DENHOLM P，WAN Y H，HUMMON M，et al．An analysis of concentrating solar power with thermal energy storage in a California 33% renewable scenario [R]．Golden：National Renewable Energy Lab(NREL)，2013.

[14] DU Ershun，ZHANG Ning，HODGE B M，et al．Economic justification of concentrating solar power in high renewable energy penetrated power systems [J]．Applied Energy，2018，222：649-661.

[15] 杜尔顺，张宁，康重庆，等．太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J]．中国电机工程学报，2016，36(21)：5765-5775.
DU Ershun，ZHANG Ning，KANG Chongqing，et al．Reviews and prospects of the operation and planning optimization for grid integrated concentrating solar power[J]．Proceedings of the CSEE，2016，36(21)：5765-5775(in Chinese).

[16] 赵志华，刘剑军．国内太阳能热发电技术发展与应用现状[J]．太阳能，2013(24)：29-32.
ZHAO Zhihua，LIU Jianjun．Current status of development and application of solar thermal power generation technology in China[J]．Solar Energy，2013(24)：29-32(in Chinese).

[17] 方宇晨，赵书强．聚光型太阳能电站与风电场联合优化运行及竞价策略[J]．中国电机工程学报，2020，40(1)：39-49.
FANG Yuchen，ZHAO Shuqiang．Joint optimal operation and bidding strategies of concentrating solar power plants with wind farms[J]．Proceedings of the CSEE，2020，40(1)：39-49(in Chinese).

[18] U.S. Department of Energy．SunShot vision study[R/OL]．[2023-03-15].http://energy.gov/sites/prod/files/2014/01/f7/47927_chapter6.pdf.

[19] National Grid ESO．Technical report on the events of 9 august 2019[R]．National Grid ESO．2019.

[20] DU Ershun，ZHANG Ning，HODGE B M，et al．The role

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

of concentrating solar power toward high renewable energy penetrated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems，2018，33(6)：6630-6641.

[21] GUÉDEZ R，SPELLING J，LAUMERT B，et al. Optimization of thermal energy storage integration strategies for peak power production by concentrating solar power plants[J]. Energy Procedia，2014，49：1642-1651.

[22] KUEH K C Y，NATHAN G J，SAW W L. Storage capacities required for a solar thermal plant to avoid unscheduled reductions in output[J]. Solar Energy，2015，118：209-221.

[23] HODGE B，MILLER N，PAJIC S，et al. Concentrating solar power impact on grid reliability[R]. Golden：National Renewable Energy Lab(NREL)，2018.

[24] KOOHI-FAYEGH S，ROSEN M A. A review of energy storage types，applications and recent developments [J]. Journal of Energy Storage，2020，27：101047.

[25] CHEN Haisheng，CONG T N，YANG Wei，et al. Progress in electrical energy storage system：a critical review[J]. Progress in natural science，2009，19(3)：291-312.

[26] TIAN Yuan，ZHAO Changying. A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications[J]. Applied Energy，2013，104：538-553.

[27] 张启平. 新能源发展与消纳初步研究[R]. 北京：中国电机工程学会，2018.
ZHANG Qiping. Preliminary research on new energy development and consumption[R]. Beijing：Chinese Society for Electrical Engineering(CSEE)，2018(in Chinese).

[28] XU Ti，ZHANG Ning. Coordinated operation of concentrated solar power and wind resources for the provision of energy and reserve services[J]. IEEE Transactions on Power Systems，2017，32(2)：1260-1271.

[29] FANG Yuchen，ZHAO Shuqiang. Risk-constrained optimal scheduling with combining heat and power for concentrating solar power plants[J]. Solar Energy，2020，208：937-948.

[30] CHÁVEZ H，BALDICK R，SHARMA S. Governor rate-constrained OPF for primary frequency control adequacy[J]. IEEE Transactions on Power Systems，2014，29(3)：1473-1480.

[31] 青海省发展和改革委员会，青海省科学技术厅，青海省工业和信息化厅，等. 支持储能产业发展的若干措施(试行)[EB/OL]. 西宁：青海省发展和改革委员会，2021 [2022-10-10]. http://fgw.qinghai.gov.cn/zfxxgk/ sdzdgknr/fgwwj/202101/t20210129_76439.html.
The Development and Reform Commission of QingHai Province，Science and Technology Department of Qinghai Province，Qinghai Industry and Information Technology Department，et al. Some measures to support the development of energy storage industry(trial) [EB/OL]. Qinghai：The Development and Reform Commission of QingHai Province，2021 [2022-10-10]. http://fgw.qinghai.gov.cn/zfxxgk/sdzdgknr/fgwwj/202101/t20210129_76439.html(in Chinese).

方宇晨

在线出版日期：2024-01-09。
收稿日期：2023-03-16。

作者简介：
方宇晨(1993)，男，博士，助理研究员，研究方向为光热发电、电力系统规划与运行等，yufa@tsinghua.edu.cn；
*通信作者：杜尔顺(1992)，男，博士，副研究员，研究方向为能源政策、光热发电、电力系统规划、新能源消纳等，duershun@tsinghua.edu.cn；
余扬昊(1999)，男，博士研究生，研究方向为电力系统规划、电力系统大数据等，yyh20@mails.tsinghua.edu.cn；
姜海洋(1996)，男，博士，助理研究员，研究方向为季节性储能、P2X 等，jiang_hy@mail.tsinghua.edu.cn；
戴璟(1983)，女，博士，助理研究员，研究方向为能源政策、战略规划、综合能源系统等，jingdai@tsinghua.edu.cn；
张宁(1985)，男，博士，副教授，博士生导师，研究方向为电力系统规划、多能源系统、电力系统大数据等，ningzhang@tsinghua.edu.cn。

(编辑 乔宝榆，李新洁)

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

 DOI：10.13334/j.0258-8013.pcsee.230444

Comprehensive Benefit Analytical Evaluation of Gird-connected Concentrating Solar Power

FANG Yuchen[1], DU Ershun[2*], YU Yanghao[1], JIANG Haiyang[1], DAI Jing[1], ZHANG Ning[1]

(1. Department of Electrical Engineering and Applied Electronic Technology, Tsinghua University; 2. Laboratory of Low Carbon Energy, Tsinghua Universitya)

KEY WORDS: carbon peaking; carbon neutrality; new type power system; concentrating solar power; comprehensive benefit evaluation

In the context of carbon peaking and carbon neutrality target, the large-scale renewable energy is integrated into the power system, so that strong uncertainty and low inertia will be the key features of the new type power system. Concentrating solar power (CSP), a clean power generation technology with flexible regulation capability and inertia support, is both equipped with the synchronous unit and cost-effective large-capacity thermal energy storage, and can put the power system on more solid footing.

This paper comprehensively evaluates the comprehensive benefit of CSP in high renewable energy penetrated power systems from four aspects: energy benefits, flexibility benefits, inertia benefits and emission benefits, and propose a corresponding analytical quantitative evaluation model and method. The impacts of CSP integration on variable renewable energy (VRE) plants, thermal units and power system economics are summarized in Fig. 1.

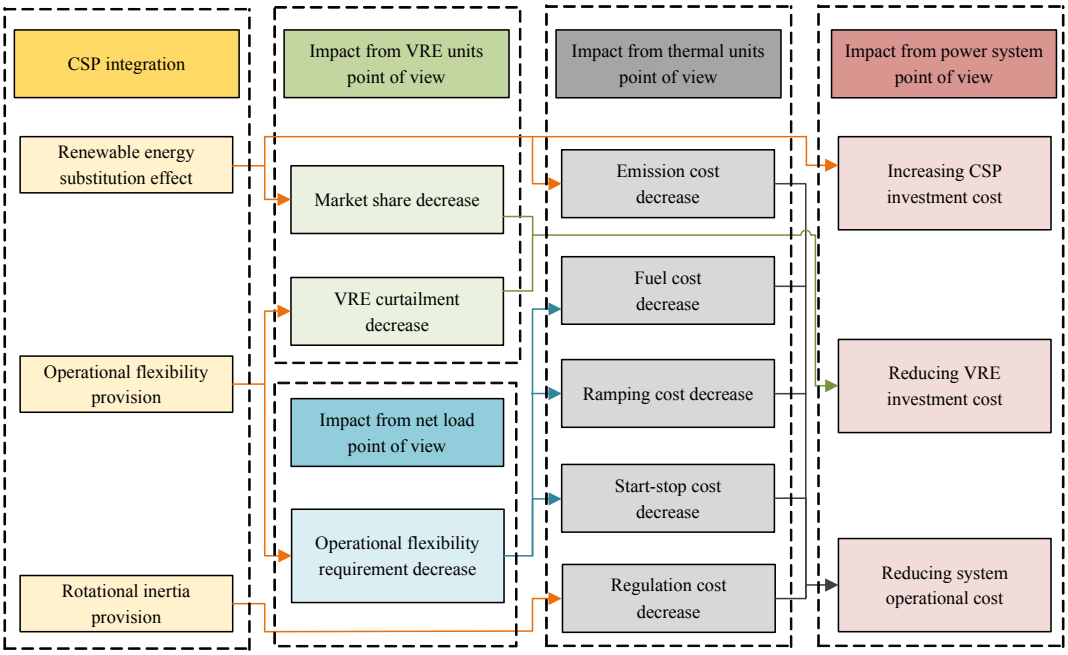


Fig. 1 Schematic diagram of the benefits of CSP integration for the provision of renewable energy, operational flexibility and Inertia support

The results show that integration of CSP plants can significantly reduce VRE curtailment and carbon dioxide emissions. In addition, compared with the single consideration of the energy benefits, the comprehensive benefit of the CSP is increased by 41.27%, of which flexibility benefits accounted for 34.25%, inertia benefits accounted for 30.57%, and carbon emission benefits accounted for 10.37%.

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net