

DOI:10.15919/j.cnki.qhep.2024.S1.001

等新能源消纳能力视角下的青海电网光热发电效益评估

傅旭, 黎建锋, 李富春, 张雨津, 党楠

(中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司, 陕西 西安 710075)

摘要: 大力发展新能源发电是我国电力行业发展的重要目标, 但仅靠风电、光伏来完成新能源消纳占比要求, 将导致弃电率高居不下。光热发电储热环节具有调节能力, 利用光热发电代替风电和光伏, 可降低风电和光伏弃电率, 同时发挥容量效益, 降低火电装机规模及煤耗。但光热发电的高成本限制了光热发电的发展, 如何评估光热发电在电力系统中的效益, 对光热发展具有重要意义。提出一种等新能源消纳能力约束下的光热电站效益评估方法, 可综合考虑光热发电的新能源装机替代效益、降低火电装机的容量效益、减少火电发电量的煤耗效益, 从而全面评估光热发电在系统中的效益。研究成果可为青海光热发电的效益评估提供参考。

关键词: 光热电站; 新能源发电; 容量效益; 电量效益; 新能源弃电率

中图分类号: TM614; TM615

文献标识码: A

文章编号: 1006-8198(2024)S1-0001-07

Benefit Evaluation of Solar Thermal Power Generation in Qinghai Power Grid from the Perspective of Absorbing Capacity of other New Energy Sources

FU Xu, LI Jianfeng, LI Fuchun, ZHANG Yujin, DANG Nan

Abstract: Vigorously developing new energy power generation is an important goal for the development of China's power industry, but only relying on wind power and photovoltaic to complete the consumption ratio of new energy requirements will lead to a high rate of power abandonment. The heat storage link of solar thermal power generation has the ability to adjust, and the use of solar thermal power generation instead of wind power and photovoltaic can reduce the rate of wind power and photovoltaic power abandonment, while playing the capacity benefit, reducing the installed scale of thermal power and coal consumption. However, the high cost of solar thermal power generation limits the development of solar thermal power generation. How to evaluate the benefits of solar thermal power generation in the power system is of great significance to the development of solar thermal power generation. This paper proposes a method for evaluating the benefits of solar thermal power plants under the constraint of equal new energy consumption capacity, which can comprehensively consider the replacement benefits of new energy installed in solar thermal power generation, reduce the capacity benefits of thermal power installed, and reduce the coal consumption benefits of thermal power generation, so as to comprehensively evaluate the benefits of solar thermal power generation in the system. The research results can provide reference for the benefit evaluation of solar thermal power generation in Qinghai Province.

Keywords: photothermal power station; new energy generation; capacity benefit; electricity efficiency; new energy abandonment rate

收稿日期: 2023-12-18; 修回日期: 2024-04-26

作者简介: 傅旭(1976), 男, 博士, 正高级工程师, 注册咨询工程师, 从事电力系统规划分析方面的研究工作。

0 引言

光热发电利用大规模阵列抛物或碟形镜面将太阳光汇聚到收集装置,由传热介质收集太阳能,通过换热装置产生蒸汽,驱动汽轮机发电。相对于其他可再生能源利用型式,光热发电热能存储系统可以存储能量,以备后续发电,或在瞬间云遮天气中平滑电力输出。光热发电技术主要有槽式光热发电技术、塔式光热发电技术、菲涅尔光热发电技术和碟式光热发电技术等。电力科技工作者对光热发电的调度运行进行了大量的研究^[1-10]。文献[11]-文献[15]研究了储热环节对光热机组的容量可信度的影响、光热电站效益的发挥与资源特性、储热时长、调峰方式等因素的关系。文献[16]提出一种光热聚合建模方法,将多台机组聚合成一台等效机组,从而减小问题规模、加速模型求解。文献[17]对光热发电的国民经济性进行了评估。研究结果表明在当前光热、光伏、风电的造价成本下,建设光热电站的国民经济性较差。

青海海西州位于青藏高原北部,境内包括柴达木盆地的大部分地区,年太阳总辐射量在 $6\ 618\ \text{MJ}/\text{m}^2 \sim 7\ 356\ \text{MJ}/\text{m}^2$ 之间,年日照小时数在 $3\ 000\ \text{h}$ 以上,是青海省日照小时数最长和法向直射最大的地区。青海建设光热发电有如下优势:

1) 减少西北主网电力电量支撑压力。从青海省外来看,青海存在季节性、连续多日和极端天气日内的调峰问题,随着国家双碳战略和能耗双控政策的深入实施,西北主网电力电量支撑能力逐步减弱,青海需要从省内寻求保障不同时间尺度电力供应的解决措施。

2) 提高青海自身清洁电力保障能力。青海立足建设清洁能源示范省,打造清洁能源产业高地,煤电发展受限,气电大规模开发也受气源因素制约,储能不具备电量效益。因此,青海亟需寻找合适的清洁电源补充电力电量缺额。

3) 从光热自身来看,光热电站属于清洁能源,由于配置储热装置,自带调节特性,可实现以新能源促进新能源开发,保障电力可靠供应,支撑直流平稳送电和安全稳定运行。

由于光热发电造价远高于风电和光伏,其

国民经济效益较差,这导致光热发电发展速度和规模均达不到预期。为了全面评估光热发电的效益,本文首先分析了青海海西地区光热发电特性。然后从等新能源消纳能力视角下,对光热发电的容量效益、电量效益、减少其他新能源装机的效益进行了研究。本文采用 $8\ 760\ \text{h}$ 的全时段生产仿真模拟,考虑了光热机组启停、储能电源和光热电源的跨日调节等因素。研究成果可为青海光热发电发展规模和效益评估提供参考。

1 青海光热发电出力特性

选取乌图、冷湖和德令哈3个地区,以 $100\ \text{MW}$ 塔式熔盐光热为例。根据统计,乌图、冷湖、德令哈地区光热电站年利用小时数分别为 $2\ 350\ \text{h}$ 、 $2\ 518\ \text{h}$ 、 $2\ 269\ \text{h}$ 。海西地区光热电站典型年内各月发电量分布见图1。可以看出,乌图、冷湖、德令哈地区光热发电量季节性差异明显,2-4月、9-10月光热电站发电量较多,6-8月和12月发电量较少。海西地区光热电站日等效发电小时数区间分布统计见表1。可以看出,乌图、冷湖、德令哈地区光热日等效发电小时数超过 $10\ \text{h}$ 的天数分别为 $106\ \text{d}$ 、 $130\ \text{d}$ 、 $121\ \text{d}$ 。

表1 光热电站日等效发电小时数区间统计

小时数区间/h	乌图/d	冷湖/d	德令哈/d
0	48	53	74
0-1	16	14	13
1-2	23	21	21
2-3	34	22	23
3-4	15	20	24
4-6	27	26	27
6-8	51	25	16
8-10	45	54	46
10-14	99	126	120
14-18	7	4	1
18-22	0	0	0
22-24	0	0	0
合计	365	365	365

海西地区光热电站日等效发电小时数小于 $4\ \text{h}$ 天数统计见表2和图2。可以看出,乌图、冷湖、德令哈地区光热电站日等效发电小时数低于 $4\ \text{h}$ 的天数分别为 $136\ \text{d}$ 、 $130\ \text{d}$ 、 $155\ \text{d}$,在5~8月发生较多。

表 2 日等效发电小时数小于 4 h 天数统计

月份	乌图/d	冷湖/d	德令哈/d
1月	6	10	11
2月	9	7	8
3月	10	10	12
4月	10	9	12
6月	15	14	14
7月	18	14	17
8月	14	15	20
9月	9	11	13
10月	10	9	13
11月	9	9	7
12月	8	10	11
合计	136	130	155

海西地区光热电站日等效发电小时数小于 4 h 的连续天数统计见表 3 和图 3。可以看出, 乌图、冷湖、德令哈地区光热电站分别发生 1 次、1 次、3 次连续 6 d 日等效利用小时数小于 4 h; 乌图、冷湖、德令哈地区光热电站分别发生 3 次、0 次、4 次连续 5 d 日等效利用小时数小于 4 h。

表 3 日等效发电小时数小于 4 h 的连续天数

连续天数/次	乌图/d	冷湖/d	德令哈/d
6	1	1	3
5	3	0	4
4	4	9	4
3	7	6	8
2	18	16	17
1	35	27	29

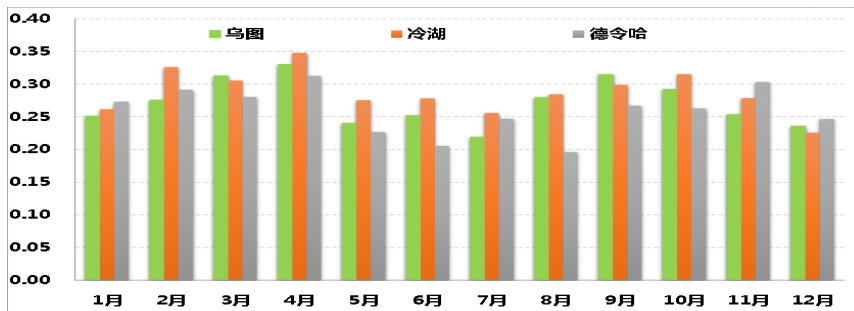


图 1 海西光热电站逐月平均出力统计 (标幺值)

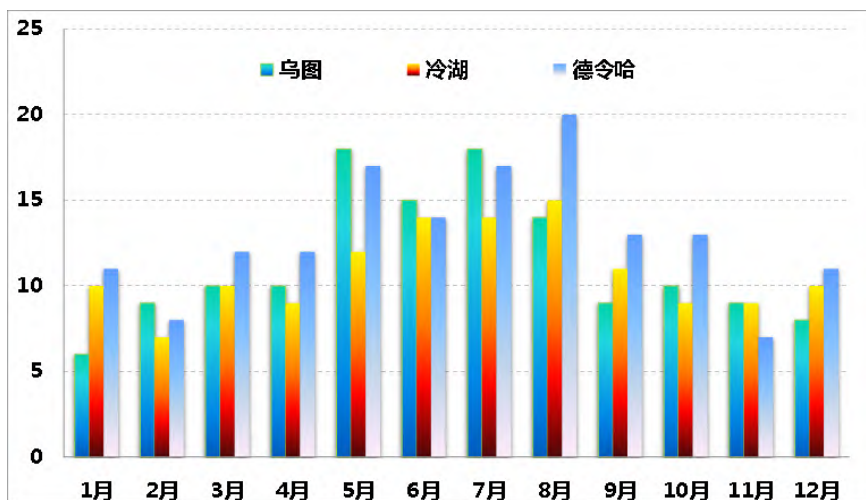


图 2 海西光热电站日等效利用小时数小于 4 h 天数统计

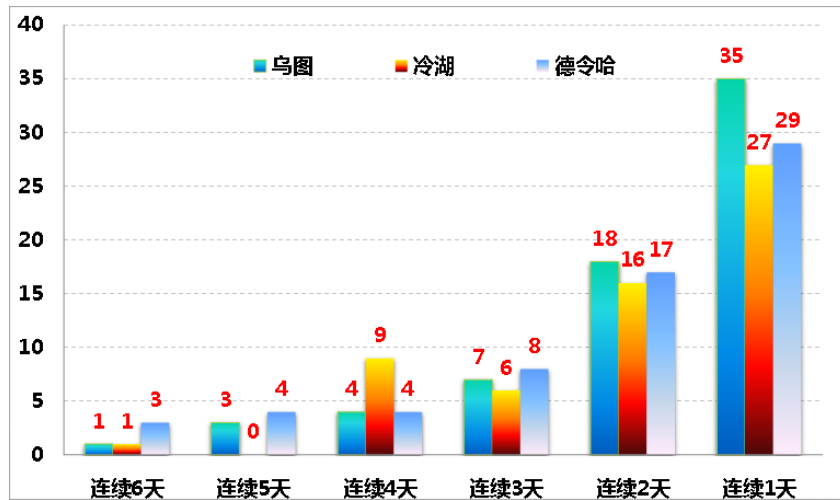


图3 海西光热电站日等效利用小时数小于4 h的连续天数统计

2 等新能源消纳能力视角下光热发电效益评估

如文献[17]所述,在当前光热、光伏、风电的造价成本下,建设光热电站不具备国民经济性。本文从另外一个角度,即在系统新能源消纳指标约束下分析光热发电的国民经济性。其基本思考是在新能源弃电率较高的系统,仅靠风电、光伏发电来完成新能源占比要求,将导致新能源弃电率居高不下,而利用光热发电代替部分风电和光伏,则可以获得3类效益:

1) 光热发电本身是新能源发电,在新能源发电量不变情况下,可以替换部分光伏和风电装机。

2) 光热发电具有储能环节,可以晚上发电,可以替换一部分常规火电,发挥容量效益。

3) 光热发电具有调节性,可以改善系统运行条件,降低煤耗。

基于上述考虑,本文在等新能源消纳电量视角下评估青海电网光热发电在系统中的综合效益,计算步骤如下:

1) 给定新能源消纳指标 E , 供电可靠性指标 R_0 , 8 760 h 生产仿真模拟, 计算无光热发电情况下, 风电、光伏发电量 E_{w1} 和 E_{p1} 、风电装机需求 B_1 、光伏装机需求 C_1 、火电装机需求 H_1 、系统煤耗 M_1 , 使得风电、光伏发电量

E_{w1} 、 E_{p1} 和系统供电可靠性指标 R 满足:

$$\begin{cases} E = E_{w1} + E_{p1} \\ R = R_0 \end{cases} \quad (1)$$

2) 将光热发电投入运行, 降低风电和光伏的规模, 8 760 h 生产仿真模拟, 计算风电、光伏、光热发电量 E_{w2} 、 E_{p2} 和 E_{CSP} , 风电和光伏装机规模 B_2 和 C_2 , 系统煤耗 M_2 、火电装机需求 H_2 , 直至满足式(2)条件, 且系统供电可靠性指标不变, 即:

$$\begin{cases} E = E_{w2} + E_{p2} + E_{CSP} \\ R' = R_0 \end{cases} \quad (2)$$

需要指出的是, 对于风电和光伏资源都比较好的地区, 降低新能源装机的方式可以有多种, 应该选择降低全社会成本最多的方式。

3) 计算光热发电容量效益:

$$C_{CSP}^H = H_1 - H_2 \quad (3)$$

4) 计算光热替换光伏装机效益:

$$C_{CSP}^W = B_1 - B_2 \quad (4)$$

5) 计算光热替换风电装机效益:

$$C_{CSP}^W = B_1 - B_2 \quad (5)$$

6) 计算光热发电的电量效益:

$$M_{CSP} = M_1 - M_2 \quad (6)$$

7) 光热电站的收益为:

$$R_{\text{CSP}} = r_{\text{H}} p_{\text{H}} C_{\text{CSP}}^{\text{H}} + \alpha_{\text{H}} p_{\text{H}} C_{\text{CSP}}^{\text{H}} + r_{\text{P}} p_{\text{P}} C_{\text{CSP}}^{\text{P}} + \alpha_{\text{P}} p_{\text{P}} C_{\text{CSP}}^{\text{P}} + r_{\text{W}} p_{\text{W}} C_{\text{CSP}}^{\text{W}} + \alpha_{\text{W}} p_{\text{W}} C_{\text{CSP}}^{\text{W}} + p_{\text{M}} M_{\text{CSP}} \quad (7)$$

式中: r_{H} 为火电生命周期内的资金回收系数; r_{P} 为光伏生命周期内的资金回收系数; r_{W} 为风电生命周期内的资金回收系数; p_{H} 为火电单位造价; p_{P} 为光伏单位造价; p_{W} 为风电单位造价; α_{H} 为火电运行维护费率; α_{P} 为光伏运行维护费率; α_{W} 为风电运行维护费率; p_{M} 为标煤价。

8) 重复步骤 2) - 步骤 7), 计算不同降低风电和光伏装机方式下的光热电站效益, 其中最小值为光热发电的收益。

9) 建设光热电站的成本支出 T_{CSP} 为:

$$T_{\text{CSP}} = r_{\text{CSP}} \leq p_{\text{CSP}} C_{\text{CSP}} + \alpha_{\text{CSP}} p_{\text{CSP}} C_{\text{CSP}} \quad (8)$$

式中: r_{CSP} 为光热生命周期内的资金回收系数; p_{CSP} 为光热单位造价; C_{CSP} 为光热装机; α_{CSP} 为光热运行维护费率。

10) 建设光热电站的国民经济净收益 Q_{CSP} 为:

$$Q_{\text{CSP}} = R_{\text{CSP}} - T_{\text{CSP}} \quad (9)$$

当光热电站的国民经济净效益大于 0, 则建设光热电站是经济的, 否则建设光热电站是不经济的。

3 青海光热发电效益评估

综合青海电网“十四五”规划、青海电网储能规划研究、西北光热发展及电网调峰能力提升研究、西北电网新能源消纳能力研究、西北电网滚动规划等多个课题的研究成果, 预计 2025 年前后青海电网电源结构与负荷水平见表 4, 计算中采用的造价指标见表 5。

表 4 青海电网电源装机和负荷预测

电源装机		负荷水平	
水电 /MW	16 770	负荷 /MW	13 870
火电 /MW	6 000	直流外送 /MW	8 000
风电 /MW	13 000	内用电量 /亿 kWh	1 031
光伏 /MW	20 000	外送电量 /亿 kWh	358

表 5 建设成本参数

新能源建设成本 / (元 /kW)			煤价 (元 /t)
光热	光伏	风电	
25 000	5 000	6 000	900

采用基于数学优化的全时段生产模拟程序, 对表 2 中的各种场景进行全时段生产模拟, 计算不同场景下的新能源消纳、煤耗、弃电率等指标。表 6 给出了青海电网新能源接纳量不变情况下, 随着光热发电装机规模的变化, 系统的运行情况。可以看出, 随着系统光热发电装机规模的提高, 系统可以保持新能源接纳电量不变, 而新能源弃电率却逐渐降低。具体如下:

光热发电装机为 100 万 kW 时, 系统新能源弃电率为 12.9%, 其中弃风率 8.0%, 弃光率 15.6%, 系统煤耗 981 万 t; 光热发电装机为 200 万 kW 时, 系统新能源弃电率为 4.9%, 其中弃风率 4.0%, 弃光率 5.6%, 系统煤耗 980 万 t; 光热发电装机为 300 万 kW 时, 系统新能源弃电率为 2.4%, 其中弃风率 2.3%, 弃光率 2.5%, 系统煤耗 976 万 t; 光热发电装机为 400 万 kW 时, 系统新能源弃电率为 1.5%, 其中弃风率 1.6%, 弃光率 1.4%, 系统煤耗 975 万 t。

不同光热装机规模下, 青海电网发展光热发电的国民经济评价结果见表 7。计算中, 以光热发电 100 万 kW 为基础, 测算光热发电规模从 100 万 kW 增加至 400 万 kW 时, 系统的国民经济收益。可以看出, 在新能源消纳指标 579 亿 kWh 的约束下, 青海光热发电规模在 300 万 kW 以下时, 具有国民经济性。

4 结论

提出了一种等新能源消纳能力约束下的青海光热发电效益评估方法, 通过对比发展光热前后, 青海电网光伏和风电、常规火电、系统煤耗的变化情况, 评估青海光热电站的容量效益、电量效益和新能源装机替代的效益。研究成果可为青海光热效益评估提供更全面的视角, 为合理评估光热效益提供参考。

表6 生产模拟结果

指标		光热 100 万 kW	光热 200 万 kW	光热 300 万 kW	光热 400 万 kW
装机 / 万 kW	光伏	2 600	2 000	1 650	1 375
	风电	1 300	1 300	1 300	1 300
	光热	100	200	300	400
	水电	1 677	1 677	1 677	1 677
	火电装机	877	827	827	827
电量平衡 / 亿 kWh	内用电量	1 031	1 031	1 031	1 031
	直流电量	358	358	358	358
	火电电量	314	314	314	313
	水电电量	497	497	497	497
	风电电量	208	217	221	223
	光伏电量	336	289	246	208
	光热量	35	72	111	148
	长期购电电量	0	0	0	0
	短期购电电量	0	0	0	0
	新能源弃电	新能源弃电 / 亿 kWh	80	26	12
弃风电量 / 亿 kWh		18	9	5	4
弃光电量 / 亿 kWh		62	17	6	3
新能源弃电率 / %		12.9	4.9	2.4	1.5
其中：弃风率 / %		8.0	4.0	2.3	1.6
弃光率 / %		15.6	5.6	2.5	1.4
系统煤耗 / 万 t	煤耗	981	980	976	975
	电量效益 (省煤)	0	1	5	6

电网运行指标

表7 国民经济评价 / 万元

指标	光热 200 万 kW	光热 300 万 kW	光热 400 万 kW
总收益	325 752	506 076	645 432
替换火电装机	50	50	50
节省火电投资	200 000	200 000	200 000
火电投资等年值	16 841	16 841	16 841
火电运行维护费	6 000	6 000	6 000
替换光伏装机	600	950	1 225
节省光伏投资	3 000 000	4 750 000	6 125 000
光伏投资等年值	272 269	431 093	555 883
光伏运行维护费	30 000	47 500	61 250
降低煤耗	1	5	6
电量效益 (省煤)	642	4642	5458

(表7续)

指标	光热 200 万 kW	光热 300 万 kW	光热 400 万 kW
总成本	216 444	432 887	649 331
新增光热规模	100	200	300
新增光热投资	2 500 000	5 000 000	7 500 000
光热投资等年值	191 444	382 887	574 331
光热运行维护费	25 000	50 000	75 000
光热年费用	216 444	432 887	649 331
国民经济效益	109 309	73 189	-3 898

参考文献:

- [1] 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, 53(21): 5765-5775.
- [2] 吴鸣. 太阳能光热与热电耦合发电技术综述(下)[J]. 节能与环保, 2014, 32(3): 50-53.
- [3] International Energy Agency (IEA). Technology roadmap: concentrating solar power[R]. http://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf.
- [4] 朱睿, 胡博, 谢开贵, 等. 含风电-光伏-光热-水电-火电-储能的多能源电力系统时序随机生产模拟[J]. 电网技术, 2020, 44(09):3246-3253.
- [5] 沙韵, 周明, 杨宏基, 等. 考虑光热电站和直联联络线灵活性的高比例新能源互联系统优化运行[J]. 电网技术, 2020, 44(09):3306-3313.
- [6] 肖白, 王涛. 太阳能光伏-光热联合发电的优化运行模型[J]. 现代电力, 2020, 37(02):163-170.
- [7] CHEN R, SUN H, GUO Q, et al. Reducing Generation Uncertainty by Integrating CSP With Wind Power: An Adaptive Robust Optimization-Based Analysis[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015(2):583-594.
- [8] XU T, ZHANG N. Coordinated Operation of Concentrated Solar Power and Wind Resources for the Provision of Energy and Reserve Services[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017(99):1-1.
- [9] 方鑫, 郭强, 张东霞, 等. 并网光伏电站置信容量评估[J]. 电网技术, 2012, 36(9): 31-35.
- [10] 张宁, 康重庆, 陈治坪, 等. 基于序列运算的风电可信容量计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2011, 48(25): 1-9.
- [11] MADAENI S, SIOSHANSI R, DENHOLM P. Estimating the Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants: A Case Study of the Southwestern United States[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012 (2):1116-1124.
- [12] 陈润泽, 孙宏斌, 李正烁, 等. 含储热光热电站的电网调度模型与并网效益分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(19): 1-7.
- [13] 晋宏杨, 孙宏斌, 郭庆来, 等. 含大规模储热的光热电站-风电联合系统多日自调度方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(11):17-23.
- [14] 孙沛, 傅旭, 李富春, 等. 含有电加热装置的光热机组运行策略研究[J]. 智慧电力, 2018, 46(3):38-43.
- [15] 邵成成, 冯陈佳, 李丁, 等. 光热发电机组聚合模型及其在电力系统运行模拟中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2020, 57(11):3507-3516.
- [16] 崔杨, 杨志文, 严干贵, 等. 降低火电机组调峰成本的光热电站储热容量配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 55(06):1605-1611+1896.
- [17] 傅旭, 王进军, 张雨津, 等. 含多类型电源的电力系统光热发电效益评估方法[J]. 电力工程技术, 2022, 41(01):213-218.

本文编辑: 盖大忠

