

中国各地区光伏发电平价上网成本 效益综合分析

王驰中, 高鑫, 陈衡, 桂芳旭, 徐钢, 张国强, 张锴, 潘佩媛
(华北电力大学 能源动力与机械工程学院, 北京 102206)

摘要: 文章针对我国各地区光伏资源、上网电价、初始全投资、弃光率不同的情况, 构建了光伏经济性评价模型; 分析了各地区光伏发电平价上网情况; 并计算出各地区满足基准收益率的最低上网电价和最高初始全投资。结果表明: 我国光伏经济性存在明显的地域性差异, 考虑“弃光”的情况下, 全国共有15个地区无法实现平价上网, 但其中大部分地区已接近平价上网; 部分光伏经济性高的地区能以低于标杆电价0.05元/(kW·h)的电价实现平价上网。研究结果有助于光伏项目的投资决策以及相关政策的制定。

关键词: 光伏发电; 太阳能资源; 投资成本; 平价上网; 临界点分析

中图分类号: TK519 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)10-1295-07

0 引言

“十四五”期间, 我国光伏发电行业发展迅速, 装机容量持续增长^[1,2]。为推动光伏发电、风电等新能源产业高质量发展, 国家发改委于2021年发布了《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》, 规定有关省级能源主管部门结合本地区资源、消纳、新技术应用等条件, 组织开展不需要国家补贴的平价上网风电、光伏发电项目建设。标志着光伏发电进入平价上网时代。未来随着光伏产业链成本的逐年下降、光伏发电效率的提升以及能源结构体系的转型, 光伏发电将在能源、电力行业中占据更加重要的地位, 随着竞争的激烈也逐渐会走向竞价时代^[3,4]。

由于我国光伏资源分布不均以及各地区燃煤标杆电价的差异, 不同地区光伏项目平价上网呈现不同的结果。在光照资源丰富的地区, 很多项目可以以远低于标杆电价的价格中标; 而在光照资源匮乏的地区, 光伏项目平价上网存在困难。因此构建光伏项目经济性评价模型, 分析我国各地区平价上网情况显得十分重要。很多学者就我国光伏平价上网方面做了大量研究, 文献[5]分析了平价上网时代新能源发电经济性的影响因素, 提出基于内部收益率的经济性分析方法和模型。文献[6]在不考虑“弃光”条件下, 分析了我国现阶段光

伏发电平价上网情况。文献[7]结合中国新能源发电成本和接入电力系统引起的利用成本趋势, 研判、分析了未来平价上网和平价利用情况。文献[8]分析了影响平价上网太阳能光伏发电项目经济性评价的因素, 并通过算例分析、计算了其影响程度。文献[9]分析了可交易绿色证书政策在实现平价上网时的作用, 结果表明, 该政策可加快实现平价上网。文献[10]针对计及碳收益的光伏发电经济性进行分析, 判断了全国各地区平价上网的可行性, 认为应加大研发投入、动态调整补贴及电价政策、出台新能源发电碳排放交易政策。

综上所述, 目前国内学者对我国平价上网方面做出了较为充分的研究。但对各地区光伏项目初始条件区分不够细化和完整, 对初始投资、可抵扣增值税、弃光率等影响光伏经济性的因素分析较少。本文从多个方面详细分析了各地区光伏项目经济性的差异, 并根据设定基准内部收益率, 反算出各地光伏发电达到平价上网时对应的光伏上网最低电价和最高初始投资, 对我国2022年各地区平价上网情况做出了分析, 以期为我国光伏发电政策的未来改进方向提供参考。

1 光伏产业发展现状

1.1 全球光伏产业发展现状

2022年, 全球光伏新增装机预计或将达到

收稿日期: 2023-08-08。

基金项目: 国家自然科学基金项目(52276006)。

通信作者: 陈衡(1989-), 男, 博士, 副教授, 主要从事多能互补系统、系统综合评价方面的研究。E-mail: heng@ncepu.edu.cn

230 GW。中国光伏行业协会(CPIA)在《2022-2023年中国光伏产业发展路线图》中统计了2011-2022年全球光伏年度新增装机规模并预测了2023-2030年新增装机规模,如图1所示。在乐观情况下,到2030年全球年度新增装机将达到500 GW,即使在保守情况下也将超过400 GW。从长远看,太阳能光伏发电将来会占据世界能源消费的重要地位,不但要替代部分常规能源,甚至成为世界能源供应的主体。预计全球光伏市场将持续高速增长^[11-13]。

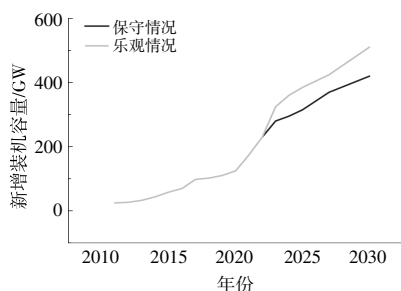


图1 2011-2022年全球光伏年度新增装机规模以及2023-2030年新增规模预测

Fig.1 Annual new installed capacity of global photovoltaic in 2011-2022 and forecast of new installed capacity in 2023-2030

1.2 我国光伏产业发展现状

截至2022年底,全国光伏装机容量为393 GW。2022年,国内光伏新增装机87.41 GW,同比增加59.3%,其中,分布式光伏装机51.11 GW,占全部新增光伏发电装机的58.5%。2022年户用装机达25.25 GW,占2022年我国新增光伏装机的28.9%。CPIA对2011-2022年我国光伏年度新增装机规模统计以及2023-2030年新增规模预测如图2所示。

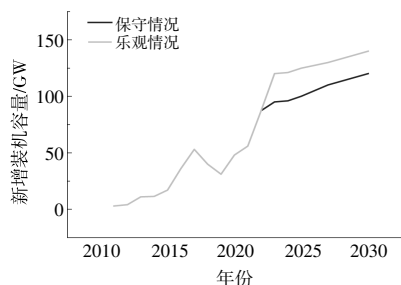


图2 2011-2022年我国光伏年度新增装机规模以及2023-2030年新增规模预测

Fig.2 Annual new installed capacity of photovoltaic in China in 2011-2022 and forecast of new installed capacity in 2023-2030

预计到2023年,乐观情况下我国年度新增装

机容量将达到150 GW,在保守情况下也将超过120 GW。未来,在我国“碳中和”目标和光伏发电成本持续下降等因素的推动下,我国光伏新增装机仍将快速增长。

2 光伏发电经济评价模型

目前国内常用的光伏经济效益评价方法是采用内部收益率(Internal Rate of Return,IRR)作为判断标准。内部收益率指的是能够使整个计算期内各年的净现金流量现值之和为零时所对应的收益率^[14,15]。内部收益率的表达式为

$$\sum_{t=1}^n (CI-CO)_t(1+IRR)^{-t}=0 \quad (1)$$

式中:CI为现金流入量;CO为现金流出量;(CI-CO)为第t年的净现金流量;n为项目计算期。

$$CI_t=E_tP_t+OB_t \quad (2)$$

式中: E_t 为光伏项目的年发电量; P_t 为第t年光伏项目的综合上网电价; OB_t 为光伏项目第t年的其他收入,包括地方政府补贴及碳交易收入等。

$$CO_t=Dep_t+OPEX_t+VAT_t+IN_{tax,t}+W_t+Others_t \quad (3)$$

式中: Dep_t 为第t年光伏项目折旧费用; $OPEX_t$ 为第t年光伏项目运营成本; VAT_t 为第t年光伏项目增值税支出; $IN_{tax,t}$ 为第t年光伏项目所得税支出; W_t 为第t年光伏项目贷款利息支出; $Others_t$ 为第t年光伏项目营业外支出。

根据上述公式,采用融资后的动态分析方法,即项目资本金现金流量分析,从项目资本金的角度,确定现金流入和现金流出,利用资金时间价值的原理进行折现,通过设定基准资本金财务内部收益率,计算能满足该收益率的上网电价,即最低上网电价。

3 我国光伏发电平价上网分析

光伏发电平价上网的标准是光伏电站在无国家补贴的情况下,其所发电力的上网电价等于当地的燃煤标杆上网电价。我国土地辽阔,有着丰富的太阳能资源,但各地区太阳能资源差距较大,光伏首年发电小时数及燃煤标杆上网电价并不一致^[9]。且光伏投资成本中的非技术成本与当地发展水平紧密相关,导致不同地区光伏投资成本存在差异。因此不同地区光伏项目平价上网结果并不相同,需要针对各省、市平价上网进行具体分析计算。

3.1 首年发电小时数及燃煤标杆上网电价分析

全国各地区光伏组件以最佳倾角安装时的首

年发电小时数及燃煤标杆上网电价见表 1。

表 1 全国各地区光伏电站首年发电小时数和燃煤标杆上网电价

Table 1 The first-year power generation hours and coal-fired benchmark feed-in tariff of photovoltaic power stations in the country

| 地区 | 首年发电小时数 h | 燃煤标杆上网电价 元/(kW·h) |
|----------|--------------|----------------------|
| 北京市 | 1 267 | 0.359 8 |
| 天津市 | 1 263 | 0.365 5 |
| 河北省冀北地区 | 1 441 | 0.372 0 |
| 河北省冀南地区 | 1 431 | 0.364 4 |
| 山西省 | 1 340 | 0.332 0 |
| 山东省 | 1 312 | 0.394 9 |
| 蒙西 | 1 631 | 0.282 9 |
| 蒙东 | 1 532 | 0.303 5 |
| 辽宁省 | 1 317 | 0.374 9 |
| 吉林省 | 1 343 | 0.373 1 |
| 黑龙江省 | 1 343 | 0.374 1 |
| 上海市 | 1 179 | 0.415 5 |
| 江苏省 | 1 174 | 0.391 0 |
| 浙江省 | 1 084 | 0.415 3 |
| 安徽省 | 1 098 | 0.384 4 |
| 福建省 | 1 121 | 0.393 2 |
| 江西省 | 1 035 | 0.414 3 |
| 河南省 | 1 260 | 0.377 9 |
| 湖北省 | 1 032 | 0.416 1 |
| 湖南省 | 954 | 0.450 0 |
| 重庆市 | 731 | 0.396 4 |
| 四川省 | 939 | 0.401 2 |
| 陕西省 | 1 202 | 0.354 5 |
| 甘肃省 | 1 645 | 0.307 8 |
| 青海省 | 1 672 | 0.324 7 |
| 宁夏回族自治区 | 1 536 | 0.259 5 |
| 新疆维吾尔自治区 | 1 457 | 0.250 0 |
| 西藏自治区 | 1 767 | 0.499 3 |
| 广东省 | 1 189 | 0.453 0 |
| 广西壮族自治区 | 1 015 | 0.420 7 |
| 海南省 | 1 353 | 0.429 8 |
| 贵州省 | 983 | 0.351 5 |
| 云南省 | 1 439 | 0.335 8 |

由表 1 可知,我国首年发电小时数为 731(重庆市)~1 767 h(西藏自治区),蒙西、蒙东、甘肃省、青海省和宁夏回族自治区的首年发电小时数均超过 1 500 h,属于太阳能资源极为丰富地区,湖南省、重庆市、四川省和贵州省首年发电小时数均小于 1 000 h,太阳能资源贫乏。根据首年发电小时数可计算出各地区光伏项目各年发电量为

$$E_t = aC(1 - R_{ab})(1 - R_a T) \quad (4)$$

式中: a 为首年发电小时数; C 为装机容量; R_{ab} 为弃光率; R_a 为年衰减率; T 为光伏项目的第 t 年。

3.2 初始全投资分析

我国光伏系统的初始全投资由设备费、建筑安装工程费和其他成本组成。其中设备费是最主要的部分,占初始全投资的 50%以上。

据 CPIA 统计数据显示,2022 年分布式光伏系统运维成本为 0.048 元/W。初始全投资成本为 4.13 元/W 左右,其中设备费比例约占 74.6%,建筑安装工程费比例约占 13.3%,其他费用约占 12.1%。2022 年我国光伏发电项目初始全投资成本结构如图 3 所示。以本年数据作为基准进行后续模型计算。

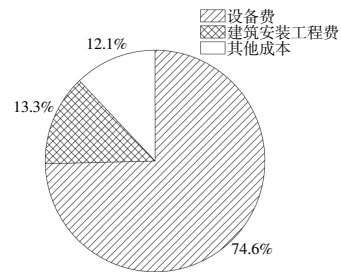


图 3 2022 年我国光伏发电项目初始全投资成本结构图

Fig.3 The initial total investment cost structure diagram of China's photovoltaic power generation projects in 2022

在进行全国光伏平价上网测算过程中,为保持分析的一致性,往往设定相同的初始全投资进行测算,但由于各地区的经济发展情况不同,实际上各地区初始全投资存在一定差异,为了更准确地分析各地区的平价上网情况,需要对此进行测算^[7]。参照某公司各地区光伏项目报告及各地区经济发展水平和其他相关公开资料,测算数据见表 2。

表 2 全国各地区初始单位千瓦全投资

Table 2 The initial unit kilowatt investment in all regions of the country

| 地区 | 初始全投资 元/kW | 地区 | 初始全投资 元/kW |
|----|---------------|----|---------------|
| 北京 | 4 200 | 河南 | 4 000 |
| 天津 | 4 200 | 湖北 | 4 200 |
| 冀北 | 3 900 | 湖南 | 4 200 |
| 冀南 | 3 900 | 重庆 | 4 400 |
| 山西 | 4 200 | 四川 | 4 400 |
| 山东 | 3 900 | 陕西 | 4 400 |
| 蒙西 | 3 900 | 甘肃 | 3 900 |
| 蒙东 | 3 900 | 青海 | 3 900 |

续表 2

| 地区 | 初始全投资 元/kW | 地区 | 初始全投资 元/kW |
|-----|---------------|----|---------------|
| 辽宁 | 4 000 | 宁夏 | 3 900 |
| 吉林 | 4 000 | 新疆 | 4 000 |
| 黑龙江 | 4 000 | 西藏 | 4 000 |
| 上海 | 4 200 | 广东 | 4 400 |
| 江苏 | 4 000 | 广西 | 4 400 |
| 浙江 | 3 900 | 海南 | 4 400 |
| 安徽 | 4 000 | 贵州 | 4 400 |
| 福建 | 4 000 | 云南 | 4 400 |
| 江西 | 4 000 | | |

通过表 2 结合规定装机容量即可测算出各地区初始全投资。光伏电站建设初期投入初期建设资金,并形成固定资产,其设备部分有大量增值税可抵扣。可抵扣增值税计算式为

$$VAT_d = I_i \times VAT_{rate} \times P_e \quad (5)$$

式中: VAT_d 为可抵扣增值税; I_i 为初始全投资; VAT_{rate} 为增值税税率; P_e 为设备费占初始全投资比例。

增值税抵扣对项目全周期成本中税金的总体影响是减免了该部分计算出的增值税,该部分税金逐年扣减至零。

3.3 弃光率分析

随着光伏装机容量的增加,部分地区电网消纳能力有限,致使光伏电站出现一定程度的“弃光”现象。弃光率会对光伏项目平价上网分析结果产生较大影响,因此分析过程中须要考虑弃光率的影响^[18,19]。全国新能源消纳监测预警中心公布了 2022 年全国新能源并网消纳情况(表 3)。

表 3 2022 年全国各地区弃光率

Table 3 The abandonment rate of light in all regions of China in 2022

| 地区 | 弃光率/% | 地区 | 弃光率/% | 地区 | 弃光率/% |
|-----|-------|----|-------|----|-------|
| 北京 | 0.0 | 上海 | 0.0 | 陕西 | 2.2 |
| 天津 | 0.0 | 江苏 | 0.0 | 甘肃 | 1.8 |
| 冀北 | 2.0 | 浙江 | 0.0 | 青海 | 8.9 |
| 冀南 | 2.0 | 安徽 | 0.0 | 宁夏 | 2.6 |
| 山西 | 0.5 | 福建 | 0.0 | 新疆 | 2.8 |
| 山东 | 0.5 | 江西 | 0.0 | 西藏 | 20.0 |
| 蒙西 | 2.6 | 河南 | 0.5 | 广东 | 0.0 |
| 蒙东 | 1.4 | 湖北 | 0.0 | 广西 | 0.0 |
| 辽宁 | 0.7 | 湖南 | 0.0 | 海南 | 0.0 |
| 吉林 | 1.8 | 重庆 | 0.0 | 贵州 | 0.6 |
| 黑龙江 | 1.1 | 四川 | 0.0 | 云南 | 0.5 |

由表 3 可知,2022 年弃光率较高的地区主要

集中在西北、华北地区。其中,西藏、青海弃光率较高,其他地区弃光率较低,不超过 3%。

3.4 全国各地区平价上网分析

为了保持分析的一致性,对光伏发电项目的基本参数保持统一。光伏发电基本参数见表 4。

表 4 光伏发电项目基本参数
Table 4 Basic parameters of photovoltaic power generation project

| | 参数 | 数值 |
|--------|----------------------------|-------|
| 基本参数 | 装机容量/MW | 50 |
| | 建设期/月 | 3 |
| | 运营期/a | 25 |
| | 初始全投资/元·kW ⁻¹ | 实际值 |
| 财务成本 | 自有资金比例/% | 30 |
| | 长期贷款利率/% | 4.9 |
| | 长期贷款年限/a | 15 |
| | 短期贷款利率/% | 4.35 |
| | 可抵扣增值税/万元 | 计算值 |
| | 折旧年限/a | 20 |
| | 残值率/% | 0 |
| 运营维护成本 | 运维成本/元·(W·a) ⁻¹ | 0.048 |
| | 管理人员费用/万元·a ⁻¹ | 18 |
| 税务成本 | 增值税/% | 13 |
| | 城市维护建设税/% | 5 |
| | 教育费附加/% | 3 |
| | 所得税/% | 25 |
| | 是否实行“三免三减半”政策 | 是 |
| 项目收入 | 首年发电小时数/h | 实际值 |
| | 弃光率/% | 实际值 |
| | 上网电价 | 实际值 |
| | 年衰减率/% | 0.5 |
| | 基准资本金内部收益率/% | 8 |

针对此模型采用上述光伏发电经济评价模型进行经济性分析,计算出 2022 年各地区光伏项目平均资本金内部收益率,如图 4 所示。

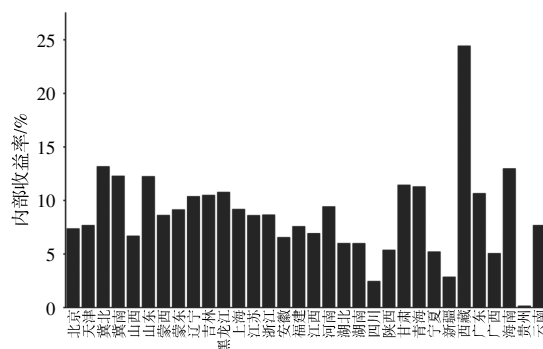


图 4 2022 年不同地区光伏项目资本金内部收益率
Fig.4 The internal rate of return on capital of photovoltaic projects in different regions in 2022

由图 4 可知,2022 年全国共有 15 个地区无法实现平价上网,其中北京、天津、山西、安徽、福建、江西、云南等地虽然无法实现平价上网,但资本金内部收益率均在 6.5%以上,未来有机会最先达到平价上网。而重庆、四川、贵州等地资本金内部收益率小于 5%,目前阶段想要平价上网存在困难。值得注意的是,重庆的资本金内部收益率为负数,图中并未标出。18 个地区能够实现平价上网。其中河北、山东、辽宁、吉林、黑龙江、甘肃、青海、西藏、广东、海南地区资本金内部收益率超过 10%,光伏项目具有良好的经济效益,为光伏项目竞价上网提供了依据。

3.5 影响因素临界点分析

影响光伏项目经济性的主要因素有初始全投资、上网电价和发电产量等因素,由于各地区光照条件各年差异很小,因此不考虑发电产量变化带来的影响,主要分析初始投资和上网电价的影响^[9]。保持其他基本参数不变情况下,以资本金基准收益率 8%反向计算各地区光伏发电最低上网电价和最高单位千瓦全投资,结果如图 5,6 所示。

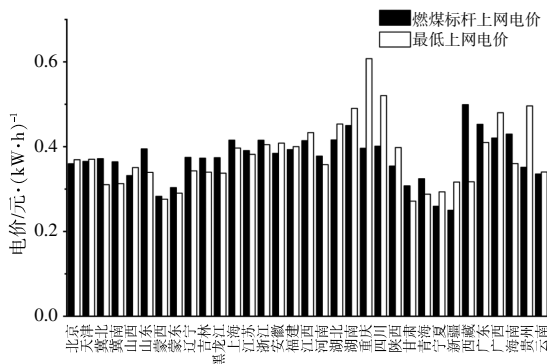


图 5 不同地区光伏发电达到平价上网时对应的最低上网电价

Fig.5 The minimum on-grid price corresponding to the grid parity of photovoltaic power generation in different regions

由图 5,6 可知,光伏项目经济性效益最好的西藏在上网电价降低 0.182 元/(kW·h) 或全投资增加到 6 649.2 元/(kW·h),依然能维持基准收益率实现平价上网。山东、河北、海南地区在上网电价降低 0.05 元/(kW·h) 或全投资增加 700 元/(kW·h)时仍能实现平价上网,是竞价上网最有利的地区。而光伏经济性效益最差的重庆在上网电价增加 0.211 3 元/(kW·h)或投资降低到 2 258.96 元/(kW·h)才能实现平价上网。四川、新疆、广西、

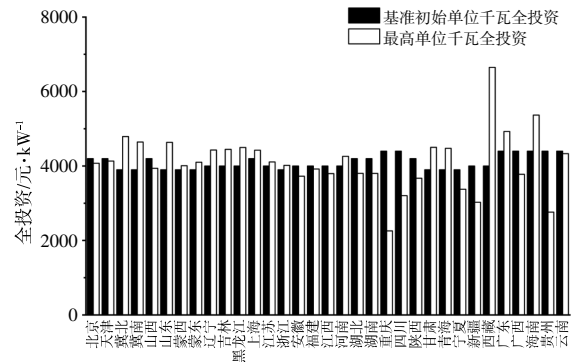


图 6 不同地区光伏发电达到平价上网时的最高单位千瓦全投资

Fig.6 The highest unit kilowatt full investment corresponding to the grid parity of photovoltaic power generation in different regions

贵州地区在上网电价增加超过 0.06 元/(kW·h)或全投资降低超过 620 元/(kW·h) 时才能实现平价上网,短时间内实现光伏发电平价上网难度较大。

4 结论

本文通过构建光伏经济性评价模型,详细计算了不同地区光伏发电项目经济性,为使模型测算更为准确,考虑了“弃光”情况,并结合经济发展情况对各地区初始全投资进行了测算,在经济性计算过程中考虑了增值税抵扣。在经济性分析基础上进行了影响因素临界点分析,计算了各地区光伏平价上网影响因素临界点,得出以下结论。

①2022 年全国有 15 个地区无法实现平价上网,但其中大部分地区资本金内部收益率超过 6%,已接近平价上网。仅重庆、四川、贵州等地区因太阳能资源匮乏或上网电价过低导致光伏项目经济性差,短时间内实现平价上网较为困难,而西藏、山东、河北、海南等地区因其充足的太阳能资源或当地较高的上网电价而能保持较高的经济性。

②重点分析了各地区上网电价、初始全投资在维持基准收益率时的临界点,发现部分光伏项目经济性高的地区在上网电价降低 0.05 元/(kW·h) 或全投资增加 700 元/kW 时仍能实现平价上网,是光伏项目竞价上网最有竞争力的地区。

③我国太阳能光伏发电总体已具备较强的竞争力和良好的经济性,未来随着光伏技术的不断发展、光伏产业链各环节的成本下降和光伏发电效率的提高,光伏发电有望成为我国电力系统最有竞争力的电源形式。

参考文献:

- [1] 姜红丽,刘羽茜,冯一铭,等.碳达峰、碳中和背景下“十四五”时期发电技术趋势分析[J].发电技术,2022,43(1):54-64.
- [2] 韩梦瑶,熊焦,刘卫东.中国光伏发电的时空分布、竞争格局及减排效益 [J]. 自然资源学报,2022,37(5):1338-1351.
- [3] 金秋实,王晓,倪依琳,等.“双碳”背景下光伏行业发展研究与展望[J].环境保护,2022,50(Z1):44-50.
- [4] 张珍珍,吕清泉,张健美.“双碳”目标下分布式光伏发电技术的研究进展及展望[J].太阳能,2023(1):17-21.
- [5] 娄奇鹤,谢国辉,李娜娜.平价上网时代新能源发电经济性分析和发展趋势[J].中国电力,2019,52(12):1-9.
- [6] 王怀斌,胡芳,刘伊雯.中国光伏发电平价上网分析[J].太阳能,2021(8):13-18.
- [7] 张运洲,刘俊,张晋芳,等.中国新能源“后补贴时期”发展分析[J].中国电力,2019,52(4):1-7.
- [8] 王恒田,杨晓龙.平价上网光伏发电项目经济性评价、影响因素及对策[J].企业经济,2021,40(3):96-104.
- [9] Tu Q, Mo J, Betz R, et al. Achieving grid parity of solar PV power in China -The role of tradable green certificate[J]. Energy Policy, 2020, 144: 1-12.
- [10] 王怀斌,胡芳,刘伊雯.计及碳收益的光伏发电平价上网可行性研究[J].价格理论与实践,2022(6):43-47.
- [11] 王宏伟,朱雪婷,殷晨曦.中国光伏产业发展及电价补贴政策影响研究[J].数量经济技术经济研究,2022,39(7):90-112.
- [12] 王捷,林余杰,吴成坚,等.碳中和背景下太阳能光伏产业现状及发展 [J]. 储能科学与技术,2022,11(2):731-732.
- [13] 王青,江华,李嘉彤,等.中国及全球光伏产业发展形势分析[J].太阳能,2022(11):5-10.
- [14] Wang X, Kurdgelashvili L, Byrne J, et al. The value of module efficiency in lowering the levelized cost of energy of photovoltaic systems [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011, 15(9): 4248-4254.
- [15] Hernández -Moro J, Martínez -Duart J M. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, 20: 119-132.
- [16] Zhang M, Zhang Q. Grid parity analysis of distributed photovoltaic power generation in China [J]. Energy, 2020, 206: 118165.
- [17] 冯赫.基于 LCOE 方法的中部地区光伏经济性分析与平价上网情景研究[D].武汉:华中科技大学,2021.
- [18] 张嘉澍,吕泉,郭雪丽,等.考虑合理弃光的配电网光伏最大接入容量研究[J].太阳能学报,2023,44(2):418-426.
- [19] 周强,汪宁渤,何世恩,等.高弃风弃光背景下中国新能源发展总结及前景探究[J].电力系统保护与控制,2017,45(10):146-154.
- [20] 冯晓丽.光伏储能电站的经济性分析[J].电工电能新技术,2019,38(9):52-58.

Comprehensive cost–benefit analysis of photovoltaic power grid parity in various regions of China

Wang Chizhong, Gao Xin, Chen Heng, Gui Fangxu, Xu Gang, Zhang Guoqiang, Zhang Kai, Pan Peiyuan

(College of Energy Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: According to the different conditions of photovoltaic resources, on–grid price, initial total investment and light abandonment rate in various regions of China, a photovoltaic economic evaluation model is constructed to analyze the on–grid situation of photovoltaic power generation parity in various regions and calculate the minimum on–grid price and the maximum initial total investment that meet the benchmark yield in each region. The results show that there are obvious regional differences in China’s photovoltaic economy. Considering the abandonment of light, a total of 15 regions in the country cannot achieve grid parity access, but most of them are close to parity access. Some regions with high photovoltaic economy can achieve parity with a price of 0.05 CNY/(kW·h) below the benchmark price. The research results of this paper are helpful to the investment decision–making of photovoltaic projects and the formulation of relevant policies.

Keywords: photovoltaic power generation; solar resource; investment cost; grid parity; critical point analysis