

中国省域光伏发电的区域分异特征与差异化布局优化路径

胡珂晟^{1,2}

¹国家电力投资集团五凌电力有限公司, 湖南 长沙

²湖南五凌电力新能源有限公司贵州分公司, 贵州 贵阳

收稿日期: 2026年5月15日; 录用日期: 2026年6月8日; 发布日期: 2026年6月16日

摘要

在“双碳”战略背景下, 光伏发电已成为我国能源结构转型的核心增量电源, 但各省域在太阳能资源、建设空间、电力需求和开发方式等方面存在明显差异, 导致我国光伏产业发展呈现出显著的区域分化特征, 同质化发展路径已无法适配不同区域的资源与需求特征。基于2016~2020年全国31个省级行政区的光伏累计装机容量、年度发电量和电力需求数据, 并结合2021年光伏开发方式与用地结构信息, 本文从增长格局、单位装机发电量、用地差异、供需关系和驱动机制等方面, 分析了我国省域光伏发展的区域分异特征及其布局方向。结果表明: 2016~2020年全国各省域光伏装机与发电量保持稳步增长, 省际扩张节奏分化明显, 西部资源优势省域与中东部用电核心省域增长动能更强, 国内光伏产业逐步形成资源富集区规模化开发、负荷密集区就近利用的并行发展格局; 东西部区域光伏产出效率长期存在分化, 西部省域单位装机发电产出整体优于东部; 从用地与开发结构来看, 东中部侧重发展光伏建筑一体化等分布式项目, 西部、东北以地面集中式电站为主体, 东部多地光伏项目与农田用地交叉重叠范围较大, 土地利用约束问题更为突出; 全国光伏电力供给与用电需求空间匹配度不足, 西部省域本地光伏电力消纳占比更高, 东部负荷中心区域光伏自给水平普遍偏低。面板模型检验结果显示, 太阳能资源条件同时作用于光伏装机扩张与发电产出效率, 城镇化水平、第二产业占比主要正向驱动新增装机规模, 资源禀赋决定区域光伏发电产出能力, 人口集聚与产业发展基础主导光伏建设扩张速度。基于区域发展条件差异, 全国光伏产业需推行差异化发展策略: 东中部依托负荷优势, 重点布局光伏建筑一体化、工商业分布式光伏等节约土地的就近开发模式; 西部严守生态管控底线, 有序推进集中式光伏基地建设, 同步完善储能配套、跨省输电通道与本地消纳体系。研究结论能够为我国省域光伏差异化发展规划、开发模式选取及能源空间布局优化提供实证支撑。

关键词

光伏发电, 省域分异, 单位装机发电量, 用地约束, 供需匹配, 差异化布局, 双碳战略

Regional Differentiation and Pathways for Differentiated Spatial Optimization of Provincial Photovoltaic Power Generation in China

Kesheng Hu^{1,2}

¹Wuling Power Corporation Ltd., State Power Investment Corporation, Changsha Hunan

²Guizhou Branch, Hunan Wuling Power New Energy Co., Ltd., Guiyang Guizhou

Received: May 15, 2026; accepted: June 8, 2026; published: June 16, 2026

Abstract

Against the backdrop of China's carbon peaking and carbon neutrality goals, photovoltaic (PV) power generation has become a major source of incremental growth in the country's energy transition. However, pronounced interprovincial differences in solar resource endowment, land availability, electricity demand, and development models have led to substantial regional divergence in China's PV development, such that a uniform development pathway can no longer accommodate region-specific resource and demand conditions. Using data on cumulative PV installed capacity, annual PV generation, and electricity demand for 31 provincial-level administrative units in China during 2016~2020, together with 2021 information on PV development models and land-use structure, this study examines the regional differentiation of provincial PV development in China from the perspectives of growth patterns, electricity generation per unit of installed capacity, land-use differences, supply-demand relations, and driving mechanisms. The results show that, from 2016 to 2020, both PV installed capacity and generation increased steadily across all provinces, although the pace of expansion varied markedly. Resource-rich western provinces and major electricity-consuming provinces in central and eastern China exhibited stronger growth momentum, giving rise to a dual development pattern characterized by utility-scale deployment in resource-abundant areas and local utilization in load-intensive regions. Persistent regional disparities were also observed in PV output performance, with western provinces consistently outperforming eastern provinces in electricity generation per unit of installed capacity. In terms of land use and development structure, eastern and central China relied more heavily on distributed projects such as building-integrated photovoltaics, whereas western and northeastern China remained dominated by ground-mounted centralized PV stations. In several eastern provinces, PV development showed substantial overlap with farmland-related land use, indicating stronger land-use pressure. In addition, the spatial alignment between PV electricity supply and electricity demand remained weak nationwide: western provinces exhibited a higher local absorption share of PV electricity, whereas major load centers in eastern China generally showed low levels of PV self-sufficiency. Panel-model results further indicate that solar resource conditions affect both PV capacity expansion and electricity output performance, whereas urbanization level and the share of the secondary industry mainly exert a positive influence on newly added installed capacity. In other words, resource endowment largely determines regional PV generation capability, while population agglomeration and industrial development conditions primarily shape the pace of PV deployment. Given these regional differences, China's PV sector should adopt differentiated development strategies. Eastern and central China should prioritize land-efficient, load-oriented deployment models, including building-integrated photovoltaics and commercial and industrial distributed PV, whereas western China should advance

utility-scale PV base development in an orderly manner under strict ecological safeguards, while simultaneously improving energy storage, interprovincial transmission infrastructure, and local consumption capacity. These findings provide empirical support for region-specific PV development planning, technology deployment choices, and the spatial optimization of China's energy system.

Keywords

Photovoltaic Power Generation, Provincial Differentiation, Electricity Generation per Unit of Installed Capacity, Land-Use Pressure, Supply-Demand Matching, Differentiated Spatial Deployment, Carbon Peaking and Carbon Neutrality Goals

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

全球气候变化引发的生态环境危机，已成为人类社会面临的共同挑战。碳减排已成为全球主要经济体的核心共识与紧迫任务。作为全球最大的能源消费国和温室气体排放国，中国正处于经济转型与能源结构调整的关键期，亟需构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系，平衡经济高质量发展与生态环境保护的双重目标。

在“双碳”战略驱动下，光伏发电凭借资源分布广、开发周期短、全生命周期碳排放低等核心优势，已成为我国能源结构转型的核心增量电源，产业规模、装机体量与核心技术水平均稳居全球首位。国家能源局发布数据显示，截至 2024 年 12 月，我国光伏发电累计装机容量达 886 GW，2024 年新增装机 277.57 GW，持续稳居全球最大光伏市场地位[1] [2]。与此同时，光伏发电的经济性持续提升。国际可再生能源署(IRENA)数据显示，2022~2023 年全球新增公用事业级光伏项目的平准化度电成本(LCOE)同比下降 12% [3]。截至 2023 年底，光伏发电已成为全球多数地区成本最低的电源类型。现有研究已证实，光伏发电在推动电力系统脱碳、降低化石能源依赖、助力乡村振兴等方面具有多重价值，是我国实现“双碳”目标的核心技术路径之一[4]-[8]。

尽管我国光伏产业实现了跨越式发展，但省域间发展不均衡的问题日益凸显。我国太阳能资源呈现“西高东低、北高南低”的空间分布特征，电力负荷中心却集中在东中部人口与经济密集区。资源禀赋与负荷需求的空间错位，决定了我国光伏产业无法采用同质化发展模式。大量研究已围绕我国光伏产业的空间布局演化展开探讨：我国光伏装机的空间布局，经历了从西部资源富集区向中东部负荷中心逐步扩散的过程，最终形成集中式与分布式开发并行的格局[9] [10]。与此同时，大规模地面光伏电站开发带来的土地利用变化、耕地占用、生态扰动等问题，已成为制约光伏产业可持续发展的核心因素[9] [11]；而以屋顶光伏、光伏建筑一体化(Building Integrated Photovoltaic, BIPV)为代表的分布式开发模式，为土地资源紧张、人口密度高的东中部地区，提供了低占地、高消纳的发展路径[12]。此外，光伏出力受辐照资源、气候条件、项目类型等因素显著影响，不同区域光伏项目的实际产出效率存在明显差异[13]，仅以装机规模衡量区域光伏发展水平，无法全面反映其发展质量与实际贡献。

梳理现有研究发现，现阶段围绕我国光伏产业区域发展的探讨，多聚焦于单一维度的资源潜力评估、生态环境影响、屋顶光伏潜力测算或消纳风险分析[9]-[13]，少有研究立足省域宏观尺度，统筹对比光伏装机扩张、发电产出效率、开发模式选择、用地结构特征与电力供需匹配的多维差异。尤其是，现有研

究较少将官方发布的土地调查数据与省级光伏开发模式结合起来,分析不同区域光伏发展的用地结构差异及其现实压力。对于省级层面而言,光伏发展格局,并非仅由光照资源禀赋单向决定,而是资源条件、土地供给空间、用电负荷格局、开发模式选择多重因素共同作用的结果。若仅以装机规模或单一发展潜力作为评判依据,无法完整反映各地区光伏发展的现实差距,也难以合理解释区域分化的内在成因。

基于此,本文选取全国 31 个省级行政区作为研究样本,以 2016~2020 年为核心研究时段,同步纳入 2021 年光伏开发模式与用地结构辅助数据,全面剖析我国省域光伏发展的区域分异特征。具体研究内容包括:① 从省域维度,对比解析光伏装机规模、发电产出水平与电力供需格局的空间差异;② 结合国土利用调查资料与光伏开发类型,厘清不同区域光伏项目的用地结构差异,客观研判各地光伏规模化发展面临的用地约束;③ 结合区域资源条件、城镇化进程与产业基础,补充阐释省域光伏发展分异的形成机理。依托实证分析结论,明确各区域光伏开发的适配模式与优化布局方向,以期为全国分地区光伏产业规划编制、开发路径选择及差异化产业政策落地提供参考。

2. 材料与方法

2.1. 研究区与数据来源

本文以全国 31 个省级行政区为研究对象,结合我国光伏产业发展的阶段性特征,本文选取 2016~2020 年为核心研究时段,用于分析我国省域光伏产业发展的动态演化规律;同时引入 2021 年光伏开发模式与用地结构数据作为辅助分析数据,用于补充刻画研究期后我国光伏开发的近端格局,不参与核心时段的动态趋势分析。

本文所用数据分为三类,具体来源与口径如下:

1) 光伏产业核心数据:包括各省 2016~2020 年光伏累计装机容量、年度发电量,数据来源于《中国能源统计年鉴 2021》[14],数据口径为国家能源局官方统计的全口径光伏发电数据;

2) 电力需求数据:采用各省域 2016~2020 年全社会用电量作为电力需求的核心指标,数据来源于《中国统计年鉴 2021》[15],该指标可全面反映区域电力消费的总体规模;

3) 开发模式与用地结构数据:2021 年各省光伏开发模式(光伏建筑一体化/地面集中式电站)与用地类型数据,来源于国务院第三次全国国土调查领导小组办公室、自然资源部、国家统计局发布的《第三次全国国土调查主要数据公报》[16]及相关配套统计资料整理。

2.2. 指标构建

为系统解析我国省域光伏发展的区域分异特征,本文从增长规模、产出效率、供需匹配、开发约束四个维度构建核心指标体系,具体如下:

2.2.1. 装机与发电增长指标

采用各省域 2016~2020 年光伏累计装机容量与年度发电量作为核心指标,分别表征区域光伏开发建设规模与实际电力产出水平。其中,累计装机容量反映光伏产业的存量建设规模,年度发电量反映光伏项目的实际运行贡献,二者结合可全面识别省域光伏发展的增长特征与演化趋势。

2.2.2. 单位装机发电量

为消除装机规模差异的影响,客观对比不同区域光伏项目的实际产出效率,本文构建单位装机发电量指标,计算公式为:

$$P_{i,t} = \frac{G_{i,t}}{C_{i,t}} \quad (1)$$

式中, $P_{i,t}$ 为第 i 个省域第 t 年的单位装机发电量, 单位为 kWh/kW; $G_{i,t}$ 为第 i 个省域第 t 年的光伏发电年度总量, 单位为 kWh; $C_{i,t}$ 为第 i 个省域第 t 年的光伏发电累计装机容量, 单位为 kW。该指标可直观反映相同装机规模下, 不同省域光伏发电的实际产出水平, 其数值受区域辐照资源、项目类型、运行管理水平、弃光率等多因素影响。需要特别说明的是, 该指标为宏观统计层面的产出效率指标, 不等同于光伏组件的光电转换效率, 也不等同于光伏系统的综合效率。

2.2.3. 光伏发电量占电力需求比例

为量化区域光伏电力供给与本地电力需求的匹配程度, 本文构建光伏发电量占电力需求比例指标, 计算公式为:

$$S_{i,t} = \frac{G_{i,t}}{D_{i,t}} \times 100\% \quad (2)$$

式中, $S_{i,t}$ 为第 i 个省域第 t 年光伏发电量占本地电力需求的比例; $D_{i,t}$ 为第 i 个省域第 t 年的全社会用电量, 单位为 kWh, 表征区域年度电力总需求。该指标从年尺度反映光伏发电对区域电力需求的贡献程度, 用于识别光伏供给与负荷需求的空间错配特征, 为区域光伏发展路径选择提供依据。

2.2.4. 开发模式与用地约束指标

结合 2021 年统计数据, 将光伏开发模式划分为光伏建筑一体化(分布式)与地面集中式光伏电站两类, 分别计算两类模式的装机占比, 用于对比不同区域开发模式的差异; 同时, 基于用地类型数据, 统计光伏项目涉及的农田、草地、沙地等用地类型的占比, 用于量化不同区域光伏开发的用地约束强度。

2.3. 区域划分

为便于比较我国不同区域太阳能发展的总体特征, 本文参考常用区域统计划分方法, 将研究区划分为东部、中部、西部和东北四大区域。东部包括北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东和海南; 中部包括山西、安徽、江西、河南、湖北和湖南; 西部包括内蒙古、广西、重庆、四川、贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏和新疆; 东北包括辽宁、吉林和黑龙江。

该划分方式充分考虑了四大区域在太阳能资源禀赋、土地资源条件、人口密度、电力负荷规模、经济发展水平等方面的系统性差异, 可有效支撑光伏发展区域特征的对比分析。同时, 本文在区域汇总分析的基础上, 全部保留省级尺度的分析结果, 避免区域平均数据掩盖省际间的个体差异。

2.4. 驱动因素的面板检验

为进一步量化不同因素对中国省域光伏发展区域分异的影响, 在上述描述性分析基础上, 本文构建省域面板回归模型进行补充检验。考虑到本文主要关注光伏发展的两个方面, 即扩张速度和单位装机电量产出, 分别以省域新增光伏装机容量和单位装机发电量作为被解释变量。建立的模型如下:

$$Y_{i,t} = \alpha + \beta_1 \ln(Rad_{it}) + \beta_2 \ln(Pgdp_{it}) + \beta_3 Urban_{it} + \beta_4 \ln d2_{it} + \lambda_t + \varepsilon_{it} \quad (3)$$

式中, $Y_{i,t}$ 为第 i 个省域在 t 年的被解释变量; Rad_{it} 为最佳斜面年总辐照量, 用于表征太阳能资源禀赋; $Pgdp_{it}$ 为人均 GDP, 用于表征经济发展水平; $Urban_{it}$ 为常住人口城镇化率, 用于表征人口集聚和分布式开发基础; $\ln d2_{it}$ 为第二产业占比, 用于反映产业结构和工业负荷特征; λ_t 为年份固定效应, 用于控制不同年份共同的宏观冲击; ε_{it} 为随机误差项。标准误按省域维度进行聚类稳健处理。

其中, 模型(1)以新增光伏装机容量为被解释变量。由于新增装机容量由累计装机容量差分得到, 受数据起始年份限制, 样本期为 2017~2020 年。考虑到新增装机容量分布偏态明显, 回归中采用 $\ln(1 + \text{NewCap})$ 形式进行估计。模型(2)以单位装机发电量为被解释变量, 样本期为 2016~2020 年, 回归

中采用 $\ln(\text{UnitGen})$ 形式进行估计。单位装机发电量用于表征单位装机对应的电量产出水平，不代表组件或系统物理意义上的转换效率。

考虑到土地可利用性、政策因素、电网条件等相关变量在省际间口径不完全统一，且部分指标缺乏连续年度数据，本文未将其纳入基准面板模型，而是继续在图 3 和图 4 的描述性分析中加以讨论。基于此，本文的面板模型主要用于识别太阳能资源禀赋、经济发展水平、城镇化水平和产业结构对省域光伏区域分异的影响方向和相对强弱。

3. 结果与讨论

3.1. 2016~2020 年光伏装机与发电的省际增长格局

2016~2020 年，全国 31 个省级行政区光伏累计装机容量与年度发电量整体保持增长(如图 1)，但省际增长幅度差异明显。从增量规模来看，青海、宁夏、甘肃、新疆等西部资源富集省级行政区，以及山东、河北、河南、江苏等中东部用电较大省域，装机与发电量均实现较快扩张。这一格局说明，我国光伏发展已形成“西部资源区规模化基地开发”与“中东部负荷中心分布式就近消纳”并行的双轮驱动特征。该趋势与已有研究揭示的光伏空间布局演化规律基本一致[10]，也反映出我国光伏产业已从早期单一资源导向，逐步转向资源条件与负荷需求并重的发展阶段。

从产出效率来看，我国东西部省域单位装机发电量存在持续差距(如图 2)。西部地区整体水平显著高于东部，且两大区域均呈现 2016~2019 年持续上升、2020 年小幅回落的变化趋势(如图 2)。在相近装机规模下，西部光伏项目电力产出更高，主要源于三方面条件：一是西部太阳辐照资源更优，年等效利用小时数更高；二是西部以集中式电站为主，布局规整、运维集中，系统效率更具优势；三是东部分布式占比高，易受建筑遮挡、安装条件分散等因素影响，整体出力水平偏低。已有研究同样表明，辐照条件、气候特征与开发模式是影响光伏出力的重要因素[13]。2020 年东西部效率同步回落，则主要与当年全国辐照资源偏弱、部分新增装机年底集中并网、全年发电贡献不足有关。

总体而言，2016~2020 年我国光伏增长呈现明显的区域分化。西部凭借资源优势继续承担大规模开发功能，中东部依托负荷优势实现分布式快速渗透，两类区域共同构成全国光伏增长的主要动力。

3.2. 太阳能开发的用地结构差异及区域适宜性

利用 2021 年开发方式与用地结构数据进一步分析可见，我国光伏开发模式存在显著区域分异(图 3)。从开发结构上看，东中部地区光伏建筑一体化等分布式装机占比更高，西部与东北地区则以地面集中式电站为主(如图 3(a))。这一格局与区域资源、土地和负荷条件高度匹配：东中部人口密集、建设用地紧张、负荷集中，依托建筑空间发展分布式光伏，既能缓解土地约束，又能实现电力就近消纳；西部土地开阔、光照条件好，更适合建设大型集中式电站，并通过外送通道实现电量跨区配置。

大规模地面光伏开发会改变土地覆盖结构，对区域生态产生一定影响[9] [10]，且不同用地类型的生态响应存在显著差异。从用地结构来看，东部部分省域光伏项目涉及农田比例偏高，西部则更多布局在沙地、草地等非耕地区域(如图 3(b))。结合产出效率可以发现，东部不仅单位装机发电量偏低，还面临更严格的耕地保护压力，大规模地面电站发展空间受限；西部在非耕地利用与集中连片开发上优势明显，集中式开发的适宜性更强。近年来，光伏扩张与耕地保护的矛盾已受到广泛关注[11]，严格的用地管控将进一步压缩东中部地面光伏空间。以光伏建筑一体化、工商业屋顶为代表的分布式模式，不新增建设用地，是缓解用地矛盾、推动东中部光伏可持续发展的重要路径。

需要特别说明的是，2021 年数据为研究期后的格局补充，主要用于揭示区域模式分化的现实基础，为 2016~2020 年增长与效率差异提供现实解释，不替代核心时段的动态分析。

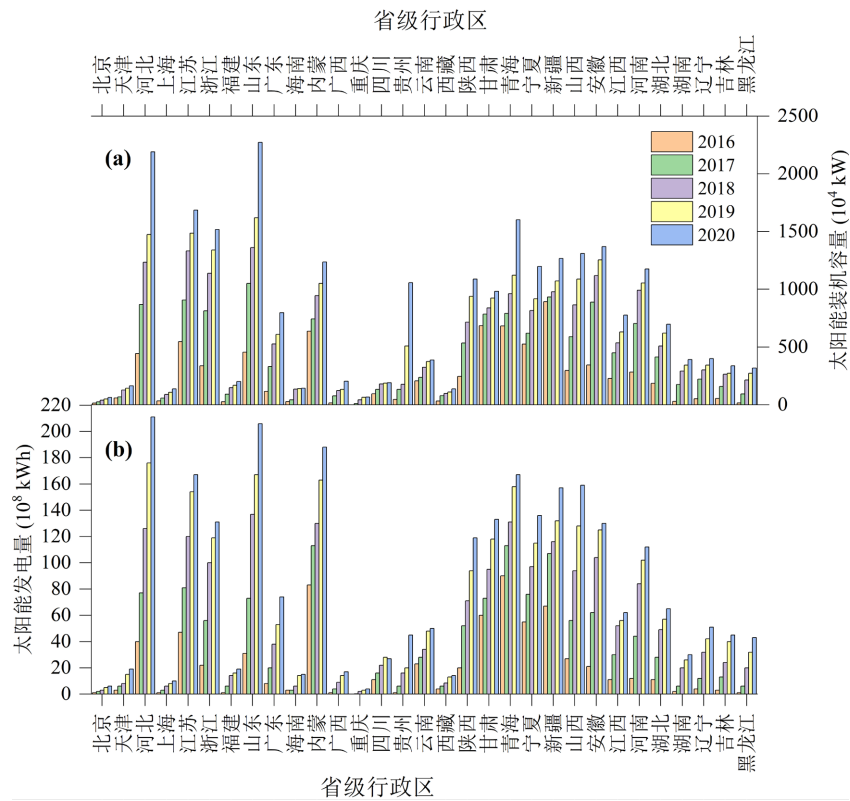


Figure 1. Provincial cumulative installed capacity (a) and Annual power generation (b) of solar photovoltaic systems in China during 2016~2020. Note: The y-axis in panel (a) represents cumulative installed capacity (10^4 kW), and the y-axis in panel (b) represents annual power generation (10^8 kWh). Data were compiled from the “China Energy Statistical Yearbook 2021” and provincial statistical bulletins

图 1. 2016~2020 年中国各省级太阳能光伏发电累计装机容量 (a)与年发电量 (b)。注：(a) 图纵轴为累计装机容量，单位为 10^4 kW；(b) 图纵轴为年发电量，单位为 10^8 kWh；数据来源于《中国能源统计年鉴 2021》及各省统计公报

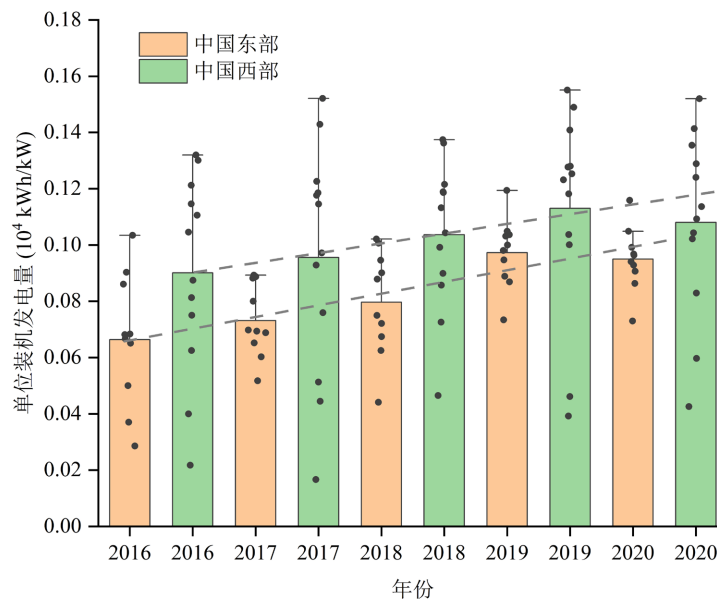


Figure 2. Comparison of solar photovoltaic electricity generation per unit of installed capacity between eastern and western China, 2016~2020

图 2. 2016~2020 年中国东、西部太阳能光伏发电单位装机发电量对比

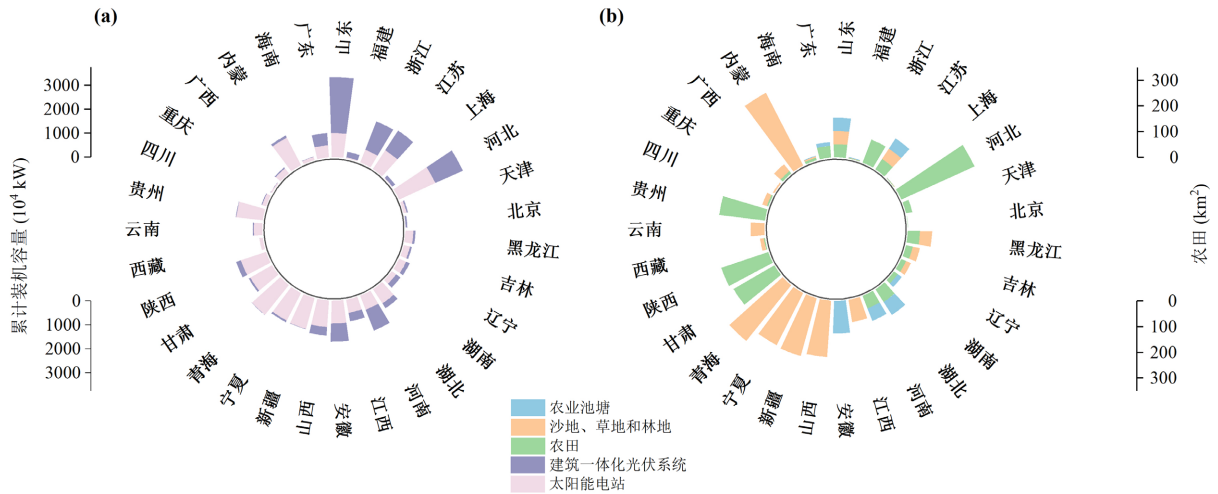


Figure 3. Provincial structure of photovoltaic development models (a) and distribution of major land-use types (b) in China at the end of 2021. Note: The y-axis in panel (a) shows installed capacity by development model (10⁴ kW); panel (b) shows the area of major land-use types associated with PV projects (km²). Data were compiled from the *Bulletin of the Main Data of the Third National Land Survey and the 2021 Energy Statistics Express Report*

图 3. 2021 年底中国各省域太阳能光伏开发方式结构 (a)与主要用地类型分布 (b)。注：(a)图展示了不同开发模式的装机规模，单位为 10⁴ kW；(b)图展示了光伏项目涉及的各类用地占比，单位为 km²；数据来源于第三次全国国土调查主要数据公报及 2021 年能源统计快报

3.3. 光伏供需错配特征及区域布局优化方向

从电力供需的空间匹配关系来看，我国光伏发电供给与电力需求存在明显错位(如图 4)。2020 年，东部多数省域电力需求规模位居全国前列，但光伏发电量占本地电力需求的比例普遍偏低；而青海、宁夏、甘肃、新疆等西部地区，光伏发电量占本地电力需求的比例已处于较高水平(如图 4)。该结果清晰表明，我国光伏资源富集区与电力负荷中心存在显著的空间分离，西部是我国光伏电力的核心供给区，而东中部地区是我国电力消费的核心承载区，这一空间错配特征是决定我国光伏产业区域差异化发展路径的核心逻辑。

上述供需错配特征，直接决定了我国不同区域光伏产业发展的核心方向与重点任务。对于西部资源富集省域而言，光伏产业发展的核心矛盾已从“规模化开发”转向“高比例消纳与高效外送”。随着光伏装机规模的持续扩大，本地电力需求已无法消纳富余的光伏电力，弃光风险持续凸显，因此，未来发展的重点应聚焦于三个方面：① 在生态保护红线与耕地保护红线的刚性约束下，科学规划集中式光伏基地的开发规模与时序；② 配套建设规模化储能设施，提升光伏电力的可调性与消纳能力；③ 加快跨省特高压外送通道建设，构建全国统一的电力市场，实现光伏电力的跨省优化配置。

对于东中部负荷中心省域而言，受土地资源刚性约束与用地成本高企的限制，大规模铺开地面集中式光伏电站并不具备现实可行性。其光伏产业发展的核心优势在于贴近负荷侧，电力就近消纳的条件优越，因此，未来发展的优先方向应为：以分布式光伏为核心，重点推进光伏建筑一体化、工商业屋顶光伏、公共建筑光伏、农光互补等复合型开发模式，实现“少占地、高消纳、低影响”的高质量发展，充分挖掘分布式光伏的潜力，提升本地光伏电力的供给比例。现有研究也证实，我国东中部地区屋顶光伏具有巨大的开发潜力与减排效益，与本文的研究结论高度契合[12]。

需要明确的是，本文测算的光伏发电量占电力需求比例为年尺度的总量指标，仅反映光伏发电对区域年度电力需求的总体贡献程度，不代表电力系统实时运行中的供需平衡状态。西部区域该比例较高，仅表明其光伏年度发电量相对本地需求已处于较高水平，不代表其可依靠光伏实现电力稳定自给；东部

区域该比例较低，也不代表光伏在其电力系统中作用有限，而是反映了其本地光伏供给与巨大的负荷需求之间仍存在较大的开发空间。

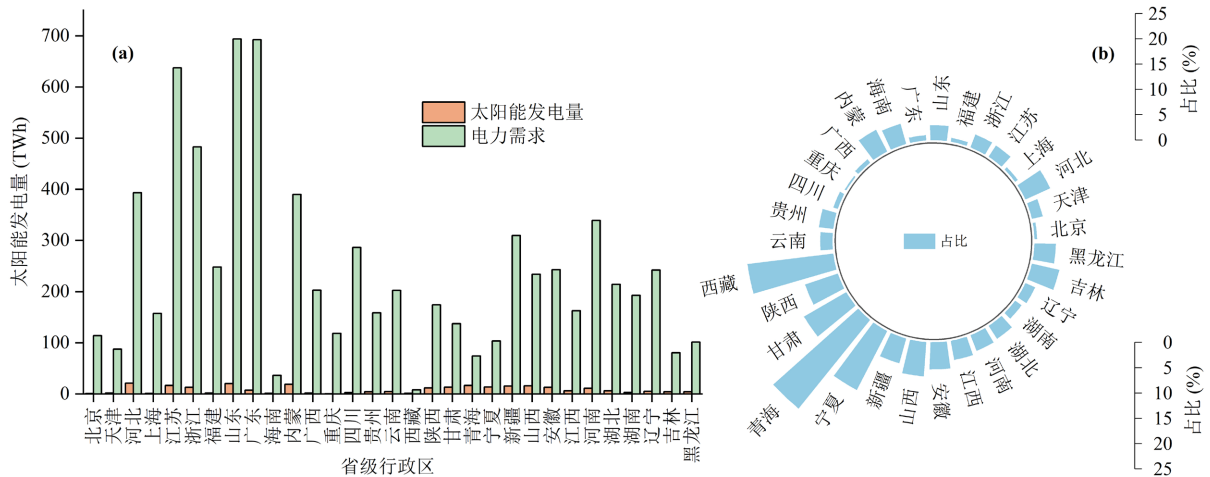


Figure 4. Provincial solar photovoltaic power generation and total electricity consumption in China in 2020 (a), and the share of PV generation in total electricity consumption (b). Note: In panel (a), orange bars denote solar photovoltaic power generation (TWh), whereas green bars denote total electricity consumption (TWh). Panel (b) presents the share of PV generation in total electricity consumption. All data were standardized to provincial-level statistics for 2020

图 4. 2020 年中国各省级太阳能光伏发电量与全社会用电量 (a)，及发电量占用电量比例 (b)。注：(a)图中，橙色柱代表太阳能光伏发电量，单位为 TWh，绿色柱代表全社会用电量，单位为 TWh；(b)图为光伏发电量占全社会用电量的比例；数据口径统一为 2020 年省级统计数据

3.4. 区域分异的驱动因素检验

先前基于省域级统计数据，从装机增长、单位装机发电量、开发方式和供需关系等角度揭示了我国光伏发展的区域差异，但这些结果主要反映的是“现象层”的空间分布特征。为进一步识别省域光伏区域分异背后的主要影响因素，本文在描述性分析基础上构建面板回归模型，分别以新增光伏装机容量和单位装机发电量为被解释变量，对资源禀赋、经济发展水平、城镇化水平和产业结构的作用进行补充检验，结果见表 1。

Table 1. Panel regression results for the drivers of regional differentiation in provincial photovoltaic development
表 1. 省域光伏区域分异驱动因素的面板回归结果

变量	(1) ln(新增装机容量)		(2) ln(单位装机发电量)	
	β	SE	β	SE
ln(最佳斜面年总辐照量)	1.539***	0.484	0.617***	0.139
ln(人均 GDP)	-0.757	0.600	-0.255**	0.129
常住人口城镇化率	0.041**	0.020	0.005	0.005
第二产业占比	0.106***	0.017	0.001	0.003
年份固定效应	是		是	
样本量	120		150	
R ²	0.417		0.418	

注：表中报告值为回归系数 β ，括号内为按省域聚类的稳健标准误(SE)；*、**、***分别表示在 1%、5%和 10%水平上显著。模型(1)以新增装机容量为被解释变量，样本期为 2017~2020 年；模型(2)以单位装机发电量为被解释变量，样本期为 2016~2020 年。因贵州省缺乏 2016~2020 年连续年度最佳斜面年总辐照量数据，故未纳入基准回归样本。

从新增装机容量模型来看，最佳斜面年总辐照量对新增装机容量具有显著正向影响，说明太阳能资源条件较好的地区更容易形成持续的装机扩张优势。这一结果表明，资源禀赋仍然是决定我国省域光伏发展速度的重要基础因素。尽管近年来中东部高负荷省域装机增长明显，但从全国范围看，西部资源型地区之所以能够长期保持较高的光伏新增规模，与其较强的太阳能资源条件密切相关。换言之，资源条件并没有因为中东部分布式开发的兴起而失去作用，而是仍然深刻影响着各省域光伏扩张的起点和上限。这一回归结果与图 2 所反映的西部资源型省域装机增长特征是一致的。

在经济社会变量中，常住人口城镇化率和第二产业占比对新增装机容量均表现为显著正向影响，说明人口集聚程度较高、工业基础较强的地区更容易形成光伏装机扩张。一方面，城镇化水平较高地区通常具有更高的用电密度、更完善的基础设施条件以及更成熟的分布式开发环境，有利于工商业屋顶、园区光伏和建筑一体化光伏等项目落地；另一方面，第二产业占比较高的地区往往具有较强的工业用电需求，能够为光伏项目提供更明确的消纳场景和更稳定的市场预期。因此，新增装机容量的区域差异并不完全取决于资源条件，负荷基础、产业结构和开发条件同样具有重要作用。这也解释了为什么山东、江苏、浙江、广东等中东部用电需求较大的地区，虽然太阳能资源并不占优，却仍然在研究期内表现出较快的装机增长。

相比之下，人均 GDP 对新增装机容量的影响未通过显著性检验。这说明，在控制资源条件、城镇化率和第二产业占比之后，经济发展水平本身并不是推动省域级光伏装机扩张的直接决定因素。换言之，经济更发达并不必然意味着装机增长更快，光伏扩张仍然需要与本地资源条件、建设空间和负荷基础相结合来理解。这个结果也提示，单纯将“经济发达”视为新能源发展优势，并不足以解释我国光伏装机的区域差异。

与新增装机容量模型相比，单位装机发电量模型反映了另一类影响机制。回归结果表明，最佳斜面年总辐照量对单位装机发电量具有显著正向影响，而且显著性和解释力度均强于其他变量，说明太阳能资源禀赋是影响单位装机电量的核心因素。也就是说，决定“每单位装机发多少电”的关键，首先仍然是光照条件本身。这一结果与图 3 所呈现的东西部差异高度一致：西部地区整体单位装机发电量高于东部地区，并不是偶然现象，而是具有明确的资源基础。相较于装机扩张，单位装机发电量更直接反映单位装机对应的电量产出，因此对资源条件的敏感性也更强。

值得注意的是，人均 GDP 在单位装机发电量模型中表现为显著负向影响。这一结果表明，经济发展水平较高的地区并不一定具有更高的单位装机电量产出。对此，一个较为合理的解释是，经济较发达地区往往更多发展贴近负荷侧的分布式光伏和建筑一体化光伏。这类项目虽然更符合本地消纳需求，也更适应城市和产业集聚区的建设条件，但在光照条件、布设方式、规模特征和项目类型上，与西部资源区大规模地面集中式电站存在明显差异，因此其单位装机电量产出通常低于资源条件更优的西部地区。换句话说，经济发达地区的优势主要体现在开发能力和消纳条件上，而不一定体现为单位装机对应的电量产出水平。相比之下，常住人口城镇化率和第二产业占比对单位装机发电量的影响均不显著。这说明，人口集聚和产业结构虽然能够推动光伏项目落地和装机规模扩大，但并不直接决定单位装机最终能够形成多少电量产出。也就是说，影响“装得快不快”和影响“每单位装机发得多不多”并不是同一套机制：前者更多与需求侧条件、产业基础和开发能力有关，后者则更直接受资源禀赋和项目布局方式影响。这一差异正是本文面板模型最有价值的发现之一，它在一定程度上解释了为什么我国会同时出现“西部单位装机发电量高”“中东部装机扩张快”这两种并行现象。

将表 1 的回归结果与前文图 2-4 结合起来看，可以更清楚地理解我国光伏区域分异的形成机制。西部地区在光照条件上的天然优势，使其更容易形成较高的单位装机电量产出，并支撑大规模集中式开发；而中东部地区虽然资源条件相对一般，但由于人口集聚、产业基础较强、负荷密度较高，仍然能够形成

较强的装机扩张动力，并逐步发展出以工商业屋顶光伏、建筑一体化光伏等为代表的贴近负荷侧开发模式。这说明，我国省域光伏发展的差异并不是简单的“西强东弱”或“资源决定一切”，而是资源条件与经济社会条件共同作用的结果。资源禀赋更多决定“发电能力”，而经济社会条件更多决定“扩张能力”。

这一结果对区域布局优化具有直接启示。对于资源条件较好的西部地区，下一步发展的重点不应只是继续扩大装机规模，而应在发挥资源优势的基础上，进一步解决电量外送、储能调节和本地消纳等问题，以更好释放其规模化开发潜力。对于东中部地区，则不宜简单复制西部集中式开发路径，而应立足本地负荷和建设空间条件，更多依靠建筑一体化光伏、工商业屋顶光伏等少占地、靠近用电侧的方式，提高光伏发展与本地需求之间的适配程度。换言之，资源型地区更适合以规模化供给见长，负荷中心地区更适合以就地开发和本地消纳为主，这也正是前文描述性分析所得“西部集中开发 - 东中部贴近负荷开发”判断的量化支撑。

需要说明的是，本文面板模型主要纳入了具有连续年度数据的变量，用于识别省域光伏区域分异的一般性影响因素。由于贵州省 2016~2020 年连续年度最佳斜面总辐照量缺乏公开可得数据，基准模型未将其纳入样本；同时，土地利用相关变量、补贴政策变量、电网条件变量等虽然在理论上对光伏发展具有重要影响，但受限于年度连续性不足或省际可比性较弱，未进入本文基准回归模型，而是在前文开发方式、用地结构和供需关系分析中加以讨论。因此，表 1 的回归结果应理解为对省域光伏区域分异形成机制的补充检验，而不是对全部驱动因素的完整解释。即便如此，回归结果仍然清楚表明：我国光伏发展的区域差异不是由单一因素决定的，真正起作用的是资源禀赋、人口与产业基础以及开发方式选择之间的共同作用。

4. 结论与展望

4.1. 结论

光伏累计装机容量、年度发电量和电力需求数据，并结合 2021 年光伏开发方式与用地结构信息，本文从增长格局、用地差异、供需关系和驱动机制四个方面分析了中国省域光伏发展的区域分异特征及其布局方向。主要结论如下：

1) 2016~2020 年，我国各省光伏装机容量与发电量总体呈持续增长态势，但增长幅度存在显著的省际差异。西部资源富集省域与中东部电力负荷较大区域均实现了快速增长，我国光伏产业已形成“西部资源区规模化开发”与“中东部负荷中心就近消纳”并行的双轮驱动格局，从早期的单一资源导向转向资源与负荷双导向发展。

2) 我国东西部区域光伏单位装机发电量存在持续性显著差异，西部地区整体高于东部地区。优越的太阳辐照资源、以地面集中式电站为主的开发模式，是西部地区单位装机发电量更高的核心驱动因素；而东部地区受辐照资源不足、分布式项目占比高、用地约束严格等因素影响，单位装机发电量整体偏低。

3) 我国光伏开发模式与用地结构呈现显著的区域分异。东中部地区光伏建筑一体化等分布式光伏占比更高，而西部与东北地区以地面集中式光伏电站为主；东部部分省域光伏项目农田相关用地占比偏高，面临更为严格的用地约束，而西部地区光伏项目多布局于沙地、草地等非耕地类型，规模化开发的空间优势显著。

4) 我国光伏电力供给与电力需求存在显著的空间错配特征。西部资源富集省域光伏发电量占本地电力需求的比例已处于较高水平，而东部负荷中心省域该比例普遍偏低。基于此，我国光伏产业发展不宜采用同质化路径，应构建“西部集中式基地化开发 + 跨省域外送”与“东中部分布式就近消纳”相结合的区域协同发展格局：东中部地区应优先发展光伏建筑一体化、工商业屋顶光伏等低占地、贴近负荷侧

的开发模式；西部地区应在生态影响可控的前提下推进集中式光伏基地建设，并同步配套储能设施与电力外送通道。

5) 我国光伏电力供给与电力需求之间存在明显空间错位。西部部分省域光伏发电量占本地电力需求的比例较高，而东部负荷中心地区该比例总体偏低。今后西部地区应在继续发挥资源优势的同时，重点提升储能配置、外送能力和本地消纳水平；东中部地区则应更多依托建筑一体化光伏、工商业屋顶光伏等方式，提高光伏开发与本地需求之间的适配程度。

总体而言，中国光伏产业不适合沿用全国统一的同质化发展路径。资源条件较好的西部地区，应继续发挥规模化开发优势，但同步补齐储能、外送和消纳短板；人口和产业集聚的东中部地区，则应更多依靠贴近负荷侧、少占地的开发方式，提升本地清洁电力供给能力。换言之，我国未来光伏布局更合理的方向，不是简单追求某一类地区“多建电站”，而是根据不同地区的光照条件、用地情况和用电需求，分别选择更合适的开发模式和推进重点。

4.2. 研究不足与展望

本研究从省域尺度揭示了我国光伏发展的区域分异特征，并对部分驱动因素进行了定量检验，但仍存在一定局限。首先，本文核心分析时段为 2016~2020 年，2021 年数据主要用于补充说明近端格局，尚未完整反映整县分布式光伏试点和沙戈荒风光大基地建设持续推进后的新变化。其次，本文主要基于省域级年度数据展开分析，适合识别宏观层面的区域差异，但尚不能刻画更高时间分辨率下光伏出力、电力负荷、储能调节与跨区送电之间的动态匹配关系。再次，尽管本文通过面板模型对资源禀赋、经济发展水平、城镇化水平和产业结构等因素进行了检验，但受连续数据可得性限制，土地利用、电网条件、政策支持和弃光率等因素尚未纳入统一模型框架。后续研究可在延长研究时段的基础上，结合更高时间分辨率的发电、负荷、储能和输电数据，并进一步纳入土地利用和电网运行等变量，提升对省域光伏区域分异形成机制的解释能力，为差异化政策制定和区域能源转型提供更有针对性的参考。

参考文献

- [1] 2024 年可再生能源并网运行情况[EB/OL]. <https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html>, 2025-01-27.
- [2] IEA PVPS (2025) National Survey Report of PV Power Applications in China 2024. https://iea-pvps.org/national_survey/nsr-china-2024
- [3] International Renewable Energy Agency (2024) Renewable Power Generation Costs in 2023. IRENA.
- [4] 李美成, 高中亮, 王龙泽, 等. “双碳”目标下我国太阳能利用技术的发展现状与展望[J]. 太阳能, 2021(11): 13-18.
- [5] 严大洲, 刘艳敏, 万焯, 等. 晶硅太阳能在“双碳”经济中的作用与影响[J]. 中国有色冶金, 2021, 50(5): 1-6.
- [6] 刘高军. 碳达峰碳中和背景下火力发电厂碳排放分析与建议[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(6): 189-195.
- [7] 王姿怡. 光伏系统生命周期能效评价及应用规划研究[D]: [博士学位论文]. 济南: 山东大学, 2023.
- [8] 朱晓林, 宓霄凌, 章颖缤, 等. 135 MW_e塔式太阳能热发电站全生命周期碳排放研究[J]. 太阳能, 2023(2): 20-31.
- [9] Hernandez, R.R., Hoffacker, M.K., Murphy-Mariscal, M.L., Wu, G.C. and Allen, M.F. (2015) Solar Energy Development Impacts on Land Cover Change and Protected Areas. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **112**, 13579-13584. <https://doi.org/10.1073/pnas.1517656112>
- [10] Li, X., He, Z., Xia, S. and Yang, Y. (2024) Greenness Change Associated with Construction and Operation of Photovoltaic Solar Energy in China. *Renewable Energy*, **226**, Article ID: 120461. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120461>
- [11] Zhang, N., Duan, H., Shan, Y., Miller, T.R., Yang, J. and Bai, X. (2023) Booming Solar Energy Is Encroaching on Cropland. *Nature Geoscience*, **16**, 932-934. <https://doi.org/10.1038/s41561-023-01304-1>
- [12] Zhang, Z., Chen, M., Zhong, T., Zhu, R., Qian, Z., Zhang, F., et al. (2023) Carbon Mitigation Potential Afforded by Rooftop Photovoltaic in China. *Nature Communications*, **14**, Article No. 2347.

-
- <https://doi.org/10.1038/s41467-023-38079-3>
- [13] Sun, J., Wang, Y., He, Y., Cui, W., Chao, Q., Shan, B., *et al.* (2024) The Energy Security Risk Assessment of Inefficient Wind and Solar Resources under Carbon Neutrality in China. *Applied Energy*, **360**, Article ID: 122889. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122889>
- [14] 国家统计局能源统计司. 中国能源统计年鉴-2021 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2022.
- [15] 国家统计局. 中国统计年鉴-2021 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2021.
- [16] 第三次全国国土调查主要数据公报[EB/OL]. https://www.mnr.gov.cn/dt/ywbb/202108/t20210826_2678340.html, 2021-08-25.