

# 印度尼西亚光伏电站市场发展现状及开发建议

肖素一

中国电建集团湖北工程公司 湖北 武汉 430000

**摘要:** 本文聚焦印度尼西亚光伏电站市场,分析其发展现状,指出资源丰富但开发滞后、政策波动影响投资信心、基础设施薄弱制约发展等核心问题。结合印度尼西亚能源转型目标与市场潜力,提出针对性开发建议,包括优化政策环境、创新融资模式、加强技术研发、推动国际合作等,旨在为印度尼西亚光伏电站市场可持续发展提供理论支撑与实践参考。

**关键词:** 印度尼西亚;光伏电站市场;发展现状;开发建议

## 1 引言

在全球能源转型与应对气候变化的大背景下,可再生能源的开发与利用成为各国能源战略的核心方向。太阳能作为最具潜力的可再生能源之一,因其资源丰富、分布广泛、清洁环保等优势,受到世界各国的广泛关注。印度尼西亚作为东南亚最大的经济体,拥有丰富的太阳能资源,具备大规模开发光伏电站的天然条件。然而,目前印度尼西亚光伏电站市场的发展仍处于初级阶段,面临着诸多挑战与制约因素。深入研究印度尼西亚光伏电站市场的发展现状,并提出切实可行的开发建议,对于推动印度尼西亚能源结构转型、促进经济可持续发展具有重要的现实意义。

## 2 印度尼西亚光伏电站市场发展现状

### 2.1 资源禀赋与开发潜力

印度尼西亚地处赤道附近,拥有得天独厚的光照条件,全年日照充足,平均年太阳辐射量达到5.0至6.0千瓦时/平方米,部分地区如苏拉威西省、巴布亚省和巴厘岛的大部分地区辐射量高达6—6.5KWh/m<sup>2</sup>/day,具备大规模开发光伏电站的天然优势。据国际可再生能源署(IRENA)数据,印度尼西亚平均每平方米每年接收太阳辐射量为1600—2300kWh,理论可开发潜力达200GW,相当于每年可产生约200GW的太阳能电力。然而,截至2021年底,印度尼西亚光伏发电装机容量仅为225MW,远低于其开发潜力,也显著落后于泰国(128MW单体项目)、菲律宾(132.5MW单体项目)等邻国。

### 2.2 政策支持与规划目标

印度尼西亚政府高度重视可再生能源发展,出台了一系列政策支持光伏电站建设。2020年《综合法》放宽外商投资限制,允许100%外资投资1MW以上光伏项目,并给予税收优惠、优先调度等激励措施。2021年《2021—2030年电力供应业务规划》(RUPTL)明确提出,到

2030年将可再生能源发电占比从12.36%提升至51.6%(20923MW),其中光伏发电目标为4680MW(不含工商业和屋顶光伏)<sup>[1]</sup>。此外,印度尼西亚计划到2025年将光伏装机容量提升至870MW,并在新能源领域投入157亿美元,2030年安装约5.3GW光伏系统。这些政策目标为光伏产业提供了明确的发展方向,但实际执行中仍面临政策不稳定、补贴发放滞后等问题。

### 2.3 市场结构与项目类型

印度尼西亚光伏市场呈现多元化应用场景,包括矿区光伏、陆地光伏、水上光伏、园区光伏和屋顶光伏等。目前,印尼已建成的光伏项目以陆地项目为主,例如印尼 IKN 50 兆瓦地面光伏及14兆瓦时储能项目、印尼西爪哇省武吉英达市卡拉旺工业园区100MWp光伏项目。2025年7月,永福股份与印尼 PT Sumber Energi Surya Morowali 公司在新加坡正式签署印度尼西亚苏拉威西莫罗瓦利工业园区 200MWac 山地光伏及 80MW/80MWh 储能系统项目合同。不过,水上光伏(FPV)也具备节约土地资源、提高发电效率等显著优势,发展潜力巨大。例如,西爪哇Cirata水库145MW漂浮光伏项目是东南亚最大水上光伏电站,由阿联酋Masdar公司与印度尼西亚国家电力公司(PLN)子公司PTPJBI合作开发,中国电建国际负责EPC总承包。

### 2.4 投资主体与市场参与

印度尼西亚光伏市场吸引了全球投资者的关注。根据PLN政策,自2017年起仅入选新能源资格预审短名单的公司可参与可再生能源项目开发。2022年光伏替代柴油招标项目中,短名单包含141家全球电力投资商、总承包商和设备厂家,其中中资企业9家(如大唐海外、华电香港),韩日企业占20余家,另有来自美国、法国、泰国等国的企业。印度尼西亚本地具有投资实力的企业不足20家,包括DSSE、Medco、Bakrie、Adaro等电力集团,以

及10家左右以投资拉动EPC的国有企业。外资企业多通过与本地企业合作或成立合资公司的方式进入市场,以规避政策风险并满足本地成分要求。

### 3 印度尼西亚光伏电站市场发展的制约因素

#### 3.1 政策波动与监管缺陷

印度尼西亚光伏政策缺乏连贯性和稳定性,成为制约行业发展的核心障碍。2013年能矿部颁布17号文引入上网电价补贴(FIT),但因本土成分要求过低引发协会抗议,于2015年被撤销。2016年19号文重启FIT政策,又因煤电成本上升导致政府财政负担加重,于2017年被50号文取代<sup>[2]</sup>。50号文规定光伏电价与全国平均发电成本(BPP)挂钩,若项目所在地区BPP低于全国平均,电价由PLN和IPP双边商定(一般不超过BPP);若高于全国平均,电价上限为地区BPP的85%。由于印度尼西亚煤电占比高(发电成本最低),经济主岛(爪哇、巴厘、苏门答腊)的光伏电价缺乏吸引力,而偏远岛屿虽电价较高,但受限于交通和消纳问题,项目开发仍面临困难。

#### 3.2 基础设施薄弱与电网瓶颈

印度尼西亚电网基础设施老化,输电线路损耗率高达15%,且偏远地区电力传输设施缺乏,导致电力供应不足。例如,2021年印度尼西亚电网覆盖率不足80%,尤其在东部岛屿和农村地区,电力短缺问题突出。光伏电站开发需配套电网升级,但PLN作为发输配售一体化企业,其电网部门对煤电等传统能源存在偏好,对光伏等间歇性电源的接入和调度缺乏积极性。此外,偏远地区电网系统日间和夜间需求差距大,基荷电厂白天闲置、夜间满负荷运行,导致光伏发电在用电低谷期面临限电风险,影响项目经济性。PLN采用的“take and pay”购电协议机制(仅对实际输送电量付费),进一步加剧了收入不确定性,降低了项目可融资性。

#### 3.3 本地成分要求与产业配套不足

印度尼西亚通过工业部2012年54号文、2017年4号文和2018年5号文,强制要求光伏项目使用一定比例的本土设备(如太阳能电池板、逆变器、充电控制器等),并扩展至交付、安装和建设等服务。然而,印度尼西亚本土光伏制造业产能有限,技术水平落后,产品价格高且质量差。例如,印度尼西亚太阳能电池板制造企业年产能约524MW,但实际产量不足30%,且40—45%的组件依赖进口元器件组装。由于市场机会有限,本土企业无法扩大规模或降低上游材料采购成本,形成“高成本—低质量—低需求”的恶性循环。此外,银行对本土产品质量的不信任导致项目融资困难,进一步限制了行业发展。

### 4 印度尼西亚光伏电站市场开发建议

#### 4.1 优化政策环境,增强投资信心

(1) 稳定电价机制:政府应建立基于市场供需的定价机制,逐步取消与BPP挂钩的电价政策,引入长期购电协议(PPA)和差价合约(CfD),降低电价波动风险。例如,可参考菲律宾的FIT政策,为光伏项目提供20年固定电价保障,并设定合理的电价调整机制以应对通胀和成本变化。

(2) 简化审批流程:推行“一站式”审批服务,整合能矿部、PLN、地方政府等部门的许可程序,缩短项目开发周期。例如,通过数字化平台实现项目备案、环评、土地审批等环节的在线办理,将审批时间从目前的12—18个月压缩至6—9个月。

(3) 加强政策执行监督:设立独立的能源监管机构,负责监督政策落实情况,确保补贴发放、税收优惠等激励措施及时到位。同时,建立政策评估机制,定期审查政策效果并根据市场反馈进行调整。

#### 4.2 加强电网建设,提升消纳能力

(1) 投资电网升级:政府计划在未来五年内投资超100亿美元改善能源传输网络,重点建设跨岛屿输电通道和智能电网。例如,在爪哇—巴厘电网之间建设高压直流输电线路,解决区域电力供需不平衡问题;在偏远地区部署微电网和储能系统,提高光伏发电的自用率。

(2) 推广光储一体化:结合锂离子电池成本下降趋势(2010年以来价格下降近80%),鼓励光伏项目配套储能设施以平滑出力波动<sup>[3]</sup>。PLN可推出光储柴混合能源项目,由光伏、储能和柴油发电机共同供电,降低对传统能源的依赖。例如,2021年PLN推出的2GW偏远地区柴油微电网改造项目,已吸引宁德时代等储能方案提供商参与。

(3) 完善调度机制:PLN需优化电网调度策略,建立适应高比例可再生能源的调度模型。例如,通过引入需求响应技术和数字化监控系统,实现光伏发电与负荷的实时匹配,减少限电风险。

#### 4.3 培育本土产业,降低本地成分约束

(1) 技术引进与合作:通过国际合作引进先进光伏制造技术,提升本土产业链水平。例如,与亚洲开发银行(ADB)合作设立产业基金,支持本土企业建设自动化生产线,提高组件效率和可靠性。同时,鼓励外资企业与本土企业成立合资公司,共享技术和管理经验。

(2) 分阶段实施本地成分要求:根据产业发展阶段动态调整本地成分比例,初期可设定较低门槛(如20—30%),待本土产能扩大后再逐步提高。例如,泰国通过“逐步本地化”政策,将光伏组件本地成分要求从2015年的20%提升至2020年的60%,同时提供税收减免和低息贷

款支持本土企业扩产。

(3) 建立质量认证体系：制定光伏设备本土化标准，引入第三方检测机构对本土产品进行质量认证，提高银行对项目融资的信心。例如，印度尼西亚工业部可联合国际认证机构（如TÜV、UL）建立本土组件认证体系，确保产品质量符合国际标准。

(4) 开拓多元市场项目：在市场开发过程中，除关注 PLN 项目外，还应积极开拓私营业主主导的工业园区类光伏项目。这类项目具有较大的发展潜力和市场空间。例如，2024 年建成的印尼西爪哇省武吉英达市卡拉旺工业园区 100MWp 光伏项目，作为目前印尼已投产最大的陆地光伏项目，为工业园区类光伏项目的发展树立了良好典范。

#### 4.4 创新融资模式，拓宽资金来源

(1) 开发绿色金融产品：鼓励银行和金融机构推出光伏项目专项贷款，提供长期低息融资支持。例如，印度尼西亚国家银行（BNI）可设立10年期光伏贷款产品，利率较商业贷款低2—3个百分点，并允许项目现金流作为还款来源。

(2) 引入国际资本与多边机构：通过亚洲开发银行（ADB）、世界银行（WB）等国际金融机构提供优惠贷款和风险担保，降低项目融资成本。例如，ADB已承诺为印度尼西亚可再生资源项目提供数十亿美元贷款，其中部分资金可用于光伏电站开发。

(3) 推广PPP模式：在大型光伏项目中引入公私合营（PPP）机制，由政府提供土地和基础设施支持，私营企业负责投资、建设和运营。例如，Cirata水上光伏项目采用PPP模式，由Masdar和PTPJBI共同投资，中国电建国际负责EPC，实现了风险共担和利益共享。

#### 4.5 推动国际合作，共享技术经验

(1) 加强区域合作：参与东盟能源合作机制，与新加坡、马来西亚等国共享光伏技术标准和市场经验。例如，通过东盟电网（ASEAN Power Grid）实现跨国光伏电力交易，扩大印度尼西亚光伏电力的消纳市场。

(2) 吸引跨国企业投资：制定针对性优惠政策（如税收减免、土地租赁优惠），吸引全球光伏龙头企业（如隆基绿能、晶科能源）在印度尼西亚设立生产基地或区域总部。例如，越南通过提供10年企业所得税免税期，成功吸引三星、LG等企业在当地建设光伏组件工厂。

(3) 参与国际碳交易市场：将光伏项目纳入碳减排信用（CER）机制，通过出售碳配额获得额外收益。例如，印度尼西亚可与欧盟碳边境调节机制（CBAM）对接，为光伏项目提供碳收益支持，提高项目经济性。

#### 结语：

印度尼西亚光伏电站市场具备资源丰富、政策支持力度大、市场需求增长快等优势，但政策波动、基础设施薄弱、本地成分约束等问题仍制约其发展。通过优化政策环境、加强电网建设、培育本土产业、创新融资模式和推动国际合作，印度尼西亚可逐步克服现有障碍，实现光伏电站市场的规模化开发。未来，随着技术进步和成本下降，印度尼西亚光伏产业有望成为东南亚能源转型的标杆，为全球应对气候变化贡献重要力量。

#### 参考文献：

- [1]马洪厂,崔超.印尼光伏电站市场发展现状及开发建议[J].中外能源,2023,28(01):27-32.
- [2]孙文琦,党侃,黄涛.印尼光伏资源及开发[J].国际工程与劳务,2021,(09):42-46.
- [3]王强,李盼文.印尼能源转型措施、挑战、对华机遇及合作建议[J].现代商贸工业,2025,(10):87-90.