



德国分布式光伏发展经验

德国光伏发电发展概况

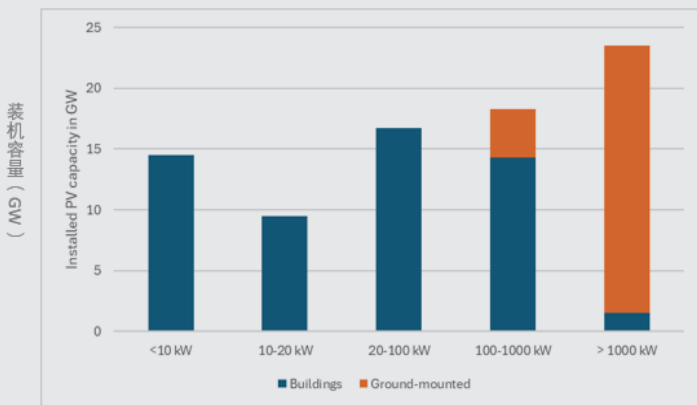


图 1: 到 2023 年底德国光伏系统的规模分布 (数据来源: 弗劳恩霍夫, 2024a)

2023 年, 德国的可再生能源发电量占全国总用电量的 52%, 其中光伏系统贡献了 61 TWh, 占总用电量的 12%, 成为仅次于风电的第二大电力来源。在阳光充足的日子, 光伏发电能够在数小时内满足德国高达 90% 的电力需求。

截至 2023 年底, 德国已安装约 370 万个光伏系统, 总装机容量达到 84GW。图 1 展示了光伏系统的装机容量分布情况。这些系统大多数接入中低压电网, 这意味着德国几乎所有的光伏系统都属于分布式光伏系统 (Fraunhofer, 2024a)。

截至 2024 年 6 月底, 德国新增了 9.34GW 光伏装机容量, 总装机容量超过 93GW (BNetzA, 2024a)。预计到 2030 年, 光伏装机容量将超过 200GW, 其在全国电力消费中的占比将提升至 30%。

促进分布式光伏及其灵活性的政策和措施

分布式光伏发电参与电力市场

光伏系统参与电力市场的方式取决于其规模。2012 年之前, 所有光伏发电都直接并入电网, 电网运营商必须按照《可再生能源法》(EEG) 规定的固定电价收购电力。该电价由政府制定, 用于覆盖生产成本并提供合理的投资回报。

2012 年, 德国引入了“市场化交易”模式, 它最初作为一种自愿选择。从 2014 年 8 月 1 日起, 装机容量为 500 kWp 及以上的光伏系统必须采用市场化交易模式。自 2016 年 1 月 1 日起, 装机容量为 100 kWp 及以上的新光伏系统也必须采用该模式。装机容量低于 100 kWp 的小型光伏系统仍然可以选择由电网运营商根据发电量支付固定电价, 或者选择市场化交易。对于城市公寓住户和租户使用的超小型光伏系统 (装机容量不超过 2kW, 逆变器输出功率不超过 800W 的阳台光伏系统), 则可以直接接入家庭用电系统。

对于装机容量超过 100 kWp 的光伏系统, 其发电量需直接在电力现货市场上销售, 而不再享受固定上网电价。电站业主或中间商 (通常称为直接销售商) 负责销售电力, 其收入来源于市场电价加上市场溢价。市场溢价是上网电价 (固定 20 年) 与电力交易所每月特定能源参考价格之间的差额。对于装机容量低于 750 kWp 的小型光伏电站, 上网电价由政府确定; 而对于装机容量高于 750 kWp 的大型光伏电站, 上网电价则通过拍卖确定。

在德国，直接营销商作为重要的中间商，代表生产商和电站业主在现货市场上直接销售可再生能源电力。其商业模式包括优化市场销售、管理风险，并通过提供服务收取佣金。直接营销商通常使用虚拟电厂（VPP）来汇集和管理各种中小型可再生能源（如光伏、风能和沼气）的电力生产，从而提高市场参与度。德国现有 50 多家活跃的直接营销商，市场竞争十分激烈，通过直接营销模式整合了约 30 GW 的光伏发电容量。其中，规模最大的直接营销商包括 Next Kraftwerke（6687MW）、EnBW（5422 MW）和 Sunnic Lighthouse（2802 MW）（ZfK, 2024 年）。

为加强对直接营销的监管，德国政府计划从 2025 年起逐步降低强制参与的门槛，最终在三年内将门槛降低至 25kW（Bundesregierung, 2024 年）。

灵活性要求和系统集成

平衡机制

德国电力市场的平衡机制通过实时匹配电力供需来确保电网稳定。平衡责任方 (BRP) 负责管理发电商和用户等市场参与者。他们需准确预测发电量或用电量，以每 15 分钟为单位将其与实时需求相匹配，并向负责的输电系统运营商 (TSO) 提交相应的平衡计划。在可再生能源电力销售中，直接营销商通常充当平衡责任方的角色。

德国的四个输电系统运营商负责各自区域内的电网稳定。当平衡责任方预测与实际生产或消费不符导致电网失衡时，输电系统运营商会按照响应速度和响应时间的不同启用一级、二级和三级备用容量。相关成本由输电系统运营商以不平衡费用向平衡责任方收取，从而激励平衡责任方提高预测准确性，减少偏差。德国的平衡机制已与欧洲电力市场接轨，实现了跨境平衡，进一步提升了电网的整体可靠性。

再调度 2.0

再调度 (Redispatch) 是指通过调整发电厂的发电计划来管理电网阻塞。发电厂运营商需向 TSO 提交每日发电计划，详细说明次日每 15 分钟的计划输出。TSO 基于这些计划进行电网状态分析，以识别潜在的过载情况，并在必要时调整计划以缓解电网阻塞。随着可再生能源比例的增加以及电网扩建的滞后，为了避免电网达到技术上限，再调度的频率不断上升。传统上，调节装机容量超过 10MW 的火电厂参与再调度。

2021 年 10 月 1 日实施的“再调度 2.0”机制标志着德国电网阻塞管理方式的重大转变。该机制赋予配电系统运营商 (DSO) 新的职责，例如提供每日发电预测并确保电网稳定。发电厂运营商

需向 DSO 提供关键数据，如发电厂的可用性和技术规格，这些信息对于确定电网阻塞时的削减优先顺序至关重要。装机容量超过 100kW 或可由 DSO 远程控制的可再生能源发电厂必须参与再调度。

对于因再调度而被削减的可再生能源发电，运营商将获得补偿，以避免经济损失（EnBW, 2021 年）。

总体而言，“再调度 2.0”机制体现了德国在应对日益复杂且以可再生能源为主的电网时的需求，旨在确保电网稳定，并促进更多分布式可再生能源的并网。

远程可控性

随着光伏系统装机容量的增加，安装控制装置的要求也越来越严格。根据 2012 年 1 月 1 日实施的《可再生能源法》(EEG) 修正案，接入低压电网的光伏系统必须参与并网管理，其操作方式包括由电网运营商远程控制或自动限制有功功率输出 70%。光伏系统是否需要安装远程控制装置取决于光伏系统的装机容量，具体分为以下三种情况（Clearingstelle EEG, 2024）：

- 装机容量超过 100 kWp 的系统，必须安装远程控制装置，并能够将实际发电数据传输至电网运营商。
- 自 2021 年《可再生能源法》修订以来，装机容量超过 25 kWp 的光伏系统需要具备远程上下调节能力。
- 对于装机容量低于 25 kWp 的系统，运营商可以选择安装远程控制装置或将发电功率限制在装机容量的 70%。不过，自 2024 年起，装机容量低于 7 kW 的系统将不再需要安装控制装置或限制发电功率。

并网管理

再调度通常针对预测到的负荷和发电量变化，提前采取措施应对电网可能出现的过载情况，而并网管理 (Feed-in Management) 则是实时响应电网实际发生的过载情况。由于并网管理对发电商的经济影响较大，它通常作为最后的应急措施，可选方案包括调整电网设置、重新分配电力或减少传统发电厂的出力。

配电网运营商负责将其区域内生产的电力输送至电网，并根据远程控制要求，对装机容量超过 100kW 的可再生能源系统实施并网管理。由于小型光伏系统的数量不断增加，管理阈值被设定为 25kW。对于装机容量低于 25kWp 的光伏系统，运营商可以选择安装必要的技术设备以参与并网管理，或者将发电功率永久限制在装机容量的 70% (Solar.Red, 2024 年, Photovoltaik, 2024 年)。

在并网管理期间，配电网运营商可能需要临时削减系统的发电量。如有削减需求，配电网运营商需提前通知发电运营商并提供相应

的经济补偿。由于可再生能源运营商无法控制能源供应，发电量的削减会带来经济损失。相比之下，传统发电厂因其燃料来源并未遭受永久性损失，因此不享有此类补偿。并网管理的削减幅度通常为 60%、30% 或 0% 完全停止。无论削减程度如何，受影响的可再生能源运营商都会获得相应的补偿。

2022 年，德国在并网管理期间减少了 7.3TWh 风力发电和 0.62TWh 光伏发电。风力发电削减主要集中在德国北部地区，由于输电能力不足，电力难以输送至南部负荷中心（Fraunhofer ISE, 2024a）。

电力调节市场

电力调节市场由输电网运营商组织，负责确保有足够的储备电力，以快速应对因发电或用电波动引发的电力供需失衡。该市场由三种类型的储备组成，发电厂、储能和需求侧响应的运营商均可参与市场投标。输电网运营商根据实时需求调用这些备用资源，维持电网稳定并防止停电。由于参与电力调节市场需要满足严格的技术标准，独立的光伏系统通常难以直接参与其中。不过，直接营销商可以通过将包括储能在内的多种可再生能源进行聚合，组成虚拟电厂（VPP），从而有效参与电力调节市场。截至 2023 年，已有 630MW 储能容量和约 200MW 的需求侧资源在电力调节市场上提供灵活性（Regelleistung, 2024 年）。

与储能相结合

截至 2023 年底，德国已安装约 110 万个电池储能系统，总容量达到 11.6 GWh。其中，近 80% 的容量来自于小于 20 kWh 的小型电池。因此，大多数储能系统应用在家庭层面，主要与光伏系统配套使用，以提高自发自用率并增强电网独立性（Fraunhofer, 2024b）。

自 2020 年以来，作为德国可再生能源政策体系的一部分，德国已多次进行创新型拍卖，以确定可再生能源与储能系统组合的市场溢价。迄今为止，已有超过 3.2GW 的光伏系统与大型电池储能系统在拍卖中中标。这些系统需通过市场化交易在现货市场上直接销售电力，并可以优化其发电曲线以增加利润（Nextkraftwerke, 2023 年）。直接营销商还将电池储能整合到其虚拟电厂中，以提升灵活性并优化电力销售。

需求侧灵活性在德国的应用

工业消费占德国总电力消费的 41%，因此，工业领域的需求侧管理潜力估计在 5-15 GW 之间，而电网的平均负荷约为 60 GW（dena, 2024）。许多电力供应商和直接市场营销商已将灵活性管理服务纳入其业务，为大型工业消费者提供现货市场和电力调节市场的灵活性营销方案。然而，随着电动汽车和热泵的广泛应用，预计到 2030 年，分散式灵活用电的负荷将达到 200GW，这将远远超过传统发电厂的装机容量（见图 2）。

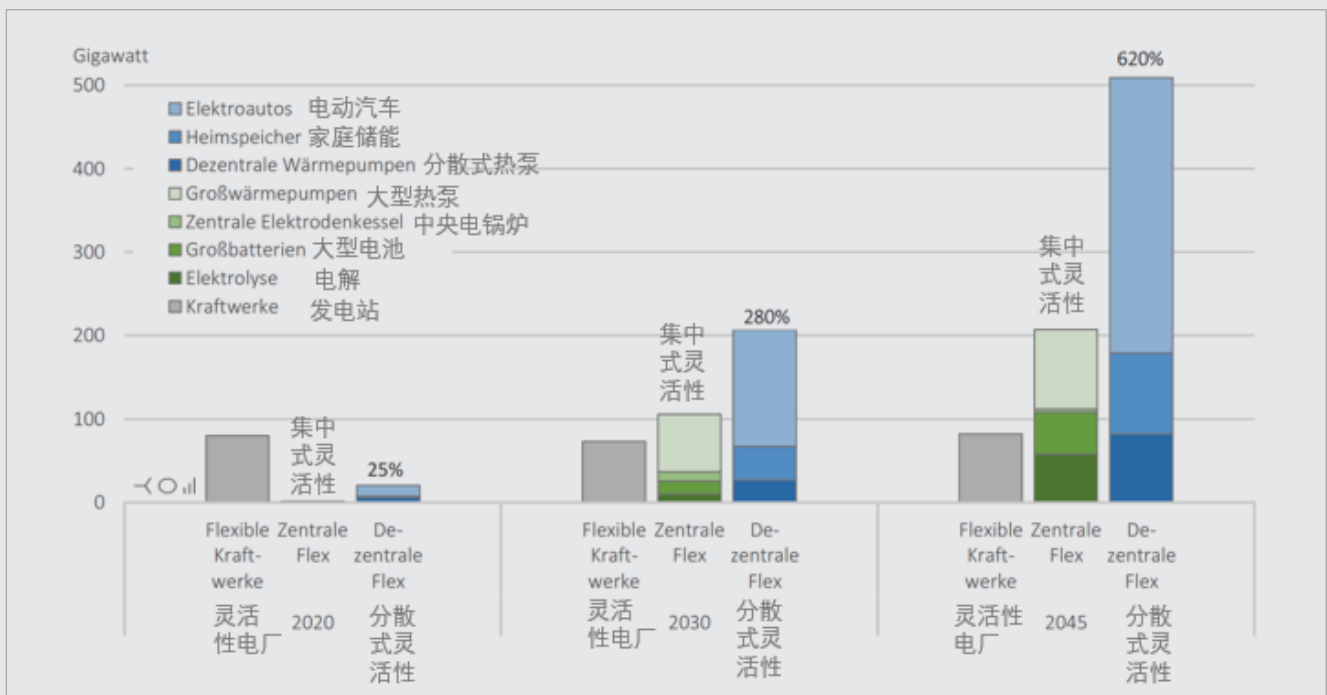


图 2: 2020 年至 2045 年灵活发电和消费装机容量的预期变化 (% 表示分散式灵活性占灵活发电厂容量的比例) (来源: ZVEI, 2024 年)。

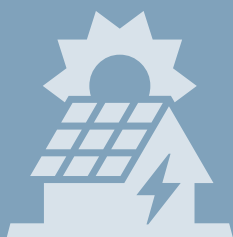
通过加入虚拟电厂（VPP）来提供需求侧灵活性并不是一项强制性要求。家庭、企业或工业用户只有在项目具备经济可行性的情况下才会参与（例如，通过调整用电时间来享受更低的电价（详见“动态电价”章节），或通过在电力调节市场上销售电力获得额外收入）。

目前，德国大多数小型用户无法从用电灵活性中获得经济利益。尽管大型商业和工业用户的电价通常随现货市场波动，但大多数家庭用户的电价是固定的。参与需求侧灵活性通常需要安装现代化的智能电表，而目前仅有少部分家庭配备了这种电表。不过，预计到2030年，大多数家庭将安装智能电表。一些虚拟电厂（VPP）运营商和聚合商也为小型企业和家庭提供灵活性服务（见下文案例研究）。

案例 1：家庭光伏和储能系统

2022年，Sonnen和ESFORIN首次使德国私人家庭能够参与日内电力市场（电力现货市场的实时和短期部分）。通过将储能系统接入虚拟电厂（sonnenVPP）并采用智能电价，家庭用户可以灵活应对日内市场的价格变化。ESFORIN则利用算法和人工智能自动销售电池中的可用电力，实现实时电力交易。

在此之前，Sonnen主要利用其虚拟电厂提供一级备用并参与电力调节市场，以确保电网稳定。随着业务逐步扩展到日内市场，Sonnen进一步推行其需求侧储能战略，不再局限于自发自用。这为家庭用户带来了经济效益，使他们能够在电价较低时储存电力并在电价上涨时使用。这一灵活性不仅有助于维护电网稳定，还为减少二氧化碳排放做出了贡献（Sonnen，2022年）。



案例 2：家用电动汽车的灵活充电

2024年，Ostrom与be.storaged联合启动了德国首个专注于电动汽车灵活充电的虚拟电厂。该项目是德国同类项目中规模最大的，将电动汽车、热泵和家庭电池储能系统的灵活性整合在一起，旨在更高效地利用能源，提高电网稳定性，并为终端用户节省大量成本。

Ostrom应用程序支持智能电表数据和动态电价，因此吸引了首批家庭用户参与虚拟电厂。这些客户可以自行设置充电时间。be.storaged的优化算法会聚合用户的充电灵活性，并在日内电力市场上进行交易。优化后的充电计划会反馈给Ostrom，以控制电动汽车的充电过程。该流程在整个充电期间会持续重复执行。

与其他智能充电平台相比，该项目充分利用了日内市场的潜力，为客户带来了显著的成本效益。参与用户每年可获得高达300欧元的收益，这意味着用户为其电动汽车充电实际上是有偿的。通过智能调整充电时间至可再生能源占比更高的时段，该项目不仅有助于电网稳定，还对环境保护起到积极作用（Ostrom，2024年）。



调节用户可控负荷

自 2024 年 1 月 1 日起，《德国能源经济法》（EnWG）第 14a 条正式实施，旨在将可控消费设备接入电网。该法规对于管理电动汽车充电桩、热泵、光伏发电以及储能系统对电网带来的日益增长的负荷至关重要（Netze BW, 2024 年）。

新规简化并加速了这些设备的接入流程，确保它们不会因电网容量问题而被拒绝接入。可控设备的用户可享受电网接入费用的减免，但在电网负荷较高时，必须遵守基于电网需求的控制措施，以确保电网稳定。

根据第 14a 条规定，可控消费设备包括非公共电动汽车充电桩、热泵（包括所有辅助加热组件）、制冷系统（不包括商业用途或食品储存的制冷系统）以及电能储存系统。如果设备的最大功率超过 4.2 kW，并接入低压电网，且在 2024 年 1 月 1 日之后投入使用，则应受到调控。该法规确保始终为设备提供最低功率为 4.2 千瓦，以维持热泵的正常运行和支持电动汽车所需的充电率（Hager, 2024 年）。

该法规将控制方式分为两类：直接控制和通过能源管理或负荷管理系统进行控制。电网运营商不得以潜在过载为由拒绝设备接入，只能通过控制措施防止或解决具体的电力网络问题。可控设备必须配备符合法规要求的控制技术。

所有电网运营商，包括管理低压网络和线路的运营商，都必须参与。消费者需确保其可控设备接入能源管理系统或配电网运营商的控制系统。该法规在保持电网稳定的同时，有效促进可再生能源并网，助力德国能源转型，并与国家能源目标保持一致。（BNetzA, 2024b）。

版本说明

发行方：

德国国际合作机构
塔园外交办公楼2-5北京市朝阳区亮马河南路14号
邮编：100600
www.energypartnership.cn

作者：

Simon Göss、吕亚南、尹玉霞

更新时间：2024 年 10 月

《德国分布式光伏发展经验》由德国国际合作机构在中德能源与能效合作伙伴下编制，总结德国经验，为中国的分布式光伏发展提供参考。中德能源与能效合作伙伴项目受德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托和资助，中国国家发展和改革委员会、国家能源局作为中方政府合作伙伴提供支持和指导。项目旨在围绕能效

提升和发展可再生能源，通过深入交流可持续能源系统发展相关的政策、最佳实践和技术知识，推动高级别政府对话，企业与政府交流以及技术和政策法规层面交流，从而促进和推动两国能源转型，助力实现气候目标。受德国联邦经济和气候保护部委托，德国国际合作机构（GIZ）负责实施中德能源与能效合作伙伴项目。

动态电价

德国的大多数小型用户，包括家庭和商业用户，每年都会签订固定电价的供电合同。自 2025 年起，要求电力供应商提供动态电价，但不强制消费者接受。与固定电价不同，动态电价根据当天的市场价格多次调整。这些电价与现货市场价格直接挂钩，而现货市场价格则通过 EPEX Spot 的日前拍卖确定。消费者可以通过在电价较低时使用高能耗设备（如洗衣机或热泵）来节省电费。

动态电价是一种特殊的可变电价。与其他可变电价（例如负荷相关或时间相关的电价）相比，动态电价的波动更为明显。动态电价对使用热泵或电动汽车的高能耗家庭尤其有利，因为他们可以通过调整用电时间来节省费用。据研究（ZVEI, 2024 年），热泵节约费用可达 19%，电动汽车甚至高达 57%。

那些能够灵活调整用电时间或使用家庭能源管理系统的用户，将从这些动态电价机制中获得最大的收益。采用动态电价的前提是安装现代化的智能电表，这一要求仅适用于具有特定用电负荷的用户（详见上文“调节用户可控负荷”）。

参考文献（摘选）

BNetzA, 2024a,
BNetzA, 2024b, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/14a/start.html
Bundesregierung, <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/976020/2297962/ab6633b012bf78494426012fd616e828/2024-07-08-wachstumsinitiative-data.pdf?download=1>
Clearingstelle EEG, 2024,
Dena, 2024, <https://www.dena.de/themen/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/demand-side-management/>
EnBW, 2021,
Fraunhofer ISE, 2024a, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland

项目委托方



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

实施机构

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH