



中德能源与能效合作

Energiepartnerschaft

DEUTSCHLAND - CHINA

可再生能源的商业和融资模式： 德国经验分享及中国前景展望

本报告在德国联邦经济和气候保护部发起的双边能源伙伴关系框架下编制。



出版说明

发行方

德国国际合作机构

中德能源转型研究项目 (EnTrans)

项目负责人: Markus Wypior

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

北京, 中国

www.energypartnership.cn

作者

Dr. Tim Mennel (第一作者), 德国能源署

Moritz Limbacher, 德国能源署

Wiktoria Witan, 德国能源署

Anastasiia Woyte, 德国能源署

Eckhardt Kuhnhenne, enervis

Ivo Schmidt-Sierra, enervis

图片来源

德国联邦经济和气候保护部 (BMWK) /封面与插图

第 5 页: shutterstock/Bildagentur_Zoonar

第 21 页: shutterstock/Mr.Piya

第 42 页: shutterstock/hrui

第 52 页: shutterstock/Chaiya

设计与排版

Heimrich & Hannot 有限责任公司

更新时间

2023 年 12 月

本资料页是中德能源转型研究项目 (EnTrans) 的出版物。EnTrans 项目是中德能源与能效合作伙伴的组成部分之一, 项目致力于为中德两国政府和相关能源智库提供政策建议。

EnTrans 的德方执行机构为德国国际合作机构 (GIZ)、德国能源署 (dena)、德国智库 Agora 能源转型论坛; 中方执行机构为电力规划设计总院、中国南方电网能源发展研究院、中国科学院应用生态研究所。

项目管理与协调

刘雪玲, 德国国际合作机构

免责声明

本报告全文受版权保护。截至本研究报告发布前, 德国国际合作机构和相关作者对出版物中所涉及的数据和信息进行了仔细研究与核对, 但不对其所涉及内容及评论的正确性和完整性做任何形式的保证。本出版物中涉及到的外部网站发行方对其网站相关内容负责, 德国国际合作机构和相关作者不对其内容承担任何责任。本文中的观点陈述不代表委托方的意见。对于图例是否最新、正确或者完整, 以及由其使用造成的任何直接或间接损害, 德国国际合作机构和相关作者概不承担任何责任。

能源合作伙伴



实施机构



合作伙伴



目录

摘要：可再生能源——从补贴发电向市场参与转变	4
1 商业模式	6
1.1 电力系统中的波动性可再生能源发电	6
1.2 享受补贴机制的可再生能源的商业模式	7
1.3 不依赖支持机制的可再生能源商业模式	13
1.4 分布式储能	16
1.5 总体发展及展望	18
2 投资和金融模式	20
2.1 商业模式投资时间轴	20
2.2 金融模式	25
2.3 带有关键绩效指标（KPI）的商业和金融模式实例	28
2.4 补充：电力市场收入和购电协议	33
3 中国可再生能源和储能发展	38
3.1 中国可再生能源政策和项目开发	38
3.2 中国的储能投资	45
4 结论	47
图片列表	48
表格列表	49
附录	50

摘要：可再生能源——从补贴发电向市场参与转变

在过去 25 年间，德国可再生能源发电量显著增长，从 2000 年至 2021 年增加了 7 倍多。最初的 15 年里，《可再生能源法》（EEG）起到了关键的助推作用，为德国“能源转型”（Energiewende）提供了大量的融资支持。

起初，可再生能源装机在整个再融资期间享受固定电价补贴，并未积极参与电力市场，面临的主要风险是发电，而非价格波动，其经营模式相对简单，极大地促进了装机融资。然而，十年前情况发生了转变：首先是对大型装机发电量实施直接市场化销售，随后转为强制性，并由市场溢价提供支持，溢价通过拍卖程序确定。这意味着可再生能源装机不仅向批发市场销售电力，而且提供辅助服务。自此，市场整合成为可再生能源政策的优先任务，旨在确保供应安全和电网稳定，这折射出可再生能源在整个电力系统的重要性日益增长。支持体系的转变引发了设施运营及其资产商业模式的演变，催生了市场服务提供商，同时也带来了市场参与所涉及的机遇和风险。为适应商业模式的变化，相应的融资模式日趋复杂。

近年来，出现了一种新趋势：越来越多的装机在没有政府补贴的情况下运行，存在两种商业模式：一种是传统的市场化直销模式，另一种是基于购电协议（PPA）的模式。前者较为罕见：装机基本上作为传统发电厂向电力市场销售电力和辅助服务。这种模式通常被已超过补贴期的装机采用。相比之下，购电协议变得越来越重要：在此模式下，交易对手充当电力承购商，同时向装机所有者提供固定报酬。交易对手可以是直接使用电力的工业企业，也可以是向市场销售电力的交易商。这种投资所采用的金融模式建立在交易对手的商业模式基础之上。

与德国一样，中国也在推行雄心勃勃的可再生能源扩张政策，近年来新增的风能和太阳能发电量比所有欧盟成员国的总和还多。到目前为止，依靠优先进入资本市场的优势，国有企业扩张中起到关键作用。此外，包括一些国际投资者在内的私人投资者也为可再生能源的扩张做出了贡献。近期，固定电价作为一种政策工具的重要性在下降，已被包括绿色能源证书在内的多种支持机制取代。这对基于固定电价提供相对稳定收入的商业模式提出了挑战。因此，需要新的商业模式和相应的融资模式。

在德国，尽管土地稀缺和公众接受度问题困扰着陆上风电项目，尤其是近年来可再生能源的扩张速度放缓，但如今德国可再生能源资产融资已是一个成熟的流程，为运营商和德国气候政策提供了巨大便利。事实表明可再生能源补贴的重要性日趋下降：越来越多的装机可以通过购电协议获得融资。这种趋势可能对中国电力行业有所启发，尤其是在私人投资者的作用日益增长的情况下。私人投资者及家庭或小企业等小型参与者将助力中国实现其可再生能源发展目标，特别是在分布式能源的开发潜力方面。



1

商业模式



1 商业模式

可再生能源市场经过十多年的运行，自 2012 年以来，基于补贴的电力市场的整合已成为德国政策制定者的优先事项。近几年的新趋势是，越来越多的可再生能源装机脱离政府补贴在市场中运营。如今多种促进可再生能源发展的商业模式共存，有些在可再生能源法的支持框架内，有些则在可再生能源法的支持框架之外。随着波动性可再生能源上网份额的提升，灵活性资产的重要性凸显。因此，储能和需求响应商业模式也在逐步发展中。

在过去的二十多年，德国可再生能源在总电力消费中的份额增长了 7 倍多；在此期间，陆上风电装机容量从 6.1 吉瓦增至 58.1 吉瓦；太阳能光伏发电装机容量从 0.1 吉瓦增至 67.4 吉瓦。在最初的 15 年，发展是由“Energiewende”（能源转型）政策框架下的支持机制推动的：德国可再生能源法一直提供一种支持机制，鼓励对陆上和海上风电、太阳能光伏和其他可再生能源资产进行大规模投资。近期，一些装机开始在可再生能源法支持框架以外运行。本章介绍了德国可再生能源的商业模式，包括政府支持机制与无政府支持机制的情形，本章内容旨在为后续关于可再生能源项目投资的讨论奠

定基础，并涉及与该主题密切相关的若干方面。首先，深入分析了在政府支持机制下的多种商业模式，着重介绍了在可再生能源发展初期占据主导地位的固定电价模式，随后阐述了几种市场支持机制下的商业模式。

此外，本章还讨论了与直销相关的商业模式，包括传统直销、企业购电协议和商业购电协议。最后，探讨了灵活性资产，特别是独立系统中的去中心化储能。

1.1 电力系统中的波动性可再生能源发电

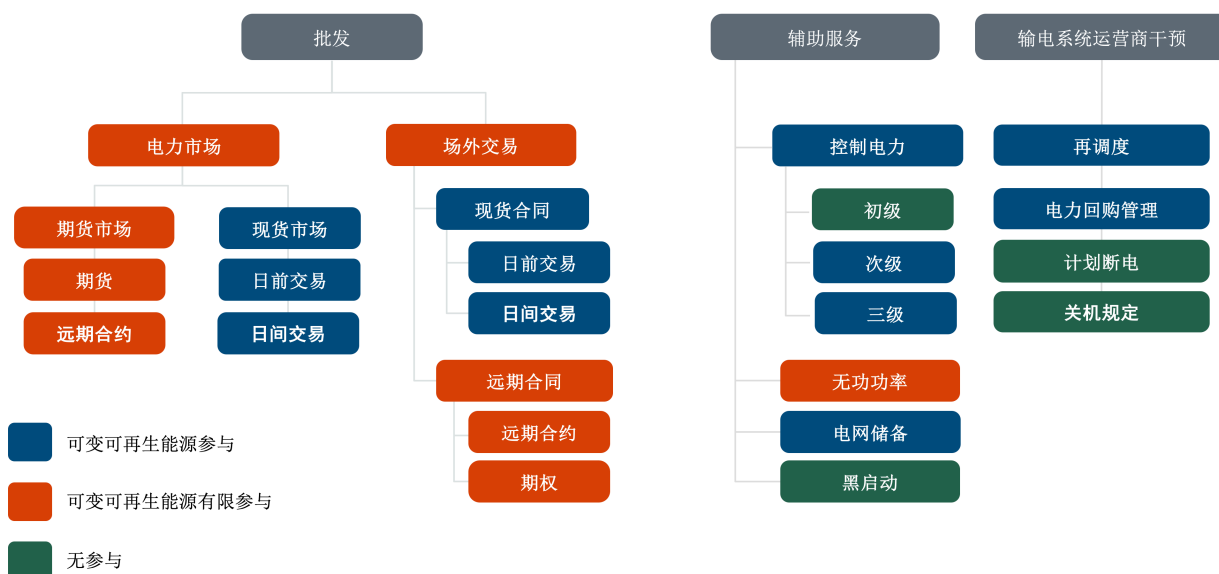
随着生产生活的电气化，可再生能源逐步成为电力系统的一部分，最显著的例子是成熟且完全灵活的水力发电，水电以市场化形式运营。二十年前，基于风能或太阳能的波动性可再生能源装机价格较高，无法与基于化石燃料和核能的常规发电竞争。

人们担心可再生能源接入电网后，其波动性可能会损害系统的稳定性。尽管如此，德国的政策制定者还是推出了《可再生能源法》（EEG，见图 1）来支持这些技术，目的是推动低

碳（最终是无碳）发电结构的形成。最初几年，波动性可再生能源装机仅为批发市场提供电力。

如今，可再生能源电力在现货市场和场外交易市场出售；此外，还提供辅助服务（见图 1）。这是支持机制监管演变以及投资成本降低的结果，使得波动性可再生能源能够在补贴的支持下参与市场。

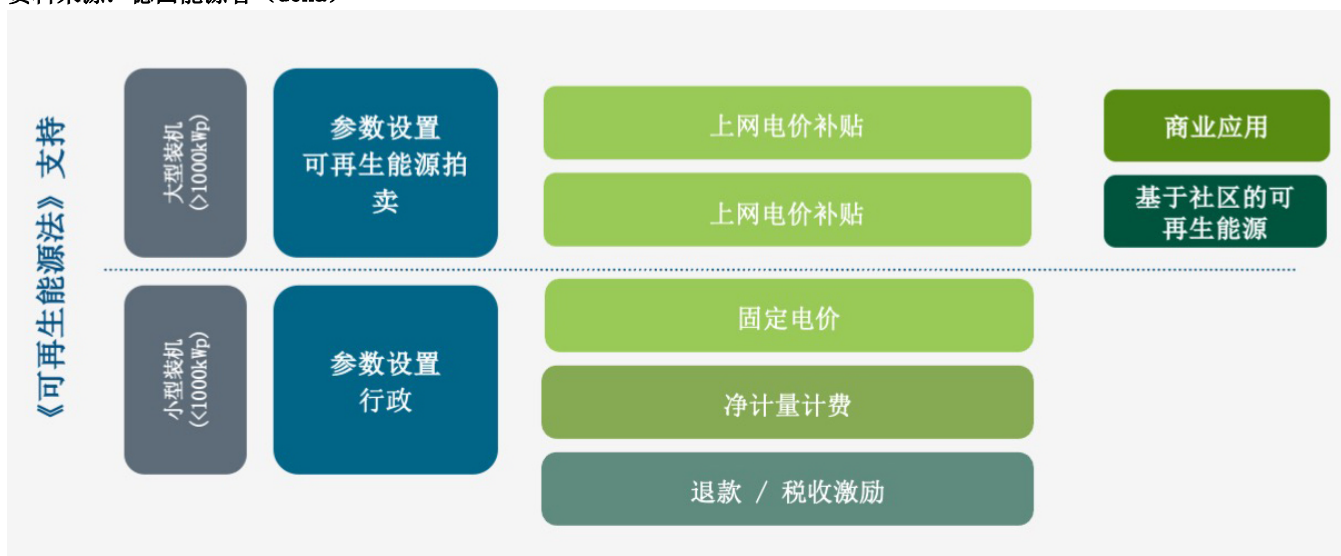
图 1： 波动性可再生能源市场及系统参与
来源： 德国能源署（dena）



1.2 享受补贴机制的可再生能源的商业模式

图 2： 支持方案的选择

资料来源：德国能源署（dena）



德国《可再生能源法》（EEG）支持下的可再生能源商业模式根据支持机制的不同而有所区别，支持形式也会根据装机规模的大小而变化（本节涉及商业模式以表格形式列于附录表 9 至表 11）。

如图 2 所示，德国 EEG 的支持计划主要通过两种不同的机制推动可再生能源发展，两种机制因装机规模而异。对于小型装机（<1000kWp），采用固定上网电价和净计量计费的模式。在该模式下，可再生能源生产商向电网输送电力会获得固定收入。任何未在现场消耗的电力均可回馈电网，获取额外收益。

对于大型装机（>1000kWp），实行的是溢价补贴模式。在这一模式下，可再生能源生产商将电力出售到市场，获得额外溢价。溢价体系允许更灵活地部署装机。目前，溢价主要通过特定技术类别的拍卖来确定。

基于 EEG 的商业模式通过提供长期合同（根据技术不同，合同期限在 15 至 20 年之间）和可预测的收入，吸引对可再生能源项目的投资。这种支持机制降低了与能源价格波动相关的风险，使可再生能源项目在经济上更具可行性。

德国可再生能源法（“Erneuerbare Energien Gesetz”，EEG）

德国 2020 年《可再生能源法》（Erneuerbare-Energien-Gesetz， EEG）有两个主要目标：

促进德国可再生能源的扩张与效能提升。该法案通过提供财政补贴和监管支持，加速德国可再生能源发电容量的增长。

推动可再生能源技术部署中的成本下降，最终实现电网平价。

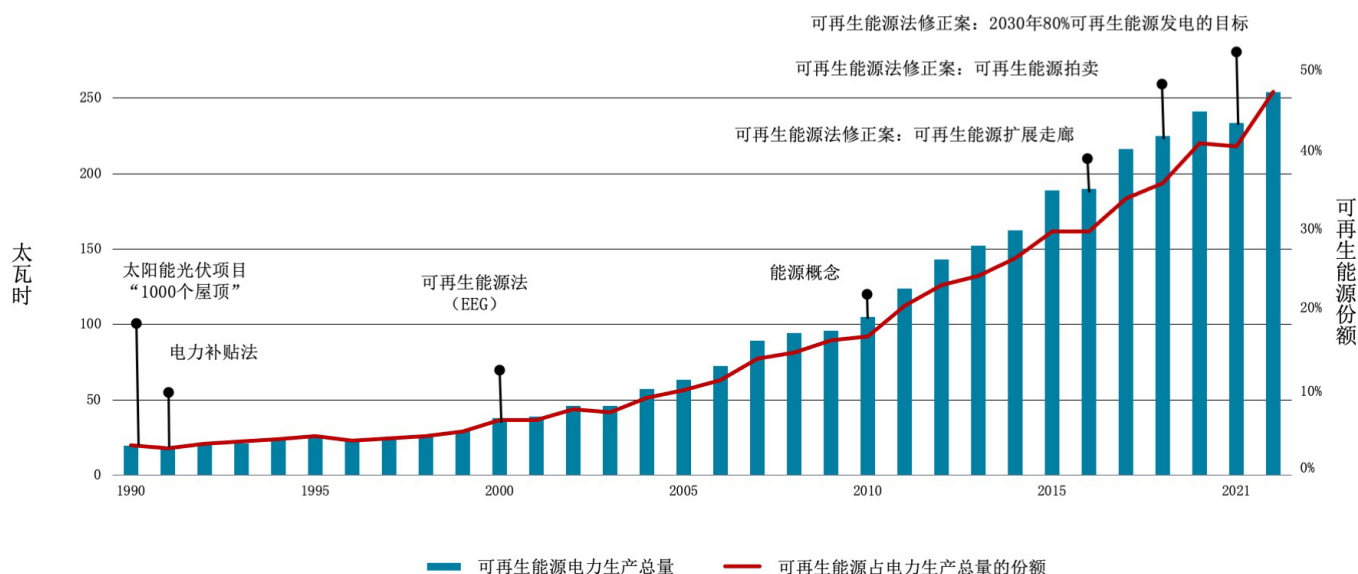
整体来看，EEG 旨在推动可再生能源转型，减少温室气体排放，增强能源安全，创造绿色就业，并促进可持续性经济发展。除了 EEG 框架外，还有一些侧重发展特定技术的法律，其中最为人所熟知的是海上风电法规。此外，EEG 也经历了若干次重大修订，包括 2004 年、2009 年、2012 年、2014 年、2017 年、2021 年和 2023 年的多次修订。

最初，上网电价和溢价补贴是基于 EEG 征税来筹集资金，该税项由一个电网运营商管理的系统向电力消费者统一征收。自 2022 年起，由联邦总预算资金提供资金。

除了为可再生能源设施提供稳定且有利可图的价格水平外，EEG 的主要原则是强制并网和优先调度。这意味着电网运营商必须允许这些设施的接入，并相应调整电网，以确保可再生能源的优先调度。

图 3： 德国可再生能源的部署情况

资料来源：Guidehouse 2023，基于 BMWK 2022 和 UBA 2023



1.2.1 小型装机

对小型装机的支持主要采取两种形式：上网电价或净计量计费制度。欧盟法规设定的典型门槛为 1000 kWp。

净计量计费制度主要适用于那些既发电又消耗能源的自发自用者。允许自发自用者通过自发电来平衡自用电需求，并通过向电网输送剩余电量来获得补贴。相比之下，上网电价制度则是面向那些主要向电网销售电力的可再生能源生产商（附表 8 提供了具体示例）。固定上网电价制度的运作方式如下：可再生能源生产商向电网每输送 1 kWh 可再生能源电力，将获得固定的报酬。EEG 规定了针对各类可再生能源的最低价格，这些可再生能源包括水电、填埋气、矿井煤层气、污水气、生物质、地热能、风能和太阳能等。每种能源的报酬水平因技术成熟度、生产成本和市场条件等因素而异。

上述两种商业模式有一个共同特点：装机不参与市场，报酬与电力的市场价值无关。

固定上网电价在 2000 年的 EEG 中被最初引入。为促进成本降低和技术进步，对某些能源类型的上网电价采用了逐年下调的机制。这意味着生物质、风能和光伏的上网电价随时间逐渐递减。递减率反映了这些技术成本的持续下降和效率的持续提升。在 EEG 的早期版本中，最低电价的支付期限为 20 年。在最新的 2023 年版 EEG¹ 中，最显著的变化之一是转向主要为小型装机提供固定上网电价，而大型装机则参与市场并获得额外溢价，额外溢价是通过竞争性拍卖来确定的。

基于净计量计费的商业模式

针对小型装机的净计量计费商业模式主要适用于可再生能源领域的家庭用户和小型企业。这些用户为自身用电需求而发电，并将多余的电量售回电网。在该模式下，电表用于同时记录从电网消耗和向电网馈入的电量。生产商根据两者之间的净差额进行结算，可能获得因馈电产生的补贴，或因额外用电而支付费用。供应商有法定义务实施净计量计费计划，而对于馈入的剩余电量的补贴则由《可再生能源法》规定，并受联邦网络管理局（BNetzA）的监管。与这种商业模式相关的成本包括固定资产（如发电机组、计量和控制系统、保护系统）以及安装和运营成本（如保险、维护和清洁等）。

基于上网电价的商业模式

装机规模小于 1000 kWp 并采用上网电价制度的商业模式是德国 EEG 的另一个组成部分。与上述商业模式不同，这类装机通常由国家实体、银行、私营企业、私人投资者或可再生能源合作社²等拥有。电价是事先设定的，为可再生能源生产商提供长期的稳定而确定的收益，使他们能够从固定上网电价中获益，通常期限长达 20 年。这一模式确保了稳定的收入和有利的运营条件，适合于小规模可再生能源项目。

同样，监管机构联邦网络管理局（BNetzA）也负责监督这一商业模式的实施和合规情况。本研究中的所有模式都适用该监管方式。

¹ 2023 年《可再生能源法》（EEG）第 21 条规定了上网电价制度，提供了对可再生能源补贴的全面解释和有关规定

² 德语为：Bürgerenergiegesellschaften

1.2.2 大型装机

大型装机目前已全面参与电力市场，主要通过电力系统的各个子市场（包括现货市场和辅助服务市场）进行电力或容量交易。通常由服务供应商³承担运营责任，而购电方则为距离最近的配电系统运营商。除市场收入外，这些装机还可获得一个浮动的市场溢价。

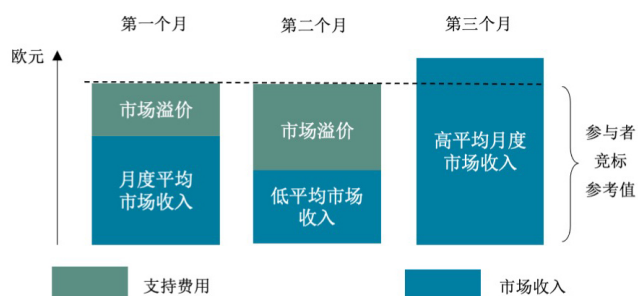
2012 年对 EEG 进行更新后，市场溢价支持方案引入可再生能源领域，到 2017 年逐步替代了此前的固定上网电价方案。此模式实现了市场溢价下滑的商业模式，自引入以来，在风电和太阳能光伏新建项目中占据最大份额。装机容量超过 1 兆瓦的可再生能源新建项目可以通过参与拍卖获得此类支持。支持的技术包括陆上风电、海上风电和绿地太阳能项目，参与方包括商业开发商、机构投资者，以及所谓的社区可再生能源项目（见上文方框 1）。

在滑动市场溢价制度下，每个项目根据 20 年固定的参考值获得度电补贴⁴。参与该计划的发电商进行直接营销，在现货市场上销售电力。除市场收入外，还能获得补贴，以弥补特定技术当月的平均市场价值与项目特定支持水平（也称为参考值）之间的差额。因此，市场溢价会根据市场价值波动，而非一个固定值。

尽管参考值是通过拍卖程序确定的（详见下一小节），但平均市场价值则由电网运营商在其网站上公布（详见 netztransparenz.de）。2023 年 5 月，陆上风电的平均市场价值为 8.095 欧分/每千瓦时，太阳能光伏的平均市场价值为 5.356 欧分/每千瓦时⁵。

图 5：不同月份的滑动市场溢价情况

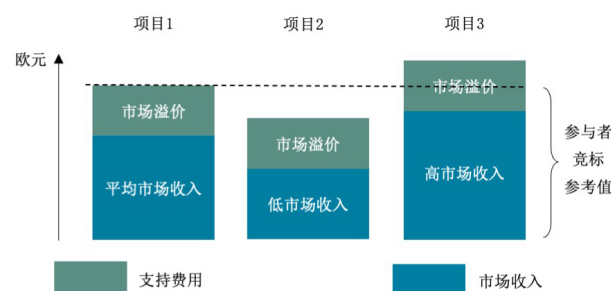
资料来源：德国能源署（dena）



值得注意的是，滑动市场溢价模式与差价合约机制有所不同。在市场价格较高时，运营商可以保留超出参考值的收入，如图 4 所示。这种情况在 2022/2023 年的能源危机期间曾经发生⁶。然而，在那段时期，针对大多数电力生产商实施了一项额外的暴利调整政策⁷。由于市场溢价取决于特定技术的当月平均市场价值，因此最大限度地降低生产成本、并在供应紧张、价格高昂时段售电以最大化收入的动机依然存在。与固定上网电价不同，这种机制促使可再生能源发电商以更有利于整个系统的方式运行。如果可再生能源运营商的售电价格低于当月特定技术的平均市场价值，其收入可能会低于其参考值（见图 5）。同时，优化运营和营销策略可以为运营商带来超出参考价值的收入。

图 4：一个月内不同项目的收入比较

资料来源：德国能源署（dena）



1.2.3 扩展：可再生能源拍卖

市场溢价制度下，决定可再生能源装机支持水平的参考值是通过装机的每次成功拍卖来确定的。尽管首轮陆上风电试点拍卖早在 2015 年就举行了，但直至 2017 年，针对所有超过 1 兆瓦装机容量的可再生能源技术的拍卖方案才得以全面实施。这些拍卖由监管机构联邦网络管理局（BNetzA）负责准备和执行，拍卖按照特定技术类型组织，覆盖太阳能光伏、陆上风电、海上风电和生物质等技术，另外，还接受来自风电和光伏项目的多种技术拍卖。针对每种技术，每年会以不同频率进行多轮拍卖。本研究重点关注陆上风电和绿地太阳能，这两者是德国市场上最主要的可再生电力技术。

每次拍卖的详情都会在 BNetzA 网站上公布⁸，明确说明拍卖容量（兆瓦）和设定的最高中标价格上限。竞标者通过提交包含提供容量（兆瓦）和价格（欧分/千瓦时）的出价来参与拍卖，并与特定项目地点相关联。拍卖会按照顺序接受最低报价，直至达到该轮拍卖的容量上限（一轮拍卖，见图 6）。在正确提交的出价中，价格是唯一的决定因素。拍卖遵循“中标即支付”的原则，这意味着每位中标者将获得其出价中规定的支持。德国的拍卖设计以相对严格的资格要求为特征，只有符合这些要求的投标人才能参与。具体规则因技术而异，在 EEG 中有明确定义。

³ 德语为：Direktvermarkter

⁴ EEG 2023 第 20 条对上网电价溢价进行了详细描述，该条对上网电价溢价补贴机制进行了详细解释和规定。

⁵ “Netztransparenz” 上的市场价值概览，” 德国输电网运营商信息平台，2023 年，链接：
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>

⁶ 2022 年市场激励为可再生能源运营商带来额外收益 - 差价合约将减轻消费者负担，” DIW 最新消息，链接：
https://www.diw.de/de/diw_01.c.834286.de/publikationen/diw_aktuell/2022_0077/marktpreaemie_beschert_betreibern_erneuerbarer_energien_zusatz_ne_differenzvertraege_wuerden_verbraucherinnen_entlasten.html

⁷ Stromeisbremsegesetz § 13

⁸ 2023 年德国联邦网络管理局针对可再生能源和热电联产设施的招标，链接：
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html>

绿地太阳能

参与拍卖的绿地太阳能项目开发商需提交每千瓦装机容量 25 至 50 欧元的保证金。项目须发展至已获得多项许可和执照的阶段。若中标，项目必须在 24 个月内完成投运。如未能在截止期限内完成，将面临保证金减额退还的情况。中标的特定场址不得转移到另一场址。

滑动市场溢价示例 —— 布雷茨费尔德-奥伯苏尔姆 (Bretzfeld-Obersulm) 公民风电场项目

项目简介：这个项目由 EnBW Windkraftprojekte 公司和 Bürgerwindpark Hohenlohe 公司共同开发。项目包括三台涡轮机，总装机容量达 13.5MWp，于 2022 年 2 月完成安装。在首年运营期间，该风电场的发电量达到了 33.5GWh。

成本与融资情况：该风电场的投资总额为 2100 万欧元。在建设阶段，Bürgerwindpark Hohenlohe 公司接手了整个项目。该项目的融资来源于六家社区可再生能源合作社、一家市政供应商，以及 92 名当地居民共同发行的期限为 14 年、年利率为 3.5% 的优先债券。

商业模式：根据德国《可再生能源法》(EEG) 第 35 条第 1 款，该项目采用滑动市场溢价模式运营，由区域电网运营商进行补贴。补贴标准定为 6.18 欧分/每千瓦时，按市场水平调整，有效期为 20 年。当现货市场售价更高时，项目有可能获得更高的收入。6.18 欧分/千瓦时的市场水平是根据 2019 年 12 月德国联邦网络管理局关于：陆上风电的最高接受竞价确定的。

绿地太阳能项目的首次试点拍卖始于 2015 年，平均中标价为 9.17 欧分/每千瓦时，此后平均中标价格持续下降，至 2018 年中标价格基本稳定在 5 欧分/每千瓦时左右，2019 年 3 月出现了一个异常值（见图 7）。太阳能拍卖普遍超标，2022 年能源危机开始后，拍卖量显著增加。结合光伏组件和部件的供应链延误，导致了中标价格飙升。截至 2023 年，绿地太阳能拍卖的价格上限为 7.37 欧分/每千瓦时⁹。

陆上风电

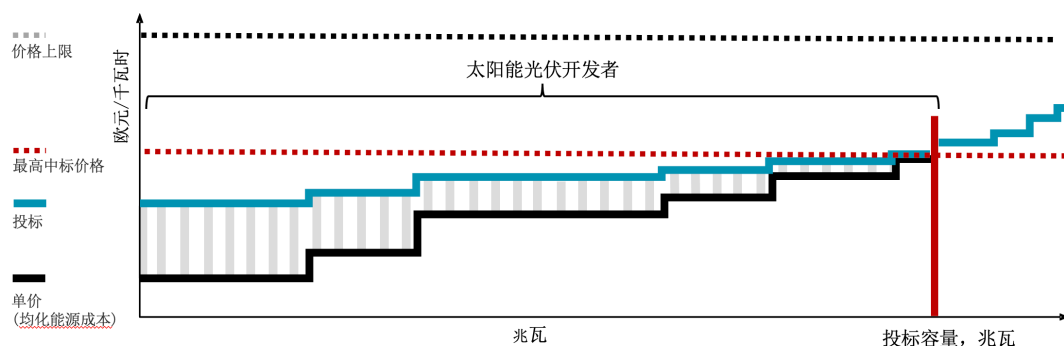
陆上风电拍卖具有额外的特定技术设计元素，包括更严格的资格要求。投标者必须提供其选定场地的“联邦排放保护许可证”¹⁰，以确保项目不会对公众或社区造成不利影响或重大干扰。此外，还须提交 30 欧元/每千瓦的保证金，仅在项目成功实施后退还。项目须在拍卖结果公布后的 24 个月内投入运营，否则将面临罚款，最初两个月 10 欧元/每千瓦，之后每月增加 20 欧元，从保证金中扣除。

在陆上风电拍卖中，社区型风电场（见下文方框）享有优惠，包括较低的参与要求。此外，不受中标即支付规则的约束。若其出价在与商业出价的联合拍卖中中标，将自动获得最高中标价格。社区型可再生能源项目主要由当地居民所有，这有助于更深入地融入区域价值链，并带来更高市政收入和更佳的当地公众认可度。¹¹

社区可再生能源

《可再生能源法》(EEG) 定义了“公民能源公司”（社区型可再生能源项目）的法律标准。为了符合资格，一家公司必须由超过 49 位居住在项目区域的自然人所有，并且这些人必须拥有公司超过 75% 的表决权。同时，任一业主都不能持有超过 10% 的表决权，地方政府必须有机会参与最多 10% 的投资额。项目最大规模限制为最多 6 台涡轮机，总容量不超过 18 兆瓦。

图 6： 太阳能拍卖曲线示例
资料来源：德国能源署 (dena)



⁹ 2023 年德国联邦网络管理局太阳能电站招标首个阶段：投标截止日期为 2023 年 7 月 1 日，链接：<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen/Gebotstermin01072023/start.html>

¹⁰ Bundes-Immissionsschutzgesetz, 即《联邦排放控制法》

¹¹ “公民掌控风能-区域能源，为区域而生，”德国风能协会，2013 年，链接：https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/01-windkraft-vorort/20131206_bwe_broschuere_buergerwind_final.pdf

图 7： 绿地太阳能拍卖结果

资料来源：德国能源署（dena），基于联邦网络管理局、Energie-chronik.de 和 energy-chartts.info 的数据计算

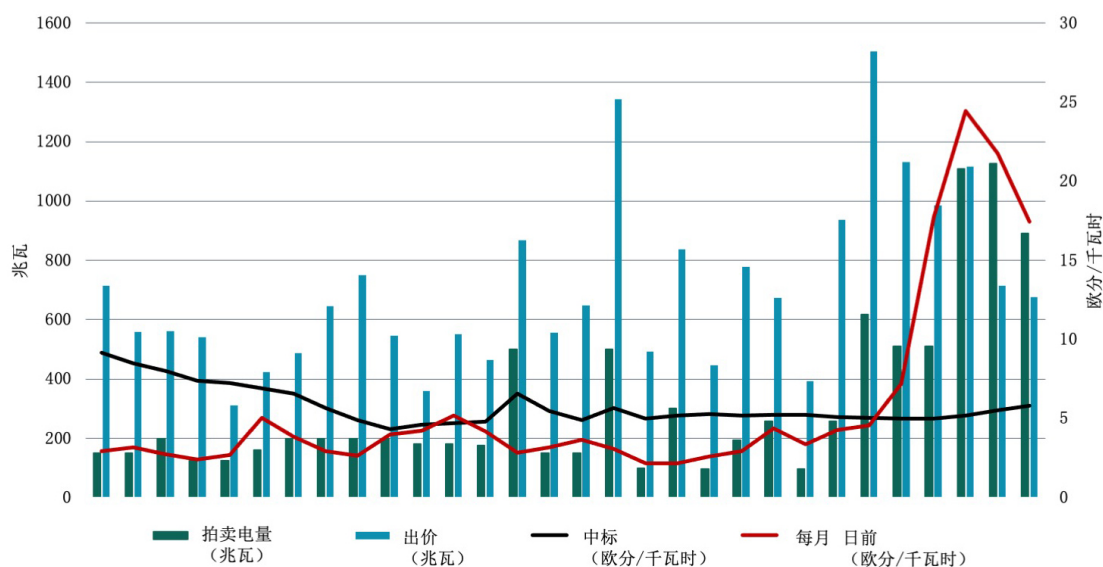
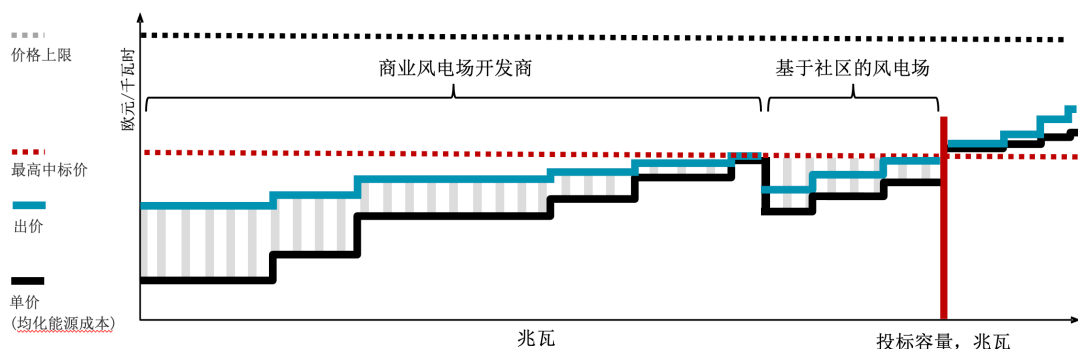


图 8： 示例性陆上风电拍卖曲线

数据来源：德国能源署（dena）



如上示例的陆上风电拍卖曲线所示（见图 8），在早期拍卖中，由于社区风电场对商业开发商具有显著的竞争优势，在拍卖中占据主导地位。陆上风电拍卖的另一特点是引入了分区规定，以解决风电场地理分布不平衡的问题。在北部沿海地区，由于风力强劲且稳定，大量陆上风电场在此建设，与本地区的海上风电项目形成呼应。然而，工业消费中心集中在南部，这导致了德国国内及其邻近联网国家的南北输电电

网拥堵。作为解决这一问题的第一步，2017 年版的《可再生能源法》为北部沿海的“电网扩建区域”设定了上限，将拍卖分为两个部分。2021 年，这一规定则被最少分配给南德地区陆上风电项目 15% 的最低容量配额所替代（EEG 2021）。¹²2023 年版的《可再生能源法》为风速较低的南部地区装置实施“修正系数”，在拍卖中给予优待，以保证中标后获得更高的收入（EEG 2023）。这些分区措施旨在促进德国境内风电场更合理的电网地理分布（见图 9）。

¹² 截至 2023 年 7 月，根据国家援助法，南部配额尚未获得欧盟委员会的批准。在实践中尚未采用。

服务提供商的作用

一旦（大规模）装机在配电网运营商处注册，并建立了对电厂的远程访问，市场直销活动即告开始。通常，在确保市场直销过程顺利运行方面，（交易）服务提供商发挥着至关重要的作用。

首先，服务提供商在为每个可再生能源电厂制定个性化预测时起到关键作用，以确保对电力生产进行准确预估。这对于在电力交易所进行有效交易并最大程度减少偏差至关重要。

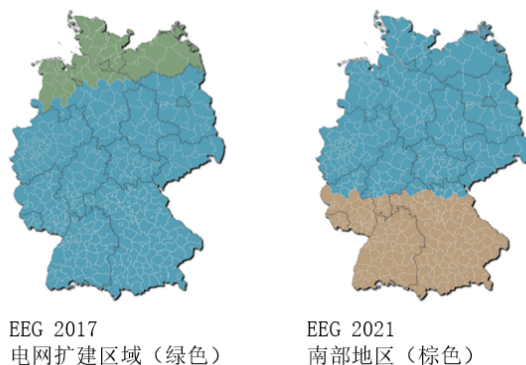
其次，服务提供商负责平衡日内电力交易中出现的任何短缺或过剩。他们积极管理和优化电力生产和消费，以确保供需平衡。

此外，服务提供商还负责与电厂运营商进行电力生产收入的结算。包括与市场上电力销售相关的财务交易，以及向电厂运营商进行收益分配。

德国服务提供商示例：Clean Energy Sourcing AG (www.clens.eu)；in.power GmbH (www.inpower.de)；Statkraft Markets GmbH (www.statkraft.de)。

图 9： 陆上风电的区域划分

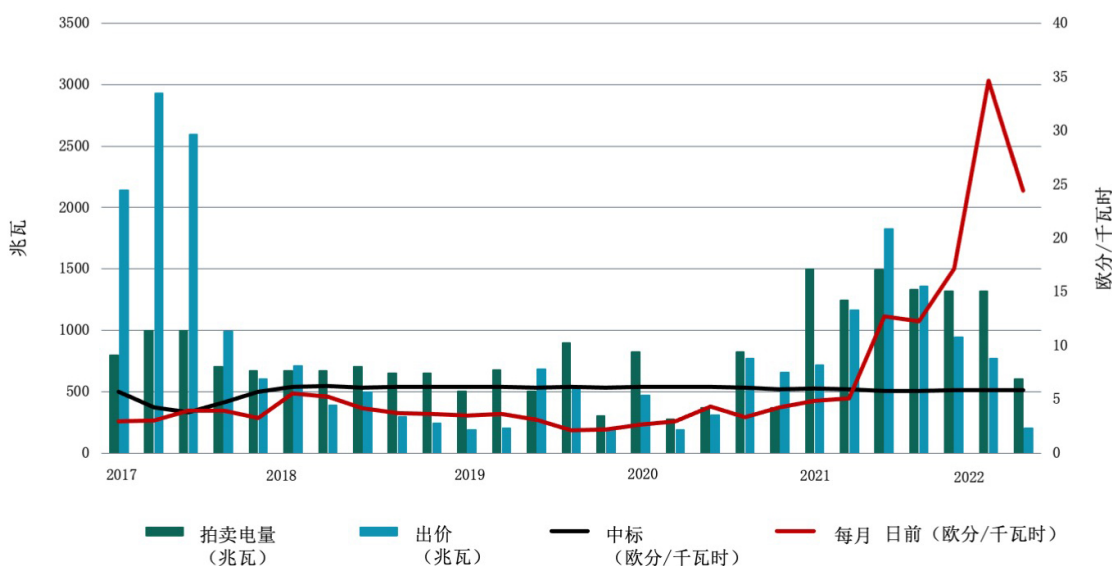
资料来源：阿里阿德涅项目 (Ariadne Project) ¹³



自 2017 年首次启动拍卖以来，陆上风电拍卖的平均中标价格相对稳定。尽管早期拍卖中投标量超过了拍卖量，但自 2018 年起，由于复杂繁琐的申请程序以及州一级缺乏适当的场地规划，陆上风电拍卖屡次面临投标不足的困境（见图 10）。因此，联邦网络署在数次拍卖后对相关拍卖容量进行了调整。

图 10： 陆上风电拍卖进程¹⁴

资料来源：德国能源署，基于联邦网络管理局、Energie-chronik.de 和 energy-chartts.info 的数据计算



¹³ Eicke, Anselm 等，“阿里阿德涅分析，电力部门的区域控制工具，” 2022 年，链接：
<https://ariadneprojekt.de/publikation/ariadne-analyse-regionale-steuerungsinstrumente-im-stromsektor/>

¹⁴ 请注意，时间轴并不是线性的，因为拍卖活动是在不规则的时间间隔内进行的。提前一天的价格是指拍卖活动发生月份的成交量加权平均月价格。因此，部分 2022 年的价格飙升是不可见的

1.3 不依赖支持机制的可再生能源商业模式

在德国，对于不符合补贴资格或选择不参与补贴支持机制的可再生能源设施，市场直销（无补贴）是一种可行的选择。EEG 第 21a 条对市场直销做出规定，允许可再生能源生产商直接出售电力，无需依赖政府补贴。在实际操作中，这一选择对于位于不符合补贴条件的土地上的设施、超出拍卖数量限额的设施，或在 EEG 补贴期限届满后继续运营的设施尤为相关。

市场直销案例：勃兰登堡州的 Gottesgabe 太阳能电站



照片：Shutterstock / Fabrizio-Maffei

项目描述：该绿地太阳能电站由供应商 EnBW 开发，装机容量 153MWp，预计年产量为 154GWh。项目于 2022 年 2 月接入配电网并投入运行。

商业模式：该项目建设无补贴支持。由于 EnBW 是供应商，没有对外宣布该项目的任何购电协议，因此可以假定是市场直销。

图 11：基于市场的可再生能源商业模式
来源：德国能源署



市场直销为可再生能源生产商提供了灵活性和独立性，使其能够直接与用户或商业实体等购买方签订合同，根据市场价格和条款进行交易。这可能涉及多种不同类型的市场直销模式（见图 11），包括传统市场直销及其他创新模式，如绿色电力购买协议或参与虚拟电力厂（VPP）。通过无补贴的市场直销，可再生能源生产商能够更好地控制其收益，并适应市场

动态。这种方法促进了可再生能源领域的竞争、市场效率和新商业模式的开发。

归根结底，欧盟和德国可再生能源政策的既定目标是引导技术走向市场成熟，从而使补贴变得不再必要。虽然目前占比仍然较低，但无补贴运营的装机数量正在增长（见本节所述），该商业模式被认为是未来的发展方向（具体商业模式请参见附录表 12 和表 14）。

1.3.1 传统市场直销

在未中标、EEG 期限过期、参与拍卖成本（如保证金和管理）过高或者电价较高（如 2022/2023 年）等情况下，运营商会选择市场直销模式。

传统市场直销商业模式受到多项法规的监管，包括 2023 年版《可再生能源法》（EEG 2023）第 33c 条、《能源经济法》（EnWG）、《激励性规定条例》（AREG）、《电网收费条例》（StromNEV）和《电网并网条例》（StromNZV）等。政府、银行、私人企业、投资者和可再生能源社区等各个领域的投资者都可以参与该模式。

这种商业模式在场外交易市场（OTC）以及日前、日内、本地灵活性和辅助服务市场等现货市场提供产品和服务。服务提供商和供应商（如市政公用事业公司 Stadtwerke）在此模式下运营。

各种类型的购电方或客户可以从传统市场直销模式中受益，包括家庭、大型工业和多个消费者协作的联营系统等，其成本结构与传统模式相似，包括固定资产、安装成本、运营费用和所得税等。

在传统市场直销中，通过能源销售获利，并扣除电力生产的成本。该模式的盈利能力取决于市场条件、能源交易的效率以及创收的优化。

1.3.2 其他市场直销与购电协议（PPA）

根据 2021 年版 EEG 第 21a 条对“其他市场直销”的定义，可再生能源装机运营商可以直接在交易所或通过直销商出售电力，无需依赖 EEG 的支持。与传统市场直销类似，其他市场直销的报酬基于交易所价格或特定技术的月度市场价值。与享受补贴的市场直销不同，其不涉及上网电价或市场溢价补贴。然而，可以通过来源担保证书进一步销售其绿色电力属性。此外，像绿色购电协议（PPA）¹⁵之类的固定价格报酬模式，尽管没有补贴，也可提供稳定、可预测的收入。

购电协议（PPA）是独立发电商（IPP）与法律实体之间签订的直销合同。随着 EEG 时代电厂数量的增加，购电协议正在日益成为确保这些设备持续经济运营的优先选择。购电协议的灵活性源于其个性化和双边性质，允许多种合同结构。典型的购电协议涵盖电价、交付时间表、电量、并网、停电程序、核算、来源担保证书和合同期限等细节。定价结构可

¹⁵ 在德国法律中，“购电协议”这个术语并没有法律上的明确界定。在行业内部和学术讨论中，它通常被用作民法电力供应和购电协议的一个总称，每个协议的结构都不尽相同。在通常使用中，绿色购电协议（PPA）是指民法下的双边购买协议，由电力购买者（消费者/客户）与可再生能源电力生产商（能源供应商/项目开发商/电厂运营商）之间签订

以定制，可选择包括固定价格协议、市场折扣结构、通胀调整价格或定期提高电价等不同方式。

购电协议是一种长期合约，一般为 10 至 25 年，这种长周期适应新装可再生能源装机的性质、运营和再融资需求。相比之下，既有装机可选择 1 至 5 年的短期合同。

购电协议¹⁶可分为企业购电协议和公用事业购电协议两类。

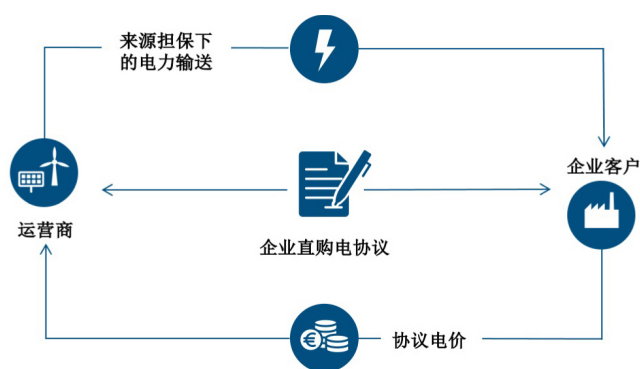
企业购电协议

此类合同涉及能源生产商与能源消费者（通常是公司实体）之间的协议。促使生产商与最终消费者之间达成直接交易。根据此协议：

- 企业购电方按单位电量（MWh）向发电厂支付固定费率。
- 采用单独合同来管理财务风险，并处理项目产出与企业电力需求之间的电量差。
- 任何电力短缺或过剩都通过单独的“嵌套式”（sleeving）合同¹⁷，由电力供应商回购或销售。

图 13：企业购电协议

来源：Virtuelles Kraftwerk, EnBW



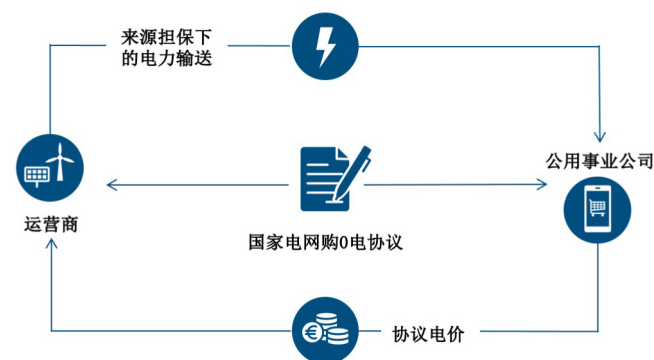
公用事业购电协议

在公用事业（或商业）购电协议中，能源生产商与能源供应商或直销商签订合同，允许生产商直接向能源供应链中的市场参与者或中间商出售电力。公用事业购电协议的主要特点包括：

- 公用事业购电协议是发电商与供应商（也称为公用事业公司）之间达成的电力供应协议。
- 与企业购电协议相比，公用事业购电协议通常合同期限较短。在公用事业购电协议中，公用事业公司不会自行消费电力，而是将其销售给客户。
- 一旦公用事业公司在此合同下向指定消费者交付电力，该合同即成为“企业购电协议”。在可再生能源背景下，公用事业购电协议涉及公用事业公司提供可再生能源及相应来源担保证书（GO）¹⁸。这些来源担保证书由供应商代表客户注销，以记录和证明可再生能源的来源。

图 12：公用事业购电协议

来源：Virtuelles Kraftwerk, EnBW



根据实际交付情况，购电协议可进一步分为物理购电协议和纯粹的财务购电协议。

物理购电协议涉及从发电商到购电方或消费者的实际电力的物理交付。发电商根据协议条款向购电方物理供应生产的电力。不同的物理购电协议在交付路线和账务结算方面有所不同：

- 现场购电协议：直接物理购电（就近），交付不经过公共电网，因此节省电网费用。
- 离场（非现场）购电协议：账面购电（地域分离）；通过公共电网交付，通过相关平衡组结算。*
- 嵌套式购电协议：是一种离场购电协议，能源服务提供商接管了供应商和买方之间的服务流程。

财务购电协议则侧重于电力交易的财务结算，而不涉及电力的实际交付。各方不是实际交付电力，而是基于电力批发市场的价格差异进行财务结算。

¹⁶ 目前市场上对各种形式的绿色购电协议（PPA）没有统一的定义，这意味着相同的变体经常被不同的术语所指代。因此，本研究参考了《可再生能源市场倡议》：“绿色电力采购策略。工商业电力用户购买绿色电力指南。（dena. 2022）”

¹⁷ Max Baier 等，“绿色电力采购策略-工业和商业电力购买者绿色电力采购指南，”德国能源署，2022，链接：

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena_Marktoffensive_Abnahmeleitfaden_2022.pdf

¹⁸ 来源担保证书是一种数字证书，用以证明一定数量的可再生能源电力已经被馈入电网。这使得电力的来源变得透明，而且该证书确保所生产的电量作为绿色电力只销售一次。在德国，来源担保证书目前仅向非补贴的绿色电力发放

公用事业/商业购电协议与物理/财务购电协议之间（见图14）主要是电力交付和结算方式的不同¹⁹。公用事业/商业购电协议通常涉及通过公用事业公司的电力物理交付，而物理和财务购电协议则重点关注如何通过实际交付或财务协议结算电力交易。

企业购电协议案例：勃兰登堡州的 Schwarzheide 太阳能电站



照片：Shutterstock / zhengzaishuru

项目描述：绿地太阳能电站 BASF enviaM Solarpark Schwarzheid 项目装机容量为 24 MWp，于 2022 年 8 月开始运营。它是化学生产厂商 BASF Schwarzheide 和公用事业公司 enviaM 的合资企业。enviaM 的子公司 Envia THERM 是该项目的开发商并负责运营该项目。

成本和融资：投资成本 1300 万欧元，由德国中央合作银行提供融资。

商业模式：化学生产商 BASF Schwarzheide 通过企业现场购电协议获得电力。该项目不涉及任何公共支持机制。

商业模式：企业购电协议

*属于物理购电协议

企业购电协议是由发电商与企业购电方（通常是消费电力的企业）之间直接签订合同的一种商业模式。该模式受到多项相关法规的监管，包括 2023 年《可再生能源法案》第 33c 条、2021 年《可再生能源法》第 21a 条、原 2014 年《可再生能源法》第 20 条第 1 款第 2 项、原 2012 年《可再生能源法》第 33b 条第 3 项，以及《能源经济法》（EnWG）、《激励性规定条例》（ARegV）、《电网收费条例》（StromNEV）和《电网入网条例》（StromNZV）等。

在企业购电协议中，投资者可以是任何实体，包括使用电力的企业、直销商、政府实体、银行、私人企业、私人投资者和可再生能源社区等。这种模式下提供的产品和服务通过场外交易（OTC）市场进行交易，允许直接谈判和定制合同条款。

企业购电协议中的运营商可以是电力供应商或服务提供商，负责促成协议并确保能源供应顺畅。该模式下的购电方或客户包括多个家庭、大型工业或共同消费电力的联营系统等。

企业购电协议模式相关的成本与先前讨论的模式相似。这些成本通常包括可再生能源项目的投资和运营费用。企业购电协议的收入通过长期交付协议下的可再生能源电力销售产生。电力价格可以是固定的或指数化的，具体取决于合同条款。

商业模式：公用事业购电协议

公用事业购电协议是一种涉及发电商与公用事业公司（也称为供应商）之间的商业模式。在该模式下，发电商生产可再生能源电力，并签订协议将其出售给公用事业公司。

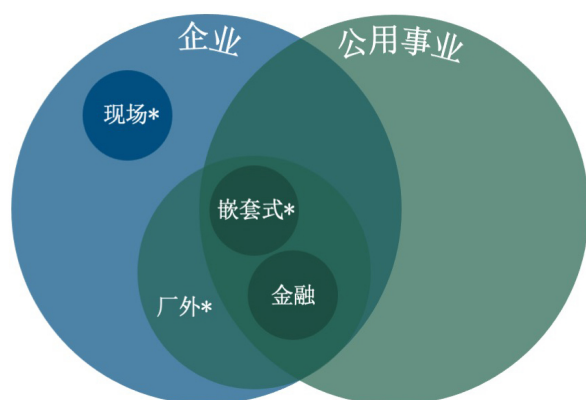
2023 年《可再生能源法》第 33c 条、2021 年《可再生能源法》第 21a 条、原 2014 年《可再生能源法》第 20 条第 1 款第 2 项、原 2012 年《可再生能源法》第 33b 条第 3 项，以及《能源经济法》（EnWG）、《激励性规定条例》（ARegV）、《电网收费条例》（StromNEV）和《电网入网条例》（StromNZV）等为公用事业购电协议提供了法律框架。

公用事业购电协议和企业购电协议的投资者包括各类用电企业、直销商、政府、银行、私营企业、私人投资者和可再生能源社区等。关键区别在于投资者与购电方之间的具体关系。在公用事业购电协议中，公用事业企业充当发电商和最终消费者之间的中介。

公用事业购电协议涉及各种产品和服务，包括场外交易以及日前市场、即期市场、本地灵活性市场等现货市场，以及较小程度上的辅助服务市场。相比之下，企业购电协议主要侧重于向企业购电方长期交付可再生能源电力。

图 14：购电协议子类型概览

来源：德国能源署（dena），基于 Next Kraftwerke²⁰资料整理



¹⁹ Next Kraftwerke GmbH: 购电协议（PPA），” Next Kraftwerke GmbH, 2018 年 11 月 15 日，链接：<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa>

²⁰ Max Baier 等，“绿色电力采购策略。工业和商业电力购买者绿色电力采购指南，”德国能源署，2022，链接：

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena_Marktoffensive_Abnahmeleitfaden_2022.pdf

公用事业购电协议案例：巴伐利亚州的 Schornhof 太阳能电站



照片：Shutterstock / hrui

项目描述：绿地太阳能电站 Schornhof 装机容量为 120MWp。由太阳能项目开发者和运营商 Anumar 自 2020 年起建造，并于 2021 年夏季正式投入使用。由于项目规模较大，该电站配备了自建变电站，直接连接到输电网。

成本和融资：约 6000 万欧元的投资由德国环境银行 Umweltbank 提供融资，采用专门针对购电协议支持的可再生能源项目信贷额度，期限为 20 年。据 Umweltbank 称，该项目的平准化度电成本（LCOE）低于 5 欧分/千瓦时。

商业模式：该项目的运营商 Anumar，与挪威公用事业公司 Statkraft 就 40MWp 和 50MWp 电量签订了两份分别为期 10 年和 11 年的购电协议。项目剩余的 30 MWp 是在《可再生能源法》滑动市场溢价补贴机制下建造的，补贴由电网运营商支付。

在公用事业和企业购电协议中，运营商可以是供应商或服务提供商。在公用事业购电协议中，运营商可能在管理配电网和向最终消费者供电方面发挥更广泛的作用。

公用事业购电协议的合同期通常比企业购电协议短。公用事业购电协议的期限从几年到十年不等，而企业购电协议则往往拥有更长的合同期限。企业购电协议的期限可持续 10 年到 25 年不等，与新建可再生能源电站的运营和再融资周期相符。

公用事业和企业购电协议都通过出售可再生能源电力获益。在公用事业购电协议中，收入来自向最终消费者供电，而在企业购电协议中，收入来自企业按电量 (MWh) 支付的固定金额。

1.4 分布式储能

在未来低碳电力供应系统的构想中，分布式发电将发挥重要作用。私人家庭和小型企业将通过连接到中低压电网装置积极参与可再生能源发电。然而，由于可再生能源的波动性及其在电力系统中日益增加的份额，这一转型也对电网稳定性和供应安全性带来了严峻挑战。为了克服这些障碍并最大限度地发挥可再生能源的潜力，分布式储能系统已成为一项至关重要的解决方案。²¹

分布式电力储能是指在本地储存电力的系统，其位置通常靠近消费或发电场所。这种储能方式涉及利用小型能源储存系统（如电池或其他技术）来储存由太阳能电池板或风力涡轮机等可再生能源产生的剩余电力。可以为输电和配电网提供平衡能源，帮助优化可再生能源的利用并增强电网稳定性。

这些储能系统可提供多种应用，包括产消者（prosumer）储能、独立储能、大型节能应用中的电池，以及工业环境中用于管理负荷的电池等。分布式储能的应用时间可能大不相同，

从几秒到几周不等，取决于具体的储存技术类型及其预定目的。

在经济性方面，储能系统可通过不同方式产生价值：

- 独立储能系统（通常为电池）在电力系统的多个市场运营：利用期货、日前市场和日内市场从价格差异中获利。电池还参与储备市场（一级、二级）以支持电网稳定，并提供多种辅助服务来增强电网的整体可靠性。
- 另一种有效的方法是在大型可再生能源装机中利用储能系统，其中储能系统通过主动参与期货、日前和日内市场，增加发电的销售价值。这些电池还参与储备市场（一级、二级），协助完成电网平衡关键任务。此外，它们还有助于平滑电力和削峰填谷，确保电力的稳定供应和优化能源消费。另外，这些电池通过按计划供电，确保了电力的可靠交付。

²¹ Tim Mennel 等，“分布式灵活性与可再生能源的整合，”德国能源署，2022 年，链接：
<https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user-up->

[load/china/media_elements/publications/2022/Decentralized_Flexibility_and_Integration_of_Renewable_Energy_EN.pdf](https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user-up-load/china/media_elements/publications/2022/Decentralized_Flexibility_and_Integration_of_Renewable_Energy_EN.pdf)

- 产消者运营的电池通过储存多余能源并高效管理其使用，有助于提高可再生能源的自用比例。
- 在工业环境中，电池通过优化能源使用、降低从期货、日前和日内市场的电力采购成本而发挥重要作用。通过提供灵活的负荷管理来降低电网费用，响应电网需求并在日前或储备市场提供需求响应服务，从而支持电网稳定。此外，这些电池可提供不间断电源，确保即使在电网中断期间也能持续运营。

1.4.1 储能运营的法律框架

德国法律虽对储能没有明确的法律定义，但根据充电和放电时的功能进行了分类。当储能设施作为最终消费者进行充电，或作为生产商放电时，享有某些特权。

仅消耗可再生能源的储能设施被视为可再生能源生产商，其有资格获得 EEG 的补贴。例如，无论电力是来自电池还是来自光伏发电源，光伏-电池组合都可获得相同的补贴（EEG 第 3 条和第 19 条）。²²

一旦储能设施从公共电网消耗电力，就失去了作为可再生能源生产商的身份及相应的补贴。这一法律框架确保储能设施有动力作为可再生能源生产商运营，并对能源系统产生积极贡献。

EEG 第 6 至 10 条规定了分布式储能的具体规则。根据这些规则，电网运营商通常被禁止运营储能设施，以确保能源市场的分拆（unbundling）。然而，有一个例外：如果被视作特殊的电网技术资源，则输电系统运营商可以建造和运营储能设施作为电网储备。需要注意的是，这种由输电系统运营商根据此例外情况运营的储能设施不能用于能源市场目的；它们的使用仅限于电网稳定和可靠性功能。

总体而言，分布式储能系统的部署显著促进了可再生能源的高效整合。通过帮助管理间歇性发电和支持电网稳定，分布式储能技术在德国向更可持续、更分散的能源系统转型中发挥着重要作用。

1.4.2 商业模式：独立储能

在充当独立设备时，储能才具备商业模式。上述所有应用中，储能都只是其中的一部分，下文将重点介绍独立储能。

独立储能通过参与电力批发市场和辅助服务市场获得收益。独立储能可以提供系列产品和服务，包括期货、日前和日内市场套利²³。此外，可以参与一级和二级储备市场，并提供多种辅助服务以支持电网稳定性。独立储能涉及固定资产和安装成本，以及持续运营费用，如保险、电表租金、维护和清洁等。此外，储能过程中的电力损耗也算作运营成本。

分布式储能案例：石勒苏益格-荷尔斯泰因州亚尔德伦德的 EnspireME 电池储能项目

项目描述：该锂离子电池装置拥有 51 MWh 的储能容量和 48 MW 的额定功率，于 2018 年 7 月接入电网。该项目由荷兰公共事业公司 Eneco 及其母公司三菱公司开发。

成本和融资：投资成本为 3000 万欧元。该项目从石勒苏益格-荷尔斯泰因州获得了 200 万欧元的公共资金支持。

商业模式：储能设施参与平衡市场，并参与频率控制储备的每周拍卖。

独立储能设施通常由能源供应商和 Evonik 和 Bosch 等大型企业部署、运营和维护。独立储能系统的购电方或客户通常包括购买辅助服务的电网运营商、通过储能提供的灵活性来清算的批发市场参与者和交易商等。在独立储能系统的投资者中，市政公用事业公司和能源供应商凭借其市场经验和融资渠道占据主导地位。

通过采用商业模式，独立储能系统有助于可再生能源的高效整合、电网稳定和能源市场的整体优化。

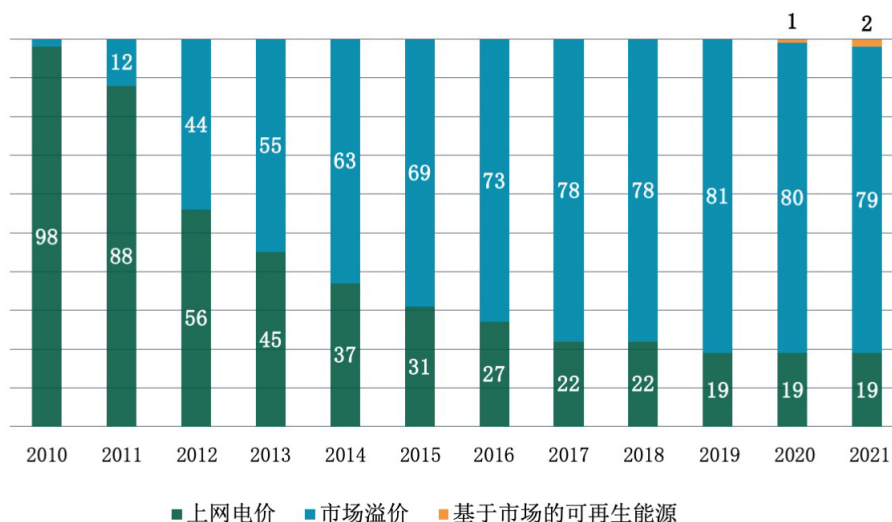
²² Wolfgang Fritz 等，“网络中的电池储存设备，”项目编号为 33/18 的最终报告，受德国经济和能源部委托，2022 年，链接：https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/studie-batteriespeicher-in-netzen-schlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1

²³ Tim Mennel 等，“创新的分布式发电和储能-德国和欧洲的经验和对中国的展望，”德国能源署，2022 年，链接：<https://www.energypartnership.cn/media-elements/>

1.5 总体发展及展望

图 15：按商业模式划分的可再生能源电力发电份额（百分比）

来源：德国联邦网络管理局监测报告，2022²⁴



基于固定电价补贴的商业模式在 2010 年仍占主导地位，而采用市场直销且受到溢价补贴支持的商业模式在 2021 年占装机容量的 4/5，见图 15。基于市场的商业模式占比虽然仅有 2%，但已显现逐渐增长的趋势。与此同时，分布式储能的作用也逐步增强，到 2021 年，德国已安装两百万个储能电池，总装机容量约 59 GWp。²⁵如果采用正确的商业模式部署，有可能极大地促进可再生能源的系统整合，尤其是分布式发电的整合。

通过进一步发展和采用上述商业模式，德国有望加速向更清洁、更有韧性和更分散的能源系统转变。

²⁴ “2022 年监测报告，” 德国电力、天然气、电信、邮政和铁路联邦网络管理局，2022 年，链接：
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3

²⁵ Benjamin Wehrmann, “德国的太阳能发电-生产、商业与展望，” 清洁能源通讯社 (CLEW)，2022 年 4 月 13 日，链接：
<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives>

2

投资和金融模式



2 投资和金融模式

在过去 25 年里可再生能源快速扩张，新能源项目开发逐渐趋于标准化。项目投资取决于相应技术的地理要求和具体许可和执照等因素。随着对大型装置的市场化支持机制的出现，以及近期无需支持即可运营的装置的增加，项目开发所面临的风险和机遇均在增长，这催生了新的商业模式。为了应对这些变化，项目投资引入了不同的融资模式，这些模式有助于在新环境下进一步推动可再生能源发展。

本章旨在介绍可再生能源资产的投资周期和融资模式。首先介绍项目不同阶段的规划、建设和运营的选择和步骤，聚焦于大型电厂；其次探讨商业模式对融资的影响；最后对具体

融资模式进行分析。本章还介绍了融资的法律架构，即特殊目的实体（SPVs）的构建，并概述了项目的主要财务指标和资金来源。

2.1 商业模式投资时间轴

可再生能源项目的投资一般包括规划、实施和运营三个阶段，其后是拆除（见下图 16）。

图 16： 可再生能源项目开发阶段

资料来源：德国能源署（dena）



上述每个阶段均包括多个必须完成的步骤，这些步骤与项目的商业模式无关。

原则上，这个时间轴与其他（基础设施）项目的融资相似。然而，在各个阶段存在一些特殊性，这与可再生能源的特点以及相应的（融资）环境以及商业模式有关。确切的时间轴会根据技术、项目规模、开发商和地点等因素而有所不同。

图 17： 项目规划阶段

来源： 德国能源署（dena）



2.1.1 项目规划阶段

项目规划阶段的重点是确保施工达到所需条件，并保障投资的可持续性（见图 17）。

规划初级阶段的重点是寻找最适合项目的位置，通常会进行场地评估和条件评价，以确保项目满足后期的收益要求。例如，《风能区域需求法》（WindBG）要求各联邦州和市政当局至少为风能配置 1.4% 的土地（2027 年；2032 年：2%）。到 2032 年，各联邦州对太阳能的土地配置比例有所不同，大约在 1.8%-2.2% 之间浮动。这些指定区域可用于相关能源生产，大大简化了规划审批程序。

此外还需要进行更深入的可行性研究，例如企业基于既定能源（风能）进行建模。这些研究立足于法规、许可和执照要求以及预先构建的义务。在此背景下，可能会出现影响可再生能源项目选址的其他问题，包括物理和规划限制，如附近的其他基础设施、电网容量、环境和生态、场地通道和其他风险等。²⁶互联网上可以找到大量有关这些因素的研究资料。²⁷

可行性研究完成后，要确保获得融资的可能性。通常由建设方（无论是公用事业公司还是项目开发商）成立一个项目公司，即所谓的特殊（或单一）目的实体（SPV），其目的是筹集和管理资本，以及实施和管理特定项目。在这种情况下，“与企业融资不同，项目融资直接将资本成本与项目风险联系起来”。²⁸

项目开发商制定全面的财务计划，包括项目资本需求、预算和资金来源。²⁹可以接洽潜在的其他投资方或贷款方，可能包括股权或债务融资。这与第一章介绍的商业模式相关，但在支持机制方面有所不同。规划中是否包含支持服务（例如以电价的形式），不仅影响后期的财务回报，还必须纳入现金流分析。此外，如果计划参与拍卖，则必须预先确定抵押品。如果计划直接面向市场销售电力，也必须提前考虑。

财务计划需要建立现金流模型，通常会对电力产量、价格以及各种技术和环境条件进行模拟，呈现示范性现金流的不同场景。³⁰股权和债务提供者都基于该模型开展绩效或固定索赔评估。³¹

²⁶ “风电可行性研究，” Renewables First, 2015 年，链接：
<https://www.renewablesfirst.co.uk/home/renewable-energy-technologies/windpower/windpower-feasibility-study/>

²⁷ Al-Addous, Mohammad 等，“约旦风电场建设的关键方面和可行性评估，” 低碳技术国际期刊，第 15 卷，第 1 期，牛津大学出版社（OUP），2019 年 11 月 18 日，第 97-105 页。Crossref, doi:10.1093/ijlet/etz062

²⁸ Egli, Florian 等，“可再生能源技术融资条件动态分析，” 自然能源，第 3 卷，第 12 期，Springer Science and Business Media LLC, 2018 年 11 月 5 日，第 1084 - 92 页。Crossref, doi:10.1038/s41560-018-0277-y

²⁹ Henzelmann, T, “能源转型的融资和可融资性，” 见：Herbes, C. & Friege, C., “可再生能源项目融资手册，” 纳尔·弗兰克·阿特姆普托出版社，UVK 出版社，康斯坦茨，慕尼黑，第 60 页

³⁰ Böttcher, Jörg, “4.4 经济效益和适当融资结构的设计，” 风能手册，德格鲁伊特出版社，2019 年 12 月 31 日，第 361-92 页。Crossref, doi:10.1515/9783110583922-018

³¹ Böttcher, Jörg, “1. 风电场项目融资”，第 38 页，风能手册，德格鲁伊特出版社，2019 年 12 月 31 日，第 7-45 页。Crossref, doi:10.1515/9783110583922-002

表 1： 两种不同的商业模式现金流模型的差异

资料来源：德国能源署（dena）

两种不同的商业模式现金流模型的主要差异

现金流模型相关要素	支持机制	基于市场的方法
收入来源	由政府政策或激励措施提供担保或补贴（例如：上网电价补贴（2017 年之前，通过拍卖实现滑动市场溢价）	与现行市场条件挂钩（例如：电力销售、固定价格购电协议、基于市场的可再生能源证书）
风险概况	由于收入可预测，所以收入风险较低（可能有政策和监管风险）；需要考虑拍卖抵押品	由于市场波动，收入风险较高，初始成本（股权）可能较低
融资与投资决策	由于有可预测的现金流，更容易获得融资	由于收入的不确定性，融资难度更大；鉴于存在潜在风险，融资成本更高
项目可行性	支持在公开市场上或对某些参与者而言可能不可行、但具有财务可行性的项目	鼓励有市场竞争力的项目
政府参与	政府对可再生能源领域的直接支持和干预	政府提供稳定的监管框架，较少直接干预

表 2： 投资者类型

资料来源：德国能源署（dena），改编自 Henzelmann 2015（尾注 22）

投资者类型	描述	优势	弱点
私人股权	以短期收益最大化为目标的金融投资者	高灵活性 有交易经验	横向投资 短期 专注于更少的投资
能源供应商	在相关领域运营的集团/公司（例如能源供应商）	提升协同潜力 获得资金（但正在减少）	不灵活 结构有时过于昂贵
基础设施基金	专注于经济和社会基础设施项目的封闭式基金	投资期长	在某些情况下期望过高的回报
绿色基金	专注环境意识和可持续发展的基于价值的基金	擅长“绿色”投资	在某些情况下投资额非常低
养老基金/人寿保险	大额资本管理者和投资者	获得资金 投资期长	缺乏该领域的专业知识

该现金流模型包括以下重要内容：资本成本（CoC），也称为加权平均资本成本（WACC）；偿债备付率（DSCR），贷款期限和债务利差。Böttcher 深入研究了融资条件的变化及其对现金流模型的影响。³²区分投资可再生能源的不同投资群体也很重要，表 2 概述了不同类型的代表性示例。

通常，获得融资和获取相应土地的步骤是同步进行的。最初，一般采取签订租赁协议或购买土地的方式，但后者较为少见。为了确保设施空间的使用，需要获得相关许可和执照，例如环境保护许可（理想状况下在选址和可行性研究框架内考虑并处理）或社会元素，如噪音防护和与居民区的距离等。对于风力涡轮机，可能还必须获得空域许可。此外，还需要获得施工过程中的各类许可，如设施或设备的运输等。需要哪些许可取决于各州建筑法规、工厂高度和位置以及所谓的“公共关注度”等。《联邦排放控制法》审批程序中的内在特点是区分简化程序和正式程序。该法还关注所谓的“集中效应”，这一点也很特别，它允许在程序中审查所有其他许可。

规划阶段的第三步是相关拍卖和/或售电协议（图 17）。虽然在 2017 年之前已经有了可再生能源招标，但最大的转折点是 2017 年版的《可再生能源法》（EEG 2017）的通过，取代了 2014 年版本。这对可再生能源电力的市场营销，产生了尤为深远的影响，如第一章所述，此前可以获得固定的上网电价补贴。在此阶段，基于电厂所选择的商业模式，开始准备拍卖或者签订购电协议。有关不同商业模式之间的差异，在本报告第一章中已阐述。实际上，这意味着大于 1000 千瓦峰值功率（kWp）的电厂运营商必须采用市场溢价模式，而小型电厂运营商则有权获得固定上网电价补贴。

对于拍卖，参与者必须提前支付管理费，并按每千瓦出价 30 欧元缴纳保证金，也可以以（银行）担保（“Bürgerschaft”）的形式缴纳。此外需要根据《联邦排放控制法》获得许可。

图 18： 实施阶段

来源： 德国能源署（dena）



³² Böttcher, Jörg, “4.4 经济性和设计适当融资结构,” 风能手册, 德格鲁伊特出版社, 2019 年 12 月 31 日, 第 361-92 页。Crossref, doi:10.1515/9783110583922-018
³³ Lima, Fátima 等, “风电项目的战略影响管理,” 可再生能源与可持续发展评论, 第 25 卷, Elsevier BV, 2013 年 9 月, 第 277-90 页。Crossref, doi:10.1016/j.rser.2013.04.010

如果不需要补贴支持，参与拍卖也不是必需的。这里，参与方可依赖市场直销，例如通过购电协议运营。在这种情况下，电厂生产的电力直接销售给潜在的终端用户，例如大型工业企业。在时间轴的这一节点上，应完成拍卖出价或签订购电协议，以可靠的方式纳入现金流分析。下文将对各种商业模式进行区分。在准备阶段结束后，应签署所有必要的融资协议，以便开始项目建设。拍卖中成功获得的购电协议和/或建筑用地、权利或支持服务（例如市场溢价）也应得到保障。还应获得建设和运营电厂所需的必要许可。所有重要环节都会被重新追溯和审查，以符合财务要求。最后，应建立必要的财务结构（如账户和其他机制），确保资金用于项目开发。此外，应确保与供应商、承包商或技术提供商签订相关合同，为接下来的实施阶段做好准备。成功参与拍卖后，参与方有义务在两年内建成发电设施。如有延误或未履行，银行担保将被没收。

2.1.2 实施阶段

一旦所有条件都得到满足，设施建设即告开始（实施阶段，见图 18）。必须准备好工作场地和必要的（通行）基础设施，采购风力涡轮机或太阳能板等设施/工厂本身及其所需基础设施，并将其运送至施工现场。之后开工建造和安装这些设施，并连接到电网或确保电力可供购电方使用。必须测试和启用设施并进行安全测试和质量检查，以确保环境合规及其安全性。在运营阶段，可能需要为运营商（或进行远程监控）提供培训。最后需要对电厂及其设施进行认证。供应商的质保责任有助于最大限度地降低风险，Lima 等人研究了如何在风电项目中管理这些风险，对风险的把控贯穿于建设、运营阶段直至项目停用。³³Kamenopoulos 和 Tsousos 研究了太阳能光伏项目的相关风险。³⁴

³⁴ Kamenopoulos, Sotiris N 和 Theocharis Tsoutsos, “光伏系统安全运行和维护评估,” 能源, vol. 93, Elsevier BV, 2015 年 12 月, pp. 1633-38. Crossref, doi:10.1016/j.en-ergy.2015.10.037

图 19：运营阶段

来源：德国能源署（dena）



2.1.3 运营阶段

电厂在运营阶段已完全启用（见图 19），基于现金流模型，在对电厂生命周期进行分析时，首次产生了资金。

这是通过市场销售、购电协议和/或拍卖获得的资助实现的。值得注意的是，资助的启动有一定适用条件，电厂须在获得补贴后 24 个月内投入使用，否则补贴将在 30 个月过后过期。³⁵然而，为避免罚金和银行担保损失，期限可以延长。直接参与电力交易也受诸如《交易法》和欧洲能源交易所（EEX）交易规则等德国法律以及欧洲机构（如欧洲商品结算企业）的多项要求约束。³⁶也可以通过电力供应商间接参与。

对于运营商来说，监控电厂运行并实现风险最小化至关重要，这通常是通过远程监控完成的，不需要现场人员。风险最小化措施包括使用可以覆盖工厂故障的保险单。如果调整参数，监控还可以改进运营。为电厂签订全生命周期的维护

合同，也有助于降低成本。由于涉及可再生能源，电力生产高度依赖外部因素，特别是气象条件。

虽然这些因素在选址时就已经决定，但诸如极端天气等不可预见事件仍可能影响电厂产能。拍卖已经确定了补贴标准，但补贴期满并不意味着电厂使用寿命的终结。电厂将在补贴结束后继续运营。

当电厂使用寿命结束后——最好与现金流计划一致甚至长于计划——会对电厂进行拆卸、回收或处理。风力涡轮机中的叶片及其碳纤维或玻璃纤维材料在回收方面存在挑战。³⁷光伏系统运营商也面临重大挑战。Tsanakas 等人³⁸或 Chowdhury 等人进行了相关研究³⁹。未来，模块中的小部件和污染物需要在其绝对使用寿命结束时更好地回收，在电厂寿命结束时将其出售、或作为整体出售给二手市场可能还能获利。

最后，还有现有区域的后续使用问题，任何对景观的更改都必须予以恢复。

图 20：与财务方案有关的商业模式

来源：德国能源署（dena）



³⁵ “2023 年路上风电设备招标程序，” 德国联邦网络管理局，链接：<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind-On-shore/Ausschreibungsverfahren/start.html>

³⁶ DIHK - 德国工商业和工会联合会柏林 | 布鲁塞尔, EFET Deutschland - 德国能源交易所, 2020 年, “电力采购和交易”, 链接：<https://www.dihk.de/re-source/blob/16826/6b374abd68f83c368ed7d9cc68dadcd0/dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf>

³⁷ Rani, Manjeet 等, “风力发电机叶片碳纤维/玻璃纤维复合材料废弃物回收和再利用方法综述,” 复合材料 B 部分: 工程, 第 215 卷, 爱思唯尔出版社, 2021 年 6 月, 第 108768 页。Crossref, doi:10.1016/j.compositesb.2021.108768

³⁸ Tsanakas, John A. 等, “走向光伏模块循环供应链: 光伏回收、翻新和重新认证中的挑战综述,” 光伏进展: 研究与应用, 第 28 卷, 第 6 期, Wiley, 2019 年 9 月 11 日, 第 454-64 页。Crossref, doi:10.1002/pip.3193

³⁹ Chowdhury, Md. Shahariar 等, “太阳光伏电池板废料循环利用概述,” 能源战略评论, 第 27 卷, 爱思唯尔出版社, 2020 年 1 月, 第 100431 页。Crossref, doi:10.1016/j.esr.2019.100431

2.2 金融模式

可再生能源资产的商业模式是融资初期的决定性因素，因为不同需求和情形的差异直接影响项目的现金流，进而决定了选择何种金融模式。这通常会对整个项目的实施机构产生影响，后者常采用特殊目的实体（SPV）的形式。一般有两种基本商业模式：一种是依赖国家支持机制的模式，另一种则是基于市场的模式（见章节 1.2 和 1.3，及图 20）。商业模式与金融模式紧密相关，相互影响。商业模式更多地描述了企业的一般特征、活动和成本结构，金融模式则更为具体。金融模式受外在要求的驱动，如建设电厂的场地条件以及不可控因素（假定的未来电力价格），也受资本成本的影响，这在商业模式中可能因实施者，尤其是再融资成本、加权平均资本成本（WACC）以及债务/股本的杠杆比率和投资支持而有所不同。项目启动阶段，就要考虑哪种模式更有效、利润率更高，包括对各种购电选项的财务风险和收益的初步评估，如固定价格合同、可变动价等。如果商业模式中包含支持机制，则需要满足这些机制的所有先决条件，包括可以实现滑动市场溢价的拍卖。在拍卖中，可以进行出价，从而分配预先调查过的区域或一般区域，并获得市场溢价。Liñeiro 和 Müsgens 对基于参与者个别出价的风能⁴⁰和太阳能光伏拍卖进行了分析⁴¹。

社区型开发商（如能源社区企业）面临着更大的挑战。随着固定上网电价的逐步退出，必须催生出某种新的市场机制，这一挑战变得更为严峻。此外，由于贷款条件严苛、股本较少，开发商可能很难获得融资。Côté 等人总结了拍卖中市场参与者的风险概况⁴²。总体而言，通过拍卖至少建立了一个基准，这有助于为实体提供融资保障。

另一方面，还有市场化的可再生能源商业模式，有多种营销方法可供选择。首先是传统的直销模式，依靠向最终用户直接销售电力。购电协议涵盖了生产商向购电方的能源销售细节，购电方可以是企业或公用事业公司，而公用事业公司不是最终消费者，而属于中间方。购电协议可细分为实物购电协议和虚拟购电协议。总体而言，均是通过提供价格、交易量、期限或运营程序等方面的保障来降低风险。可以减少现金流规划的不确定性，提高项目的财务可行性。

与化石燃料相比，最后是灵活性资产，它们通常被认为灵活性较低。风能和太阳能光伏严重依赖气象条件，可以配置储能设施，例如抽水蓄能或电池储能（见第 3 章）。此外，为了获得更高的能源售价，还可以选择仅在电价较高时将能源接入电网。这需要在现金流模型中加以考虑，通常这会导致更长的摊销期、更高的不确定性和更高的潜在融资成本。对于储能来说尤为相关，因为技术成熟度不高。

2.2.1 陆上风电和太阳能光伏项目的开发

自 2000 年实施以来，EEG 为项目开发商、投资者及银行提供了稳定的投资环境和可靠的财务基础。因此，德国 EEG 支持的潜在投资额超过了可用项目的数量，使得项目开发商在销

售竞争激烈的建成项目（“交钥匙项目”）中处于优势地位。

项目短缺问题在风能领域尤为显著，光伏领域也存在一定短缺。光伏项目的土地可用率仍较高，到目前为止接受度也较好，而获得许可的风能项目相当稀缺。因此，多年来，风能项目开发商和投资者在项目收购方面存在激烈竞争。由于项目供应有限，监管机构联邦网络管理局（BNetzA）的招标中竞争较小，因风能项目招标认购不足而出现极具吸引力的标价。

光伏项目的情况有所不同：

获取土地通常比风能项目更为简便且耗时较少。然而，对于符合 EEG 补贴条件的土地，竞争也在加剧。2022 年和 2023 年初传统电价和光伏上网电价的大幅上涨也导致了不符合 EEG 补贴条件的土地被用于光伏项目。除了 EEG 项目市场外，还建立了一个商业投资驱动的购电协议市场。

尽管如此，随着 2023 年电价的下降，购电协议市场的吸引力有所减弱，目前似乎仅集中在规模较大的光伏项目上。鉴于这些项目的规模及随之产生的规模经济，使其在购电协议方面更具经济优势。

应在上述背景下评估以下章节的内容。

2.2.2 投资者、项目开发商和购电方的角色

如 2.1 节所述，德国可再生能源市场在项目发展时间轴上有各种角色和参与者，他们参与了项目的开发、融资、许可、建设和运营。

项目开发商、投资者和购电方的市场角色将在下文中作更详细的描述。

项目开发商

项目开发商负责可再生能源项目的早期开发，直至运营开始，包括场地识别和评估、早期规划、场地收购、技术和商业规划、许可流程管理、工程、采购以及可再生能源项目建设（包括周边基础设施和电网接入）。

其商业目标是开发并销售可再生能源项目。通过这种方式获取利润，并抵消其成本，尤其是考虑到项目开发的风险——在风能项目中，失败率通常在 50%-70%。可再生能源项目通常在获得许可或准备开始运营时（即所谓的交钥匙项目）移交给投资者。一些项目开发商选择将开发的可再生能源项目保留在自己的投资组合中，从而成为这些项目的业主加运营商。

⁴⁰ Batz Liñeiro, Taimyra, 和 Felix Müsgens, “评估德国陆上风电拍卖计划：基于参与者个别出价的分析,” 能源政策, 第 172 卷, 爱思唯尔出版社, 2023 年 1 月, 第 113317 页。Crossref, doi:10.1016/j.enpol.2022.113317

⁴¹ Batz Liñeiro, Taimyra 和 Felix Müsgens, “评估德国光伏拍卖计划：揭秘个人竞标,” 能源政策, 第 159 卷, 爱思唯尔出版

社, 2021 年 12 月, 第 112618 页。Crossref, doi:10.1016/j.enpol.2021.112618

⁴² Côté, Elizabeth 等, “参与者多样性的代价：衡量项目开发者在可再生能源拍卖中的风险承受意愿,” 能源政策, 第 163 卷, 爱思唯尔出版社, 2022 年 4 月, 第 112835 页。Crossref, doi:10.1016/j.enpol.2022.112835

项目开发商通常将以下工作分派给不同部门：场地收购（部分外包）、规划和许可、建设管理、融资和项目销售及一般组织工作。

较大的项目开发商的员工团队还包括自然保护和电力市场及购电协议专家。私人项目开发商的员工规模从几人到几百人不等，具体取决于区域范围和市场份额。

项目开发企业可以概括如下：

- 长期（15 至 25 年）活跃于可再生能源领域的私人开发商，有意扩大其业务范围，从风电项目开发转向太阳能项目，反之亦然；
- 德国公用事业公司，以及日益增长的外国公用事业公司，如来自挪威、丹麦、芬兰、法国、意大利、西班牙、瑞典等国的企业；
- 中型区域性和地方公用事业公司，拥有自己的项目开发部门或收购的项目开发团队；
- 较少见的是私人 and 市民能源项目及合作社。

投资者

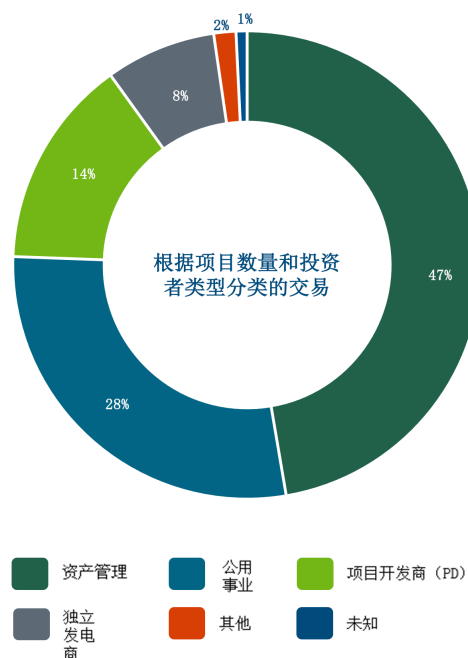
投资者出资购买项目开发商在各个发展阶段的可再生能源项目的股权。他们的商业目标是通过股本投资建立并运营自有的可再生能源资产组合。运营通常外包，投资者仅管理自己拥有的可再生能源资产的商业利益和风险。大部分投资者会利用债务资本（即银行贷款）来增加他们的股本投资；但一些投资者完全通过股权融资而不依靠贷款。

德国的可再生能源市场中，存在多种类型的投资者，大致可以分为以下几类：

- 机构投资者，如保险企业、养老基金、专门的基础设施和能源基金；
- 能源市场参与者，如国内和国际公用事业公司以及区域性公用事业公司（“Stadtwerke”）；
- 作为业主-运营商的项目开发商，购买（部分）开发项目，并将其纳入自己的可再生能源资产组合；
- 私人投资者，如家族企业、公民合作社和富裕个人。

图 21： 典型投资者 - 100 个项目和 3 吉瓦项目组合的交易流程，75%为风能项目，25%为太阳能项目；交易份额基于项目数量计算

来源：enervis



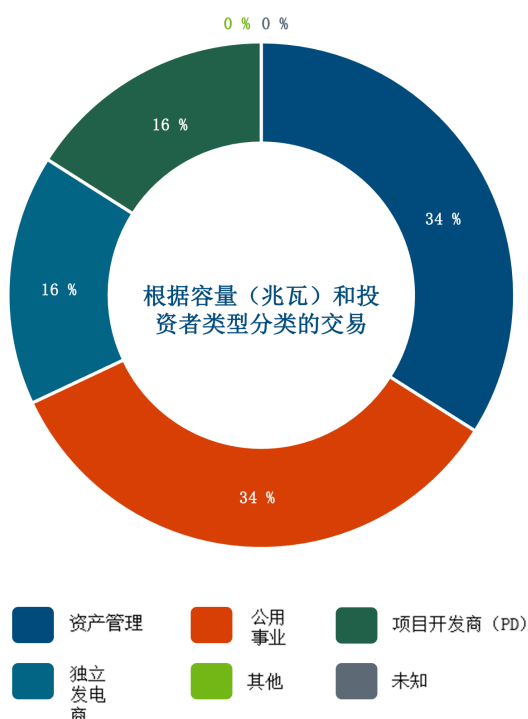
为了说明德国可再生能源项目市场中不同参与者所占市场份额，对德国市场近期收购项目进行了分析，包括 2021 年-2023 年间总计 3 吉瓦的交易量。根据此分析，不同类型投资者的市场份额（收购项目数量）如下：

- 机构投资者：约 47%；
- 公用事业公司（国际、国内、区域性）：约 28%；
- 项目开发商：14%；
- 独立发电商：约 8%；
- 其他：约 3%。

在过去的 15 年里，德国可再生能源项目交易市场竞争激烈，因为有限的项目供应难以满足对这些项目的投资需求。由此可见，投资并不是可再生能源扩张的瓶颈。

图 22：典型投资者 - 100 个项目和 3 吉瓦项目组合的交易流程，75%为风能项目，25%为太阳能项目；交易份额基于项目数量计算

来源：enervis



选择何种市场路径对于确保项目融资和项目整个生命周期的收益至关重要。典型的市場路径是强制性直销方案与滑动市場溢价相结合确定的。此外，来自现货市场的收入（无补贴）对于补贴后项目（如 20 年 EEG 补贴期满的项目）也很重要，这同样适用于购电协议的商业资产。直接供电（不通过公共电网向电力消费者供电）是一个利基市場。

购买可再生能源项目电力的典型市場参与者包括：

- 直销商，签约大型可再生能源项目电力，其任务是对可再生能源项目的发电进行短期预测，并以最低限度减少系统电量预测偏差为目标，组织并出售这些预测结果；
- 与可再生能源运营商签订中长期合同的购电协议购电方，以固定价格购买电力，这些购电方主要是公用事业公司（通常来自与直销商相同的市場参与者群体）或工业买家，他们在电力销售过程中经常与能源公用事业公司合作。

其他相关市場参与者

場地收购者仅活跃于项目开发的第一阶段。他们收购可再生能源项目开发用地，并安排相应的土地租赁协议，转让给项目开发商；通常代表自身或根据与开发商签订的服务协议行事；

行业专家和顾问参与某些项目开发 and 规划任务，如产量评估、地理和环境评估，以及项目开发的商业和法律问题；

银行提供债务融资，通常采用无追索权贷款的形式（见金融模式章节）；

运维服务提供商负责可再生能源项目的运营和管理，包括维护（通过全面服务协议或选定维护服务合同）、商业和技术管理。

2.2.3 实施方案和法律实体

德国市場上可再生能源项目的典型商业结构是为每个单独的可再生能源项目设立一个特殊目的实体（SPV，见图 23）。特殊目的实体通常是一家有限责任公司（GmbH 或 GmbH & Co KG），其拥有可再生能源资产，并持有项目整个生命周期所需的所有合同，包括所有融资合同、土地租赁协议、基础设施采购，以及运维合同。特殊目的实体由项目开发商在项目开发较早阶段设立，是所有合同问题的法定所有权人。

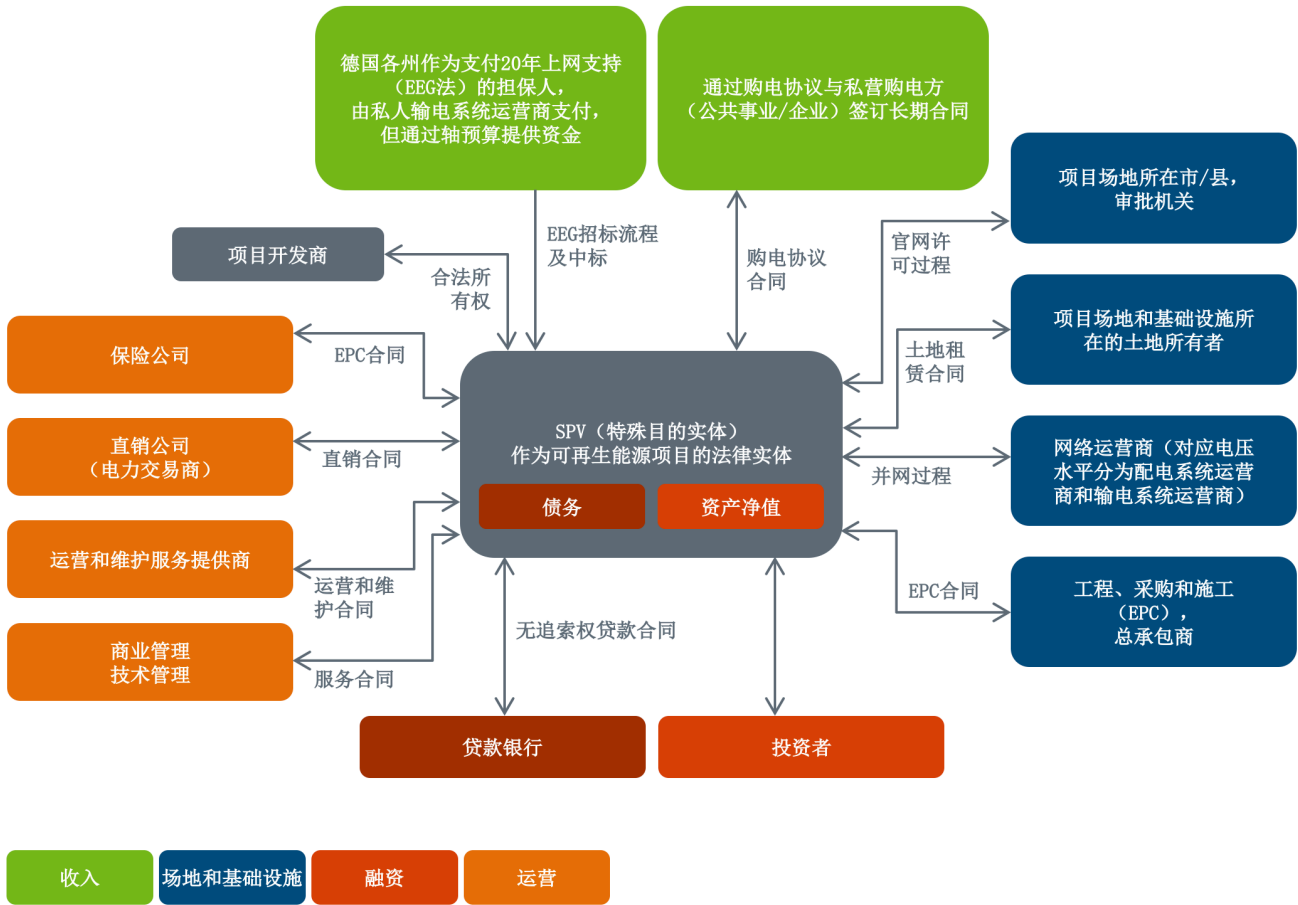
采用特殊目的实体的形式组织可再生能源项目的主要优势是，所有相关合同均针对具体项目，明确归属于项目，因此可对项目进行单独管理和评估。这通常也适用于融资合同，被设计为非追索项目贷款。银行通常提供针对个别项目参数设计的项目专用贷款。特殊目的实体结构允许其所有者随时通过股权交易，将企业出售给新的所有者；所有合同均保留在特殊目的实体内，并且只要特殊目的实体作为法律项目容器的作用保持不变，则无需调整。

图 23 描述了德国市場上典型的可再生能源项目特殊目的实体结构，包括无追索权融资、基础设施和場地租赁合同，以及第三方运维合同，展示了最重要的合同关系。

多个特殊目的实体可以隶属于同一家控股企业。由于上述特殊目的实体方法的优势，将可再生能源项目设置为投资者企业资产负债表的一部分的情况非常罕见。

图 23：法律架构 – 特殊目的实体结构

来源：enervis



2.3 带有关键绩效指标 (KPI) 的商业和金融模式实例

本章概述了当前可再生能源项目非追索权特殊目的实体融资的一些融资参数。风能和太阳能项目的融资参数已经标准化，且在条件和结构方面相似。基于购电协议的项目融资条件，特别是所需股权比例略高，与 EEG 上网电价支持项目相比，条件通常不具吸引力。表 3 提供了这些关键融资数据的概览。基于购电协议的融资仅适用于新的太阳能项目。

可再生能源项目融资条件对项目经济性至关重要。特别是已实现债务/股权比例、利率、接受的贷款期限和放款方要求的收入安全边际，决定了项目的经济可行性。债务规模的一项关键数据是银行定义的所需偿债备付率 (DSCR)。这一数据主要受预期项目收入与成本的影响。

股权比例通常在 10%-30% 之间变动，最典型的股权比例一般是占总投资的 20%。最近，考虑到 EEG 补贴项目的高监管安全性，监测到的更低的股权比例已降至仅占 5%-10%。剩余投资由银行贷款覆盖。贷款期限通常与购电协议或补贴机制的保证收入流相关，最长可达 20 年。

利率高度依赖于基准利率和德国 KfW 指数。在经历了多年极低的融资成本 (在 1.5%-3% 的范围浮动) 后，2023 年达到约 5% 的水平。通常，银行要求 DSCR 系数在 1.1-1.2 之间，即在贷款期限内特殊目的实体的保证收入必须比向银行支付的实际款项 (利息和还款) 高 10%-20%，且在任意单个年度内不得低于 1。大多数情况下，现金储备被定义为一年偿债 (利息加年金偿还) 的 50%-100%。债务偿还通常不是立即开始的，因为贷款开始时通常有一至三年的无偿还期。

投资者对其股权的目标回报率很大程度上取决于其他同等安全投资的机会，最近由于整体利率上升，税后回报率已增至 6% 以上。

一些个人 (机构) 投资者根据资本可用性、投资时间线以及投资替代品，将目标回报率设定在更低水平上。

表 3： EEG 和购电协议项目典型融资参数对比

来源：德国能源署（dena）

融资参数	EEG-融资（与新的风能和太阳能项目相关）	购电协议融资（仅与新的太阳能项目相关）
股权比例[%]	股权比例通常在 10%-30% 之间	一般来说，股本率较高，具体取决于购电协议条件和购电方评级
利率[%]	目前大约为 5%-6%，一般基于 KfW 270 贷款计划，预计将进一步提高	根据购电协议条件和购电方评级，利息可能略高于 EEG 融资
固定利率期限[年]	10-20 年，取决于 KfW 计划	与购电协议期限相关，略短于 EEG 融资期限
偿债备付率	1.1 - 1.2 之间	略高于 EEG 融资
融资期限[年]	长达 20 年	与购电协议期限相关，略短于 EEG 融资期限
其他	1-3 年内无需偿还贷款 偿债准备金账户为年度偿债额的 50%-100%	条件与 EEG 融资类似

2.3.1 陆上风电项目的关键财务指标

以下概述将分析德国典型陆上风电项目的关键财务指标，并将资本支出、运营支出以及市场的最新发展情况纳入考量。

资本支出（CAPEX）- 风电

对于陆上风电项目，总资本支出主要取决于项目规模、所选涡轮机类型和轮毂高度。如图 24 所示，涡轮机额定功率越高，其特定投资成本越低。然而，最新发展表明，特定投资成本的下降已经停滞不前。特定投资成本差距明显，从装机 4 兆瓦以下涡轮机的约 1,400 欧元/千瓦到 6 兆瓦大型涡轮机的约 900 欧元/千瓦不等。

通常情况下，大型项目开发商能够实现较低的每兆瓦资本支出（CAPEX），这是因为他们向制造商大批量订购涡轮机，而不仅仅是为单个项目采购，后者通常意味着更高的资本支出。

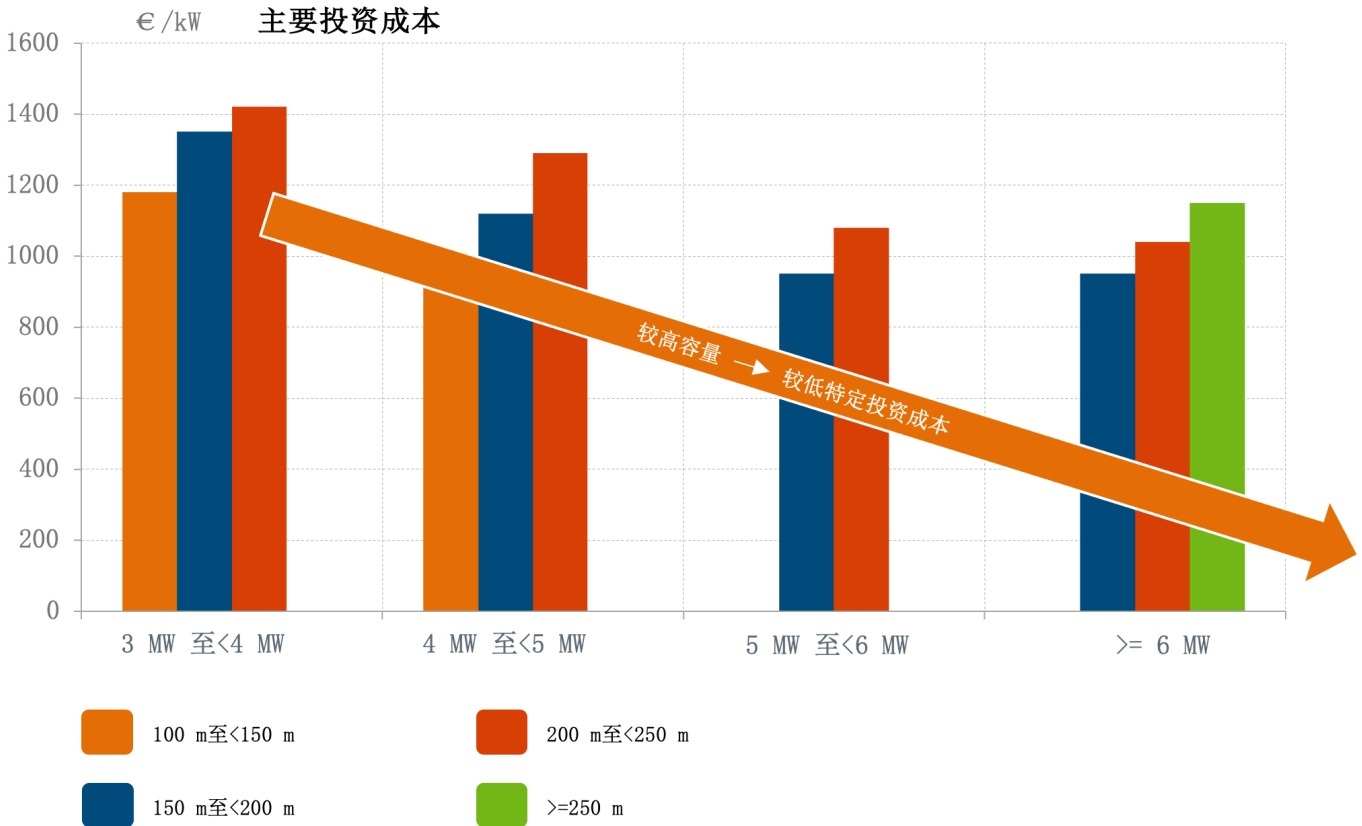
根据地理位置的不同，可能需要更高的轮毂高度来捕获足够的风速。一般来说，在北德，由于平均风速较高，轮毂高度通常低于南德，原因是在某种程度上，较高塔架的额外投资成本不足以转化为较高风速带来的额外收入。

除了主要投资成本之外，风电场的其他特性也对总资本支出产生影响，尤其是所需基础类型（如重力式基础与桩基础）、电网连接和变电站、特定许可要求（BImSch，即联邦污染控制法）和按需夜间标识（BNK）设备、起重机施工区域、项目开发成本以及其他额外成本等。

此类额外投资成本通常在每千瓦 400-650 欧元之间，占大型涡轮机总资本支出的约 20%，在小型涡轮机中可高达 30% 左右。然而，根据地点和场地条件，额外投资成本可能会有显著差异。由于可用风能开发用地日益稀缺，项目开发和法律支持（如项目开发、专家意见、咨询顾问等）的成本不断上升，占总投资成本的大约 5%-10%。

图 24：按容量和轮毂高度划分的主要投资成本

来源：Deutsche Windguard⁴³



运营支出 (OPEX) - 风电

在初期投资之后，运营期间会产生进一步的运维成本，这些成本显著影响了风电项目的经济可行性。作为经济可行性计算的基础，通常将陆上风电项目的寿命设定为 20 年的 EEG 补贴期加额外的 5-10 年非补贴期，总计 25-30 年。陆上风电项目的运营支出主要由以下成本参数构成：

- 土地租赁成本，起初约占年收入的 10% 左右，最终可达 20% 甚至更高；
- 维护和修理成本，通常由固定和可变成本组成，并在相关服务合同中具体说明。大多数风电项目在运营初期会与涡轮机制造商签订至少五年的全面服务合同；
- 其他运营支出项包括直销服务费、技术和商业管理费、保险费、拆除费和运营内部电气系统所需的购电成本；
- 其他成本还包括税务咨询、企业成本、年度财务报表、管理层薪酬、专家意见、蝙蝠/鸟类监测、环境补偿成本等。

总的来说，上述运营支出因项目设置的不同差异极大，并且在不同年份间也可能有显著的波动（例如由于多年检查间隔导致的波动）。图 26 和表 4 提供了更多附加信息。

⁴³ “风能成本状况的短期分析 - 应德国经济和气候保护部委托完成，” Deutsche Windguard (2022)，链接：[https://www.wind-guard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_lay-](https://www.wind-guard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_lay-out/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2022/Kurzfristanalyse%20zur%20Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land.pdf)

[out/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2022/Kurzfristanalyse%20zur%20Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land.pdf](https://www.wind-guard.de/veroeffentlichungen/2022/Kurzfristanalyse%20zur%20Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land.pdf)

表 4： 陆上风电项目市场标准运营成本概况和描述

资料来源：基于典型 enervis 项目的平均数据

成本类型	说明	成本
租赁和许可协议	租赁情况因地点、地区和区域竞争的不同而有很大差异。近年来，租赁费用总体呈上升趋势。	收入的 5%-x%，部分为固定价格
直销成本	2021 年底之前保持稳定水平，但随后电价上涨导致价格上涨及新合同结构的出现。	3-4 欧元/兆瓦时或 5 % 的市场价值
技术和商业管理（管理）	此处显示的是总份额。技术管理的成本份额通常略高于商业管理的成本份额。	2.0-3.5%
保险成本	取决于保险范围，包括但不限于公共责任险、机器停运/机器故障保险等。	0.9-1.2 欧元/千瓦
拆解费用	实际拆除成本按市场标准以每米轮毂高度的欧元金额计算。通常在 20 年后按通货膨胀调整至最终价值，并在运营的最后 5-10 年内按比例拨备。拆除保证金费用（作为拆除保证金固定金额的百分比，通常由审批机关和/或土地所有者要求）：拆除成本的 1%	1.000 欧元/米轮毂高度 或 15-20 欧元/千瓦
购电	根据涡轮机型号而异；取决于风力发电厂单独商定的购电成本。	1.100-1.300 欧元/兆瓦/年
其他成本	其他成本包括税务建议、企业成本、年度财务报表、管理层薪酬、专家意见的所有成本，还包括德国联邦国防军模块、BNK、蝙蝠监控等。这些成本会根据项目的不同而显著变化，并且在各个年度之间也可能有显著的高低差异（如多年检查间隔导致的差异）。	15.000-35.000 欧元/ WEA/年
运营时间	通常按运行 25 年计算。20 年后，不再支付 EEG 电价。第 21-25 年的运营收入是基于电价预测（市场价值，包括负现货价格预测）计算的。	25 年
EEG 期间的额外收入	根据电价预测，额外收入（尤其是在运营的头几年）相当常见，但对于新项目来说，由于 2023 年起的 EEG 补贴自动以年度市场价值为条件，因此仅以年度为基础。	
EEG 期间的第 51 条损失	第 51 条损失通常被考虑在内。根据 2023 年版 EEG，这些损失将至少在运营的第 21 年得到补贴。因此，现值效应仍然存在。	根据电价的发展情况而定
维护/服务	维护概念多种多样，大多由固定和可变成本部分组成，根据制造商的不同而有不同的组合。通常会基于年产量收取一定的最低金额。如果超过此阈值，维护的可变成本将增加。在大多数情况下，运营初期的成本远低于运营后期的成本。对高可用性的奖励（例如，分阶段支付率 > 97% 或类似）将变得越来越普遍。	每年固定成本为 30,000-50,000 欧元/WTG，另外加上 1.5-3.0 欧元/MWh 的可变成本（需考虑通货膨胀）。

示例项目的现金流和收入

由于土地供应有限，德国陆上风电项目通常限于每个风电场 3-5 台风力涡轮机，总容量在 15-25 兆瓦之间。

近期风电成本发展趋势

在过去两年中，由于商品和资源价格上涨、利率上升、供应链中断和交付期延迟，陆上风电项目资本支出大幅增加。因此，风电项目的盈利能力有所下降。由于项目实施周期为 1-2 年，2022 年的高电价并未改善即将建设项目的盈利能力。这种情况导致 2022 年 EEG 风电招标大幅认购不足。监管机构通过显著提高招标上限价格做出响应，导致中标数量和价格再次上升。然而，尽管新增许可证数量有所增加，但投标参与率仍低于市场预期。原因多种多样，其中供应链和停止发放运输许可证问题最为突出。预计这些框架条件将在未来两年内得到改善，从而使更多的风电项目获得许可。

大型太阳能项目的关键财务指标

大型太阳能项目已成为光伏部署的关键驱动力，并已成为德国可再生能源版图中的重要组成部分。本节将深入分析大型太阳能项目的关键财务指标，并将资本支出、运营支出、财务参数和投资者回报预期等方面纳入考量。

资本支出（CAPEX）-光伏

对于大型太阳能项目而言，资本支出是影响财务可行性的关键因素。截至目前，它构成了总成本的最大份额。大型光伏项目的总资本支出介于每千瓦 550-750 欧元之间，受以下参数影响：

- 组件成本（目前仍以单晶硅为主，双面组件日益普及），占总资本支出的 20%-30%；
- 平衡系统成本，包括基础、电缆和其他材料，约占总资本支出的 25%；
- 电网连接、变压器、变电站、计量设备约占总资本支出的 25%-30%；
- 包括工程在内的项目开发成本，约占总资本支出的 15%；
- 交易时项目开发商的利润。

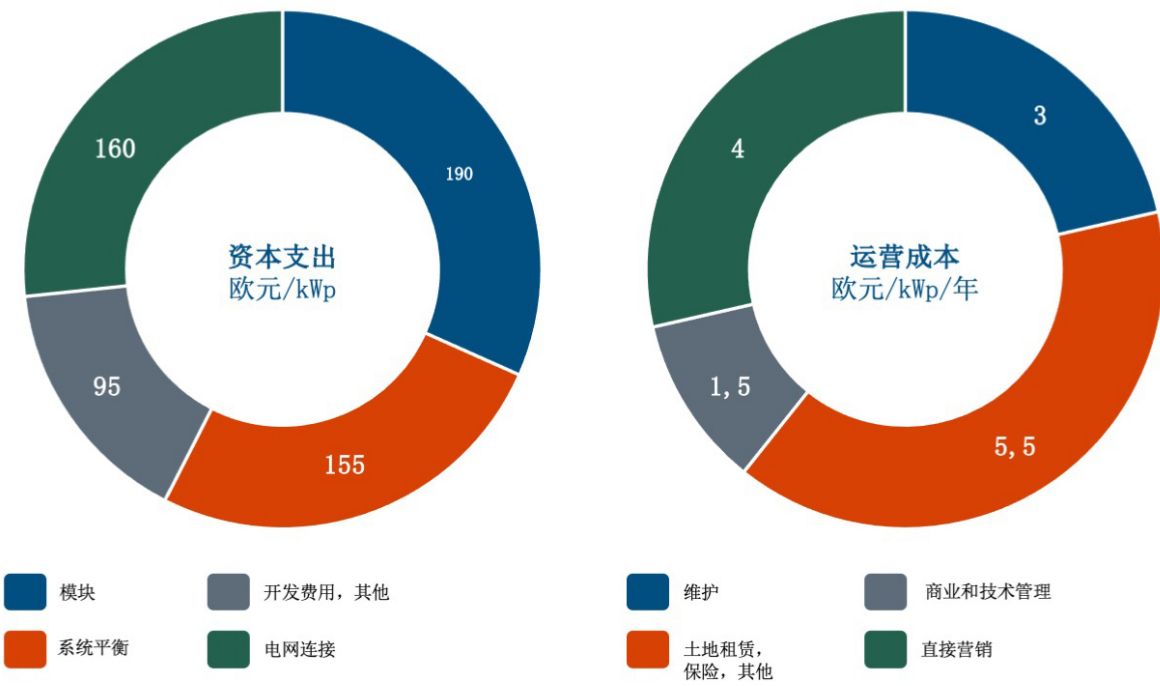
图 25： 太阳能项目的主要资本支出项

资料来源： enervis

资本支出→光伏	组件	<ul style="list-style-type: none"> • 单晶组件是德国市场的标准。双面组件也越来越多地在市场上使用。 • 对中国制造商的依赖性很大 • 大订单优惠力度大，大项目开发商有优势。
	平衡系统（其他材料成本）	<ul style="list-style-type: none"> • 包括除组件之外的的所有材料成本。 • 材料价格（尤其是基础用钢材、电缆用铜）近期大幅上涨。
	电网连接	<ul style="list-style-type: none"> • 通往下一个电网连接点和中转站（如适用）的电缆费用必须有项目开发商承担；德国一般电网扩建的成本由电网运营商承担。 • 越来越昂贵（更长的线路）、竞争和成本波动。
	项目开发安装，等	<ul style="list-style-type: none"> • 非常成熟的项目开发商市场、成熟的流程和搞笑的安装团队导致与其他国家相比成本更低。 • 由于服务提供商收取高额利润，作为项目开发商提供 工程、采购和施工一体化 服务日益成为一种竞争优势。
	项目开发商利润	<ul style="list-style-type: none"> • 购买项目权或交钥匙资产。 • 不包含在本次成本分析中。 • 德国项目权竞争激烈，利润率越来越高。 • 大型国际投资者正在大举进军极具吸引力的德国市场。

图 26： 大型光伏项目（>20 兆瓦）的典型成本；资本支出和运营支出对比

来源： 根据典型 enervis 项目的平均数据



特别是在以下方面存在大幅成本变化：

- 模块（受国际价格影响的依赖项）
- 电网连接（项目特定，例如距离电网远近、建设变电站的必要性）

特别是在以下方面存在大幅成本变化：

- 由于电力价格的波动，直接营销
- 徒弟租赁

太阳能光伏资产在其生命周期内会产生土地租赁、运营管理、维护和保险等运营成本。

土地租赁成本很大程度上取决于实际项目和地面光伏资产所用的土地。此外，东西德之间的一般成本差异也值得关注，东德的土地租赁价格通常显著低于西德。

保险、拆除和电力消费成本只占总运营支出的一小部分。此外，还有电力营销（营销渠道）的成本。直销通常由第三方服务提供商执行。新合同每隔 1-2 年协商一次，相关成本约占光伏资产总运营支出的 30%。

包括维护服务在内的技术和商业管理通常外包给太阳能特殊目的实体的合同伙伴，占总运营支出的约 35%。较大的项目可以实现规模经济。

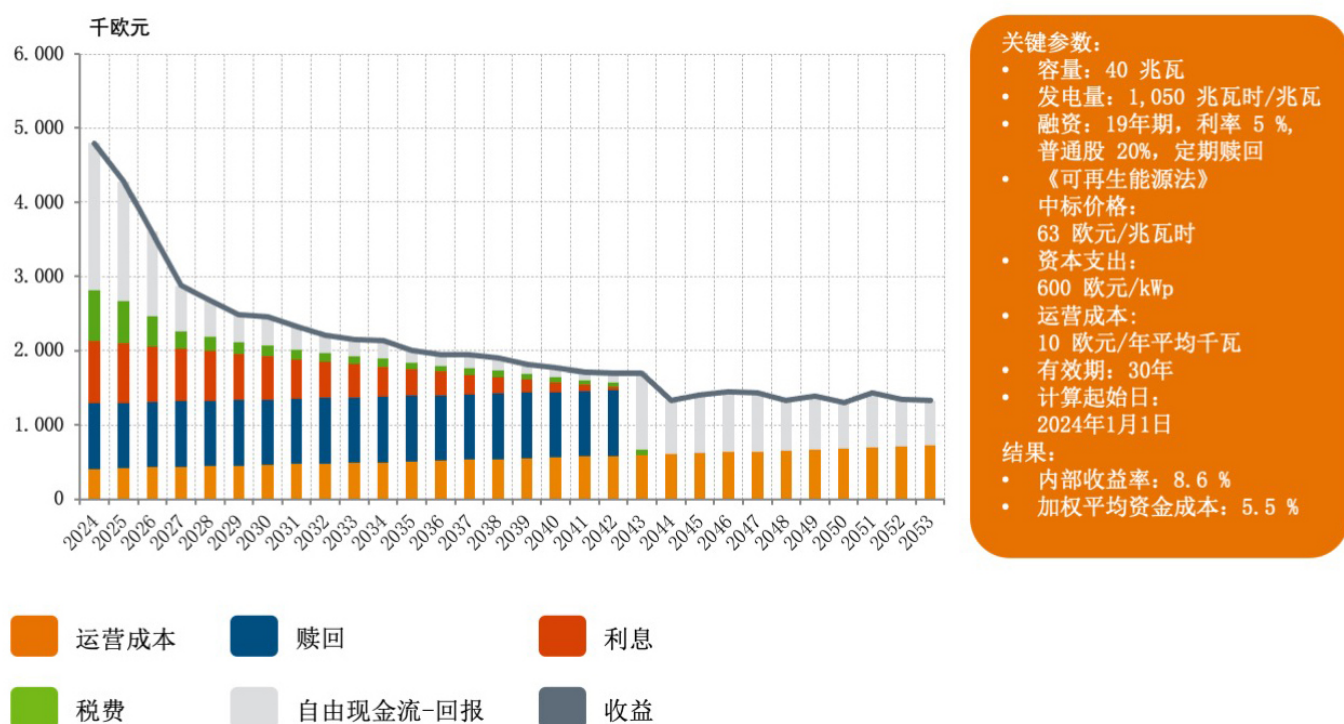
由于高度专业化和维护策略的最新发展，维护成本已显著降低。

2.3.2 示例项目的现金流和收入

以一个 20 兆瓦太阳能项目为例，该项目享受 EEG 补贴，图 27 计算并展示了其现金流情况，包括资本支出、运营支出和融资参数。EEG 和购电协议融资项目之间的差异将在后续章节中详细描述。

图 27： EEG 光伏项目的现金流图表

资料来源：根据典型 enervis 项目的平均数据



2.4 补充：电力市场收入和购电协议

2.4.1 适用范围及风能与太阳能项目的差异

私人购电协议为德国陆上风电和地面安装光伏项目提供了一种收益模式，这些项目无法获得 EEG 上网电价补贴或选择退出该补贴计划。通过购电协议，可以在一定时间内获得固定购买价格，避免现货市场电价波动的风险，因此即使没有

EEG 补贴，也能确保项目的银行融资能力（参见第 1.3.2 节）。

购电协议的适用范围取决于项目设置和陆上风电及太阳能项目的市场机会。购电协议既可用于不符合 EEG 支持资格的商业项目融资，也可在某些情况下与 EEG 上网电价补贴机制结合使用。

获得 EEG 上网电价补贴的可再生能源项目可以选择退出补贴计划，同时保留其获得的 20 年补贴期剩余时间的支持资格。如果购电协议能够确保超过 EEG 上网电价收入，这种暂时提升（优化）收益的方式可能是有吸引力的。

这种灵活性（退出和加入 EEG 上网电价补贴机制）对于可再生能源项目而言具有极大的吸引力。因此，大多数投资者寻求在 EEG 招标中获得一个电价底价，然后在购电协议价格足够高的情况下，通过购电协议暂时优化其收益。

据观察，这种优化方法在 EEG 上网电价补贴机制支持的光伏和陆上风电项目中均有应用。但在这种情况下，项目融资通常是基于 EEG 上网电价的底价而非购电协议。此外，20 年长期 EEG 上网电价补贴结束后的可再生能源项目也利用短期和中期购电协议来确保收益；主要适用于陆上风电，因为德国的风能组合已相当成熟。这类优化购电协议的持续时间通常为 1-3 年。

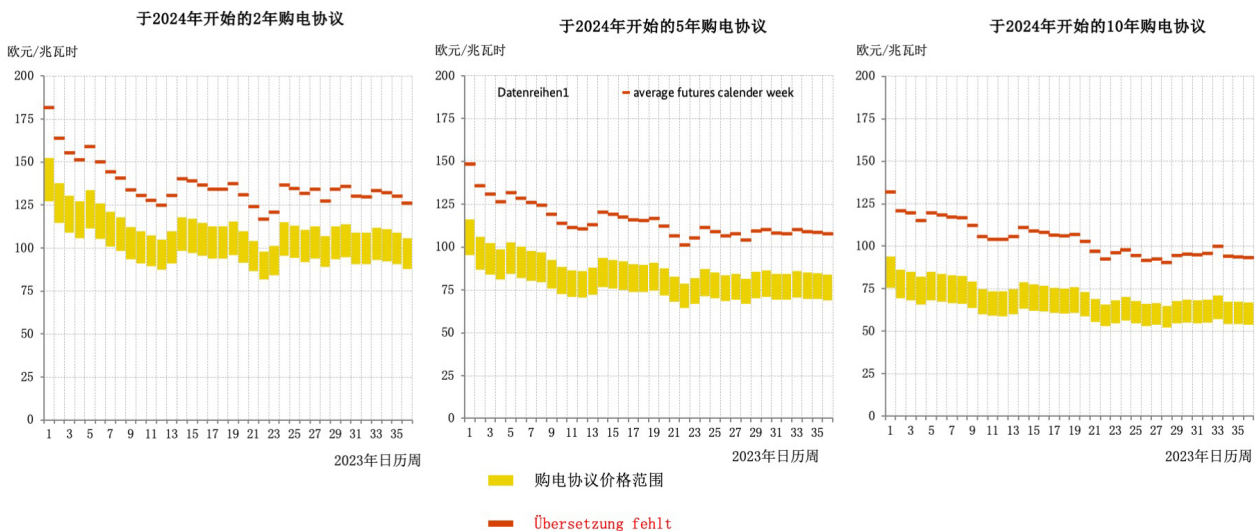
对于没有资格获得 EEG 上网电价补贴的新投资项目（如大型光伏项目），通常会使用购电协议来确保融资，因为这是唯

一能够在与融资期相对应的较长时间内保证稳定收益的方法。这些购电协议的期限大约为 8-15 年。由于不同的招标设计，长期购电协议主要针对新的光伏项目，而非陆上风电项目。这是因为与长期购电协议相比，EEG 风电招标通常更具吸引力，招标量大、竞争少、且 EEG 上网电价水平在大多数情况下足以满足需求。然而，对于那些不符合 EEG 资助要求的新光伏项目（纯商业项目），购电协议代表了一条主要的市场路径。这主要是由于一些监管限制导致某些光伏项目无法满足 EEG 资格条件。首先，EEG 项目的容量上限目前为 100 兆瓦，而在 2023 年之前被限制在 10 兆瓦，其后提升至 20 兆瓦。其次，与陆上风电招标相反，近期地面安装光伏招标通常过度认购，导致中标价格下降，从而增加了购电协议市场作为替代收入来源的吸引力。

除此之外，购电协议允许通过销售绿色电力的来源担保证书来增加收益，这在 EEG 上网电价补贴项目中由于所谓的“双重销售禁令”（“Doppelvermarktungsverbot”）而不被允许。这使得购电协议对于那些希望获得认证绿电并愿意为这些来源担保证书支付额外费用的购电方至关重要。

图 28： 两年、五年和十年期光伏购电协议项目的历史公允价格

资料来源：enervis



然而，购电协议的持续时间通常比 EEG 上网电价补贴的 20 年时间跨度短得多。此外，购电协议的交易对手风险更高，因为是两个私人当事人之间的双边协议，不像 EEG 上网电价补贴机制计划那样受德国政府支持。

由于购电协议与更高的收益和合约风险（也包括购电协议合约到期后的风险）挂钩，其融资要求不具吸引力，例如融资期限更短、股权份额更高、投资者的回报预期更高以及可能更高的利率或偿债备付率标准。此外，作为一种非标准化合约，购电协议涉及一些行政和组织工作及相关成本。这是因为在购电协议中，电力产量、交付义务、可用性、投产、可能的损害事件和担保、以及交付和报酬类型等都必须进行规定。

2.4.2 购电协议价格形成

购电协议价格取决于多个因素，包括订立时间、资产位置以及购电方的风险评估等。订立时间之所以重要，是因为市场标准是将购电协议价格与相应购电协议期限的未来市场报价进行基准比较，而未来市场反映了对未来电力价格发展的最佳预测。

随着未来价格在未来时间段内逐渐下降，购电协议的持续时间越长，购电协议价格的整体参考价格就越低。然而，由于可再生能源的发电量波动，可再生能源只能实现其特定的阶段价格，因此参考的未来基准价格必须通过将其与特定可再

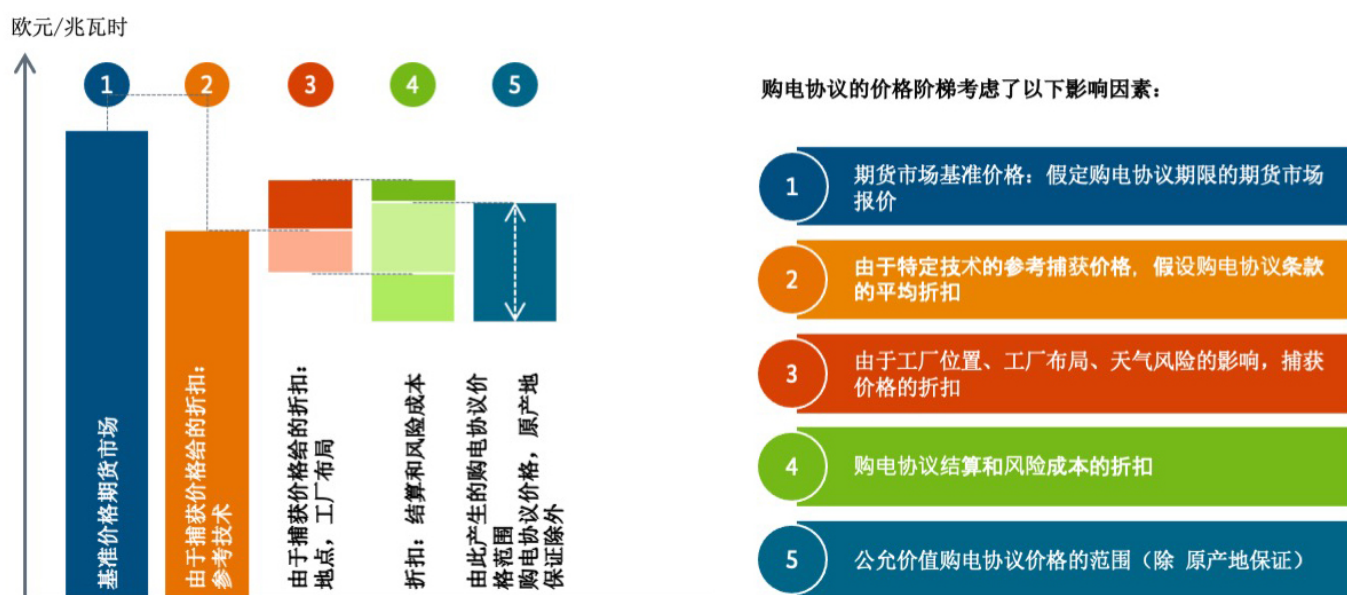
生能源电厂的预期捕获率相乘来减少。可再生能源电厂性能越好，捕获率越高，未来参考价格对资产的折价就越少。

得出的价格还会因结算和风险成本而进一步降低，这些成本因购电方的风险评估和结构能力而异。由此，购电协议价格是在发电方（卖方）和购电方（买方）之间公平风险分配的基础上确定的——因此被称为公允价值购电协议价格。源自来源担保证书的额外收入通常另外确定，并由买方支付。

图 29 描述了购电协议价格形成的系统方法，以未来电力价格作为参考，并考虑了上述折价及风险。

图 29： 购电协议价格计算级联图

资料来源：enervis

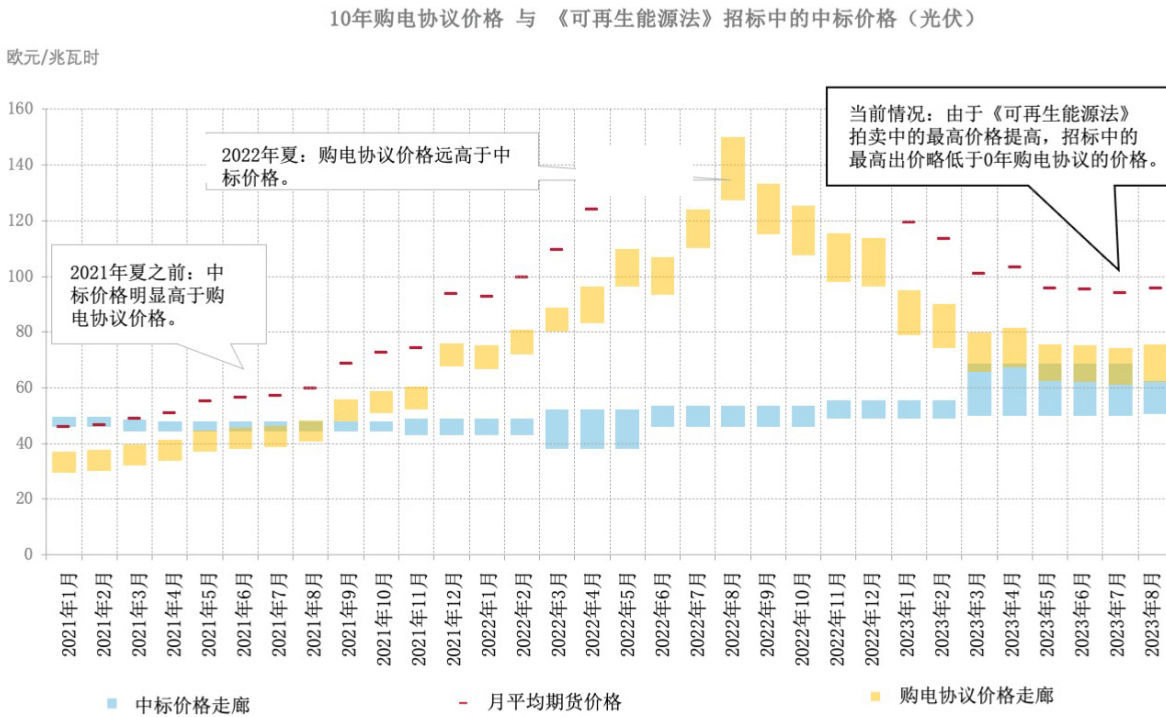


追踪 10 年期的公允价值按产量支付的购电协议价格范围，可以发现购电协议市场与 EEG 招标中地面光伏项目获得的中标价格之间的固定收入差异。由于招标期限较长且 EEG 中标价格高于购电协议价格水平，EEG 计划对于有资格获得 EEG 支持的项目而言，比购电协议更具吸引力。随着未来价格的上升，以及相应的购电协议价格的上涨，到 2021 年底，尽管招标期限和风险不同，但购电协议的需求急剧上升。到 2023 年，随着 EEG 招标上限价格的上涨和市场未来价格的下降，购电协议的吸引力略有下降。

升，以及相应的购电协议价格的上涨，到 2021 年底，尽管招标期限和风险不同，但购电协议的需求急剧上升。到 2023 年，随着 EEG 招标上限价格的上涨和市场未来价格的下降，购电协议的吸引力略有下降。

图 30：10 年期按产量支付的公用事业购电协议价格与 EEG 招标中地面光伏项目的中标价格比较；购电协议价格范围基于公允价值购电协议价格计算，并假设典型的折价情况；为了便于识别，未来价格超过 160 欧元

来源：enervis



3

中国可再生能源和储能发展



3 中国可再生能源和储能发展

中国雄心勃勃的可再生能源扩张目标需要强大的融资体系做后盾，以支持对可再生能源项目的大规模投资。在可再生能源开发领域的不同类型实体中，中国的国有企业（SOE）发挥着核心作用。它们遵循中国政府制定的发展路径，在全国范围内进行大规模投资和开发可再生能源项目。为了促进这一重要使命，国家出台了各类政策支持计划，如绿色电力证书（GEC）交易计划和“整县光伏”试点等等。这些支持机制催生了在中国开发和运营可再生能源资产的不同商业模式。目前，亟需更多政府支持来促进储能投资，这是平衡可再生能源发电波动性并确保中国绿色转型成功的关键。

3.1 中国可再生能源政策和项目开发

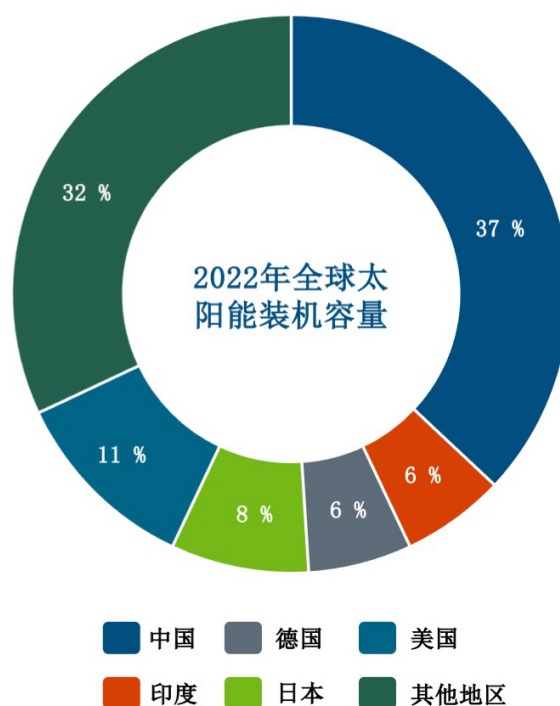
中国政府制定了雄心勃勃的碳减排目标，力争于 2030 年前碳排放达峰，并于 2060 年前实现气候中和。其目标之一是，中国力争到 2030 年非化石燃料在一次能源消费中的比重达到 25%，并完成 1200 吉瓦的太阳能和风能装机。⁴⁴到 2060 年，预计非化石燃料占其总能源消费的 80%。⁴⁵电力储存的发展也是中国的重点之一，到 2030 年，达到 100 吉瓦的储能装机容量。⁴⁶

截至 2021 年底，中国可再生能源装机容量达 1063 吉瓦，领先全球（见图 31）。仅去年，中国新增的太阳能装机（100 吉瓦）就超过了德国太阳能总装机容量。⁴⁷

为实现其雄心勃勃的长期目标并保持快速实施步伐，中国可再生能源扩张需要强大的融资体系做后盾，以支持对可再生能源项目的大规模投资。

图 31： 2022 年全球太阳能装机容量

资料来源：德国能源署（dena），基于 IRENA 2023 年可再生能源装机容量统计数据



⁴⁴ 考虑到中国目前在扩大风能和太阳能装机容量方面前所未有的速度，超过这些目标似乎是非常有可能的

⁴⁵ “创新分布式发电和储能，” 德国能源署，2022 年，链接：https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2023/202301_En-trans_Innovation_report_en.pdf

⁴⁶ “中国计划在 2025 年前实现更便宜、更持久的能源储存，” 彭博社，2022 年 3 月 21 日，链接：

<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-03-21/china-plans-for-cheaper-longer-lasting-energy-storage-by-2025>

⁴⁷ “太阳能光伏，” 国际能源署，访问时间：2023 年 10 月 6 日，链接：<https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>

3.1.1 可再生能源开发商

中国的可再生能源项目开发商大致可以分为三类：国有企业、私营企业和国际投资者（见表 5 概述）。

表 6： 中国参与可再生能源项目开发的实体类型

资料来源：德国能源署（dena）

国有企业	私营企业	国际开发商
包括中央政府或地方政府拥有的大型电力企业，通常既开发又运营可再生能源项目	非政府企业（通常是原始设备制造商），通常与国有企业合作开发可再生能源项目	包括大型国际可再生能源企业和全球投资企业，主要专注于以利润为导向的可再生能源投资
示例： 国家能源投资集团、国家电力投资集团企业、中国华能集团	示例： 汉能控股集团、天合光能、晶科能源控股集团、联合光伏集团	示例： Enel 绿色电力企业、法国电力企业、西门子歌美飒可再生能源企业、中华电力

虽然在中国参与可再生能源项目开发没有任何限制，但迄今为止国有企业处于绝对主导地位。国有企业的主导地位表现在其巨大的财务资源、强大的政府支持和完善的基础设施。上述优势使国有企业能够进行长期投资，并在全国范围内开发和运营可再生能源项目。

示例：国有企业

中国华能集团

中国华能是中国五家最大的国有发电企业之一，注册资本为 349 亿元人民币。企业专注于投资、建设、运营和管理发电资产，以及生产和销售电力。

华能集团已在全国 29 个省份和地区完成了共计 152 个可再生能源项目。

根据其自述，华能集团计划在 2023 年开始建设超过 3000 万千瓦的可再生能源项目，投资超过 1000 亿元人民币。

金昌太阳能光伏电站。版权所有：中电控股有限公司。



Jinchang Solar Power Station. Copyright: CLP Holdings Limited.

中华电力是一家总部位于香港的大型电力企业，也是中国内地能源领域最大的外部投资者。

自 1979 年以来，中华电力一直积极投资中国内地的电力行业，扮演了开发者、投资者、项目管理者 and 运营商的角色，拥有 7180 兆瓦的发电和储能容量，并在 16 个省、自治区和直辖市进行投资。

中华电力在中国累计拥有超过 50 个发电资产，其中 23 个为全资所有。资本投资总额约为 500 亿港元。

尽管其投资组合中仍包含煤炭资产，但中华电力主要专注于清洁能源投资。截至 2023 年 8 月，其投资组合中 67% 为非碳能源，包括 17% 的风能和 6% 的太阳能项目。

表 5： 资产类型和地点概览

数据来源：德国能源署，基于 2023 年中华电力中国企业宣传册

资产类型	总容量（兆瓦）	地点
核能	2,685	广东
煤炭	1,776	北京、河北、内蒙古、辽宁、陕西、山东、天津
风能	1,209	广东、广西、贵州、吉林、山东、上海、云南
储能	618	广东、吉林、江苏、云南
太阳能	402	甘肃、广东、江苏、辽宁、云南

长期以来，中国国有企业主要专注于开发大型地面太阳能电站或大规模风电场。随着近年来国家政策开始转向分布式能源，国有企业也开始更多地投资分布式发电项目。许多私营光伏制造商，原本是分布式能源项目的主要开发者，逐渐被国有企业取代或被其收购。例如，2020 年，中国华能集团收购了光伏龙头企业协鑫新能源的资产，后者当时是中国第二大光伏项目开发商。

正如一位受访专家所观察到的那样，国有企业将营收潜力和国家政策偏好视为最重要的投资准则。一般来说，力求获取和持有尽可能多的资产，同时保持对项目的控股地位。此外，国有企业倾向于开发并运营这些资产，从电力销售直至资产退役。

私营企业仅拥有少量可再生能源项目，因为与拥有市场和政策杠杆优势的大型国企竞争通常颇具挑战性。国际开发商参与中国可再生能源项目开发的程度更为有限，其投资具有强烈的盈利导向。然而，随着国有企业在分布式能源领域参与度的增加，近期国有企业与私营开发商的合作变得日益普遍。与国企相比私营企业通常与当地电网企业或地方政府有着更好的联系。据一位受访专家分享，私营企业有时也会首先获得项目开发权，然后将其出售给国企。

3.1.2 可再生能源支持计划及相关商业模式

为支持可再生能源发展，中国自 2009 年起实施了上网电价 (FiT) 补贴政策。起初，这一政策主要针对风电，后于 2011 年扩展到太阳能光伏领域。长达 20 年的上网电价在推动中国早期可再生能源发展中发挥了关键作用。太阳能和风电企业都能享受高于市场价格的保证价格。上网电价还在不同地区设定了不同的等级，以适应不同的风能资源和日照条件，但总体而言足以激发投资热情，大量开发商涌入可再生能源领域。针对分布式太阳能项目，国家电网还宣布了单独的补贴政策（见表 7）。

表 7： 分布式太阳能上网电价直接补贴历史

来源：德国能源署 (dena) 基于 GIZ 2021 年数据⁴⁸

2013 - 2018	0.42 元/千瓦时
2018	人民币 0.37 元/千瓦时
2019 - 2020	工商业： 1. 0.10 元/千瓦时 2. 0.5 元/千瓦时
	居民： 1. 0.18 元/千瓦时 2. 9.8 元/千瓦时
2021	居民： 0.03 元/千瓦时
2022	停止发放

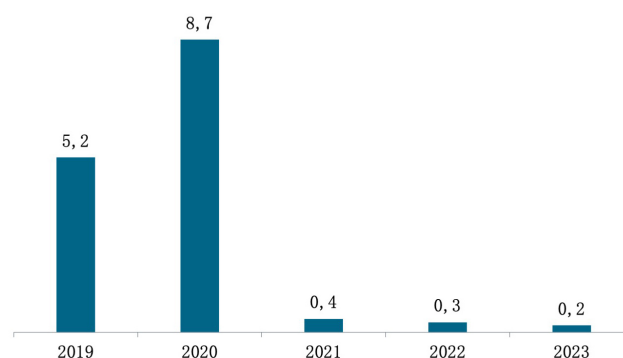
符合补贴资格的发电项目数量迅速增长，导致可用资金池很快耗尽，进而引发补贴支付拖欠现象。截至 2021 年底，累积

拖欠的补贴估计高达 4000 亿元人民币（约合 500 亿欧元）。2016 年-2020 年间新建的可再生能源项目中，超过 90% 未收到任何补贴资金。⁴⁹随着可再生能源项目成本竞争力的增强，截至 2021 年底，新建太阳能和陆上风电项目的上网电价补贴最终被取消。居民太阳能补贴则持续至 2022 年。

针对上述上网电价补贴支付拖欠问题，中国政府引入一系列额外政策措施，目的是弥补资金缺口并支持可再生能源的应用。其中一项政策是 2017 年由国家发改委推出的自愿性**绿色电力证书**⁵⁰易计划。这种基于市场的机制在推出时为符合条件的可再生能源项目提供与其生产的清洁能源量相当的证书，条件是放弃任何上网电价补贴。证书可以出售给需要弥补其清洁能源产出缺口的企业或个人。不允许进行二级市场交易。因此，这些证书实质上是将上网电价补贴支付义务从政府转移到购买者，而不是建立一个能够产生超出已有产能的可再生能源项目市场。⁵¹最初只有陆上风电和太阳能发电项目才有资格获得绿色证书。

图 32： 2019 年首批太阳能光伏平价上网项目（单位：吉瓦）

来源：Apricum 集团 2019⁵²



尽管到 2021 年 1 月，中国已发行超过 2700 万张绿色证书，但实际交易量相对较低，不足 4.2 万张（占 0.15%）。⁵³2022 年，共发行了 2060 万张绿色证书，相当于 206 亿千瓦时电量。然而，这仅占当年中国可再生能源发电总量的 0.8%。2023 年 8 月发布的一项政策更新可能改变这种状况。⁵⁴所有类型的可再生能源电力均有资格参与绿色电力证书交易计划。

绿电证书的主要客户包括对绿色电力有特定需求的出口型企业、大型央企、国有企业、跨国企业等。根据国家能源局数据，每张绿色证书代表 1000 千瓦时的可再生能源电力。根据中国绿色电力证书认购交易平台数据，目前可再生能源供应商出售的证书价格大约在 0.03 至 0.05 元人民币/每千瓦时（约合 0.0042 至 0.0069 美元）之间。⁵⁵

⁴⁸ “中国能源转型现状报告 2021，” 中德能源转型研究项目，链接：https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2021/China_Energy_Transition_Status_Report_2021.pdf

⁴⁹ “中国将设立特殊目的公司来解决未支付的可再生能源补贴问题，” 中外对话，2022 年 8 月 18 日，链接：<https://chinadialogue.net/en/digest/china-special-purpose-firms-to-tackle-unpaid-renewables-subsidies/>

⁵⁰ 绿色电力证书可被视为中国版的可再生能源证书

⁵¹ Sandalow 等，“中国气候政策指南，” 牛津能源研究所，2022 年

⁵² “中国太阳能光伏市场走向无补贴时代，” Apricum 集团，2019 年 11 月 19 日，链接：<https://apricum-group.com/towards-a-subsidy-free-era-for-chinas-solar-pv-market/>

⁵³ 刘立灿，“绿色证书’ 现已覆盖所有可再生能源，” 2023 年 8 月 10 日，链接：<https://chinadialogue.net/en/digest/green-certificates-now-cover-all-renewable-power/>

⁵⁴ 国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知 [Notice of the National Development and Reform Commission Ministry of Finance National Energy Administration on the Complete Coverage of Renewable Energy Green Power Certificates to Promote Renewable Energy Power Consumption]，国家发改委，2023 年 8 月 3 日，链接：https://zfxgk.ndrc.gov.cn/web/item-info.jsp?id=20256&mc_cid=9c442bb9aa

⁵⁵ “中国绿色能源，” 访问时间：2023 年 10 月 6 日，链接：<http://www.greenenergy.org.cn/>

自2018年起，国家能源局开始针对各省实施可再生能源消费配额，适用于拥有自己电源的省级电网企业和大型工业企业。所谓的**可再生能源义务**要求购买国家为每个省份设定的最低比例的可再生电力。与英国的“可再生能源义务”或美国的“可再生能源组合标准”等类似规定不同，后两者规定了具有法律约束力的长期目标，而中国的可再生能源义务仅限于包括当年在内的三年期消费目标。因此，这项义务更像是行政规划配额，对长期基于市场的清洁能源投资给予的激励有限。⁵⁶正如一位受访专家所述，中国原本试图效仿美国或英国的模式，但最终该举措未能成功。

2022年底，一项新政策明确了绿色信贷将作为执行能源消费配额的核算系统。此外，各省被授权使用绿色证书来抵消超限消费，这使得该计划更具吸引力。

为了促进向无补贴项目的转型，国家发改委推出另一项政策举措，名为“平价上网项目”，这是一项基于拍卖的计划。该计划于2019年启动，向投标价格低于或等于现行燃煤电价（“平价上网”）的新风电和光伏项目，或自愿转为无补贴状态的太阳能项目提供至少20年期的购电协议。⁵⁷

第一批共有168个平价上网项目获准，总容量达20.76吉瓦，包括风能（4.51吉瓦）、太阳能光伏（14.78吉瓦）和所谓的“分布式交易试点项目”（1.47吉瓦）。这些项目分布在16个省份，预计将于2019年-2023年间投产（见图32）。尽管这些项目的开发商未从中央政府获得直接现金补贴，但在某些情况下享有土地使用费减免等优惠。⁵⁸

2021年，中国政府还启动了一项全国绿色电力交易试点。该试点初步涵盖风能和太阳能发电，并计划扩展到水电和其他清洁能源。⁵⁹该计划使绿色电力生产商能够向愿意购买绿色电力的客户直接售电，并通过绿色电力交易所以略高于化石燃料电力的价格进行交易。完成交易后，绿色电力的最终用户将获得绿色电力消费凭证。

目前，交易量相对较低，而且各个省份的市场情况也各不相同。⁶⁰尽管在许多地区可再生能源已实现或超过平价上网，但绿色电力的定价仍维持在高于现货市场价格的溢价水平。⁶¹首批绿色电力交易涉及17个省份的259个市场参与者，交易电量达到79.35亿千瓦时，其中国家电网企业运营区域交易了68.98亿千瓦时，南方电网运营区域交易了10.37亿千瓦时，平均价格提高了2.7分/千瓦时。绿色电力交易价格比当地中长期电力交易价格高出0.03-0.05元/千瓦时。2022年1月-12月，全国绿色电力省级交易量为227.8亿千瓦时，仅12月

份全国绿色电力省级交易量就达28.4亿千瓦时。⁶²在参与绿色电力交易的企业中，钢铁等重工业企业和互联网巨头是主要买家。

在部分省份，尤其是面临弃风弃光问题的省份，政府推出了**双边合同试点**。根据该试点计划，实施保障性收购小时数，即风电和太阳能项目每年产生的最低小时数由当地电网企业保证收购。超出最低年产生可再生电力小时数的生产商被激励通过电力市场交易其剩余电力，包括利用企业购电协议出售电力。但企业购电协议仍相对罕见，并且这些交易的具体情况，特别是定价细节，通常并不公开。⁶³

碳市场为可再生能源项目的开发提供了额外激励。中国目前建立了七个区域试点碳市场和一个全国碳排放交易体系（ETS）。⁶⁴在这些市场中，可再生能源项目能够产生并销售碳信用，为开发商带来额外的收益。

免税和减税等**税收优惠政策**是政府刺激可再生能源投资的重要手段。例如，据一位受访专家介绍，有一项针对新能源的政策称为“三半政策”，即前三年免征所得税，之后年份减半征税。这类政策很可能因各国和地区的具体情况而异。此外，为提高可再生能源项目的盈利能力，还可能提供地区性或省级的针对性补贴，例如建设费用补贴等。

对于分布式太阳能项目而言，由于其发电并入电网的价格相对于零售电价来说较低，因此**自发自用**成为当前最具吸引力的商业模式。通常，项目将多余的电力出售给外部电网。⁶⁵根据专家的说法，对于工业、商业和公共领域的客户而言，就地消费是最普遍的做法。对于那些致力于实现碳中和目标的企业，如晶科能源或阿里巴巴集团（详见信息框），投资于现场分布式能源设施是一个特别可行的选择。

⁵⁶ David Sanadalow 等，“2022年中国气候政策指南”，牛津能源研究所；Andres Hove，中国可再生能源的当前发展方向，2022年6月，链接：<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Current-direction-for-renewable-energy-in-China.pdf>

⁵⁷ Anders Hove，“中国能源行业低碳转型评估：框架论文”，2023年2月，链接：<https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2023/02/Assessing-Chinas-power-sector-low-carbon-transition-a-framing-paper-CE4.pdf>

⁵⁸ “中国披露首批15吉瓦平价上网太阳能项目的详细信息”，光伏杂志，2019年5月22日，链接：<https://www.pv-magazine.com/2019/05/22/china-reveals-details-of-first-15-gw-of-grid-parity-solar/>

⁵⁹ “开展绿色电力交易试点，推动构建以新能源为主体的新型电力系统”，[Carry out pilot green power trading and promote the construction of a new type of power system dominated by new energy]，国家发改委，2021年9月7日，链接：https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/xwfb/202109/t20210907_1296138.html?code=&state=123

⁶⁰ “解析中国绿色电力市场和绿色电力证书”，Seneca ESG，2023年9月20日，链接：<https://www.senecaesg.com/insights/in-sights-chinas-green-electricity-market-and-certificates-explained/>

⁶¹ Anders Hove，“中国能源行业低碳转型评估：框架论文”，2023年2月，链接：<https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2023/02/Assessing-Chinas-power-sector-low-carbon-transition-a-framing-paper-CE4.pdf>

⁶² “绿色能源交易的回顾与评析”，[A Review and Critique of Green Power Trading]，君合律师事务所，2023年3月9日，链接：<https://www.junhe.com/legal-updates/2082>

⁶³ Yuhuan Shen; Carolyn Addy，“中国的可再生能源-你需要了解什么”，南极点，2022年4月8日，链接：<https://www.southpole.com/blog/renewable-energy-in-china-heres-what-you-need-to-know>

⁶⁴ 目前，它是世界上规模最大的碳市场

⁶⁵ “中国可再生能源营销模式”，Rödl & Partner，访问时间：2023年10月6日，链接：www.roedl.com/renewable-energy-consulting/markets/countries/marketing-models-china

投资于可再生能源的企业介绍：

晶科能源

晶科能源是一家中国太阳能电池板制造商，同时也是全球最大的光伏组件生产商之一。

目标：

晶科能源于 2020 年 9 月加入 RE100 和 EP100 倡议，成为全球首家加入这两个倡议的太阳能组件制造商。企业设定了明确的目标，即到 2025 年在其全球业务中实现 100% 的可再生电力使用，中期目标是到 2023 年，力争达到 70% 的使用率。

措施：

为了达成这一目标，企业制定了详尽的 RE100 路线图。作为路线图的一部分，晶科能源于 2022 年宣布启动其首个海外“RE100 工厂”，该工厂完全依赖可再生能源运行。马来西亚的乐山工厂通过大约 7GW 的垂直一体化太阳能电池模块以及外部采购，保证了生产和运营过程中 100% 使用绿色电力。

企业还宣布启动第二个“RE100 工厂”。位于楚雄的工厂利用当地的水电站资源、场外太阳能装置，以及安装在厂房屋顶的战略性太阳能光伏阵列，综合这些组合资源实现其可再生能源目标。

投资于可再生能源的企业介绍：

阿里巴巴集团



版权所有：阿里巴巴集团

阿里巴巴集团是一家中国科技巨头，专注于电子商务、技术和多元化在线服务。

目标：

阿里巴巴集团设立了雄心勃勃的可持续发展目标，旨在到 2030 年实现其运营的碳中和。此外，企业还计划在同一年内，将所有阿里巴巴云数据中心过渡到完全依赖清洁能源运行。

措施：

阿里巴巴集团采取的可持续发展措施包括其物流部门菜鸟在符合条件的地点部署分布式太阳能。截至 2022 年 3 月，该部门已在屋顶安装了 24.9 兆瓦的太阳能，为其仓储业务提供动力，并将剩余电力出售给电网。

此外，阿里巴巴还积极参与现场能源储存，被认为是中国最大的可再生能源买家之一（来源：彭博新能源财经，2021）。企业还通过绿色债券投资于可再生能源和电池储存项目。

中国政府也认识到分布式能源自发自用在缓解能源贫困和赋能农村社区方面的潜力。这促成了独特的“光伏扶贫项目”计划的实施，该计划在“十三五”期间(2016-2020 年)的投资额超过 200 亿元人民币（约合 25 亿欧元）。

2021 年 6 月，国家能源局启动了一个专项计划，以促进政府和公共建筑屋顶分布式光伏的发展：该计划被称为“**整县屋顶分布式光伏**”试点。该政策出台之前，公共建筑屋顶上基本上没有任何太阳能装置。

该政策规定，到 2023 年底，（屋顶）太阳能电池板应覆盖：

- 50%的党政机关建筑；
- 40%的学校、医院和其它公共建筑；
- 30%的工业和商业空间；
- 20%的农村家庭。

此外，到 2025 年，所有新建公共建筑和工厂应该有 50% 的屋顶安装太阳能电池板。

国家发改委报告指出，到 2022 年底，该计划已登记超过 66 吉瓦的拟建分布式太阳能项目。对比来看，这一数字大约相当于整个德国的太阳能装机容量。

该计划由地方政府负责管理，他们通过招标或拍卖程序处理项目开发权归属。在此过程中，选定单一供应商和安装商来负责一个县级行政单位内的所有安装工作。这大幅降低了分布式太阳能的成本，尤其是在客户获取和签约等软成本方面。⁶⁶

县政府通常不提供任何形式的资金来支持项目开发，因此自筹资金成为必需。据一位行业专家介绍，县政府有时会在招标中为项目的特定部分提供一些补贴（例如施工一次性补偿）。

国家能源局指出，试点应以竞争性方式进行，并以市场为主导，鼓励所有符合条件的企业参与投标。然而，根据现有的公开数据，大多数地方政府似乎更倾向于与国有企业合作来开发本县的分布式能源项目，而不是选择小型私营开发商。⁶⁷采访的专家表示，地方政府利用该计划吸引县内的其他投资并不罕见。鉴于这些情况，为何有着更强议价能力的国企才更有可能赢得这样的投标就显而易见了。

如前一小节所述，在分布式能源项目开发中与民企合作非常普遍。中企国云（见下方信息框）的一位项目经理在接受“中国项目”采访时表示：“即便是国有企业在投标阶段赢得了项目，但通常还是必须外包给本地企业，因为国企缺乏本地化运作的关系。”这位项目经理还提到，私营开发商之间在这类项目的开发上竞争“异常惨烈”。⁶⁸

商业模式示例

（作为“整县光伏”试点项目的一部分）

开发商：

中企国云能源科技有限公司（Statecloud Energy）——一家私营太阳能开发企业

流程：

- 中企国云成功赢得了在山东章丘地区 90 所学校和 30 家医院屋顶安装太阳能电池板的招标项目。
- 作为对建筑物所有者提供屋顶安装太阳能电池板的补贴，中企国云将在向所有者出售电力时提供 10% 的优惠。在屋顶所有者不需要所产生电力的情况下（例如在公共假期），剩余的电力将被出售给当地电网企业。
- 资本投资回报率目标设定在 6-6.5%。（作为比较：国际私募股权投资通常以 12% 作为目标回报率，而中国国企的目标通常为 8%）

“绿色试点区”是中国政府与中国人民银行联合发起的另一项政府计划，目的是促进对可再生能源项目和技术的投资。迄今为止，已在浙江、广东、江西、贵州和新疆五个省区设立了八个绿色金融试验区。在试验区内，金融机构获得一系列激励措施来资助清洁低碳产业。这些试验区旨在在不同经济和发展条件的地区测试多种绿色金融方法，然后在更广的范围内推广。特别是在资源丰富的新疆，试验区的重点是实施绿色金融以促进清洁能源转型。⁶⁹

⁶⁶ Anders Hove, “客座文章：中国的农村太阳能政策如何能促进热泵发展”，中外对话，2023 年 6 月 19 日，链接：<https://www.carbonbrief.org/guest-post-how-chinas-rural-solar-policy-could-also-boost-heat-pumps/>

⁶⁷ “整县分布式光伏追踪：75 个市区县敲定开发企业，” [Whole County Distributed PV Tracker: 75 Urban Counties Finalize Developers] 2021 年 7 月 26 日，链接：<https://mp.weixin.qq.com/s/N8-DYe0cvfsJTheERSgz4Q>

⁶⁸ David Fishman, “中国太阳能光伏热潮的屋顶视角，”中国项目，2023 年 2 月 20 日，链接：<https://thechinaproject.com/2023/02/20/a-boots-on-the-rooftop-view-of-chinas-solar-photovoltaic-boom/>

⁶⁹ Mengwei Sha, “揭秘中国绿色金融试验区，”绿色金融平台，2022 年 6 月 1 日，链接：<https://www.greenfinanceplatform.org/blog/uncovering-chinas-green-finance-pilot-zones>

3.1.3 项目开发与投资

图 33： 中国可再生能源项目的开发阶段

来源：德国能源署（dena）



如图 33 所示，可再生能源项目开发通常分为四个阶段：许可、施工、投产和长期运营

第一阶段需要申请多个许可，包括土地使用许可和基于可再生能源配额的中央和地方政府许可。在这一阶段，开发商还需要与当地电力企业协商长期合同，通常会保证一定时期的固定价格。

据受访者称，获取所有必要许可是一个极其复杂的过程，民营企业与国际企业可能缺乏足够的资源应对。而国企在这一过程中通常没有太多困难，因其习惯了例行处理许可申请，并且一般更容易地获得政府批准。

在随后的阶段，开发商通常会与原始设备制造商和/或租赁企业签订合同。在投产阶段，项目竣工后并网发电。此时，可能会出现从项目开发到项目运营者的角色转变。之后，项目即进入长期运营阶段。

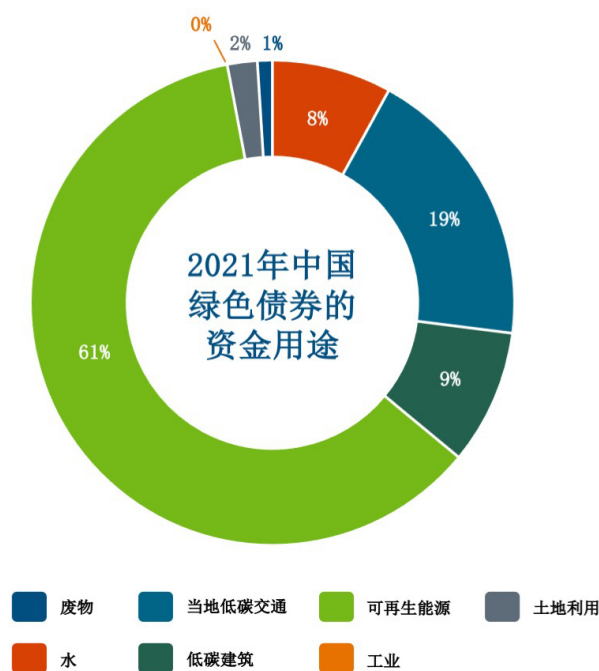
根据专家访谈得出的结论，可再生能源项目在早期开发阶段，开发商主要依靠**自筹资金**。此阶段，由于项目风险较高，难以吸引外部投资，这凸显了财力雄厚的国企在可再生能源项目开发中的优势。

当项目进入施工阶段后，开发商获得了更多的外部融资机会。他们可能寻求金融租赁企业、地方政府投资平台、基金会（如能源基金会（中国）⁷⁰）、国际投资企业⁷¹、政府示范项目专项基金或绿色债券等多种融资渠道。

中国**绿色债券**市场始于中国人民银行 2015 年《绿色债券支持项目目录》的发布。⁷²自那时起，绿色债券已成为中国的一种广泛融资工具。⁷³近年来，为了与国际标准接轨，中国采取了多项措施，如将煤炭项目从债券支持项目目录中移除。⁷⁴如图 34 所示，2021 年中国绿色债券的收入主要用于可再生能源投资。

图 34： 2021 年中国绿色债券的资金用途

来源：德国能源署（dena）数据基于气候债券倡议组织和商道融绿 2021⁷⁵



在可再生能源项目施工阶段，商业银行会对这些项目进行评估。项目建成后，就可以从商业银行获得长期的“**绿色信贷**”。这种贷款通常来自中国大型国有银行。例如，中国开发银行（CDB）宣布，将在“十四五”规划期间（2021-2025 年）提供 5000 亿元人民币（超过 620 亿欧元）的贷款支持绿色能源项目。⁷⁶受访的行业专家证实，迄今为止，绿色信贷是项目开发最主要的投资来源，且多数流向大型国有企业。

⁷⁰ 能源基金会（中国）是一家致力于支持中国可持续能源发展的慈善捐助组织。截至 2022 年底，能源基金会（中国）已资助了在中国境内由 917 个受助方运营的 3,693 个项目，总资助金额近 4.5 亿美元

⁷¹ 在这种情况下，贷款通常在项目竣工后转换为资产

⁷² “中国人民银行公告（2015）第 39 号，” [People’s Bank of China Announcement [2015] No. 39], The State Council of The People’s Republic of China, at https://www.gov.cn/xinwen/2015-12/22/content_5026636.htm.

⁷³ 到 2022 年，中国已成为全球第二大绿色债券市场

⁷⁴ Gao Baiyu, “中国的新绿色债券目录可能会更加绿色，” 中外对话，2020 年 7 月 9 日，链接：

<https://chinadialogue.net/en/business/chinas-new-green-bond-catalogue-could-be-greener/>

⁷⁵ “中国绿色金融政策分析报告 2021，” 气候债券倡议和商道融绿，链接：

https://www.climatebonds.net/files/reports/policy-analysis_report_2021_en_final.pdf

⁷⁶ Xu Yihe, “中国发放绿色贷款 助力可再生能源项目繁荣，”

Upstream, 2021 年 6 月 16 日，链接：<https://www.upstreamonline.com/energy-transition/china-initiates-green-loan-to-finance-renewable-project-boom/2-1-1025805>

3.2 中国的储能投资

随着中国不断扩大其可再生能源装机容量，经济实惠的储能将成为平衡可再生能源发电波动和保障中国成功实现绿色转型的关键。

目前，高昂的成本是大规模部署储能的主要障碍。业内专家指出，由于电力定价机制的影响，储能的投资回报率仍然不理想。

尽管如此，截至 2022 年，中国的储能投资总额达到 2.7 万亿元人民币，占可再生能源总投资的 29.3%。其中，锂电池储能投资规模达 2.2 万亿元人民币，约占 23.6%。⁷⁷

截至 2022 年 5 月，已有 23 个省份要求可再生能源配储比例至少达到 10%⁷⁸，但这类项目更可能由国企开发。如前所述，在可再生能源项目开发领域，国企通常更愿意承担项目风险较高且经济回报较低的项目，因为它们可以更容易从商业和开发银行获得低利率融资。⁷⁹这与私人投资者形成对比，后者

可能由于缺乏足够的经济激励而不愿进行大规模的储能投资。

国家能源局 2022 年 3 月发布的《“十四五”新型储能发展规划》为储能投资的经济可行性——包括对私人投资者的吸引力——提供了乐观的前景。⁸⁰规划要求，到 2025 年，实现单位储能成本下降 30%。达成这一目标后，成本预计将降至每千瓦时 0.8-1.0 元人民币（约合 0.12-0.15 美元），使储能系统在没有补贴的情况下具备财务可行性。分析师预计，实现成本降低目标后，配套储能系统的太阳能电站的年回报率可达 15.6%。⁸¹这将有助于中国实现“十四五”规划制定的 2030 年 100 吉瓦储能装机目标。⁸²

规划还首次提出建立储能发展基金的可能性，并强调市场力量（包括发电公用事业公司和独立服务提供商）在储能项目投资中的作用。⁸³

⁷⁷ “2022 年，中国的储能投资总额将达到 2.7 万亿元，风电和光伏总投资将达到 3.4 万亿元！” [In 2022, China's total investment in energy storage will be 2.7 trillion yuan, and total investment in wind power and photovoltaic will be 3.4 trillion yuan!] 储能，2023 年 1 月 31 日，链接：<https://m.bjx.com.cn/mnews/20230131/1285530.shtml>

⁷⁸ 这样的法规旨在促进可再生能源有效融入电网。通过在能源峰值时段储存多余能量，并在需要时释放，可以确保电网稳定

⁷⁹ Lei Bian, “中国在扩大储能投资中的影响，” 储能与节约：2023 年 6 月第 2 卷第 2 期，链接：<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772683523000110>

⁸⁰ 国家发展改革委员会、国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知 [National Development and Reform Commission National Energy Administration on the issuance of the “14th Five-Year Plan” new energy storage development

implementation program notice], 国家能源局，2022 年 1 月 29 日，链接：http://zfxgk.nea.gov.cn/2022-01/29/c_1310523208.htm

⁸¹ Eric Ng, “气候变化：中国的五年规划表明，我国将在 2030 年前大幅削减工业储能系统成本，保持世界领先地位，” 南华早报，2022 年 2 月 24 日，链接：https://www.scmp.com/business/article/3168078/climate-change-china-slash-costs-energy-storage-systems-industry-leapfrog?module=perpetual_scroll_0&pgtype=article&campaign=3168078

⁸² “中国储能行业：政策和投资机会，” 中国简报，访问时间：2023 年 10 月 6 日，链接：<https://www.china-briefing.com/doing-business-guide/china/sector-insights/china-s-energy-storage-sector-policies-and-investment-opportunities>

⁸³ Yi Wu, “中国储能行业：政策和投资机会，” 2022 年 7 月 8 日，链接：<https://www.china-briefing.com/news/chinas-energy-storage-sector-policies-and-investment-opportunities/>



4

结论



4 结论

在过去四分之一世纪中，德国的能源格局经历了重大变革：直观来看，日益增多的风力发电站、生物质发电厂和太阳能设施重塑了乡村和屋顶（对于太阳能而言）的外观；更深层意义上，可再生能源的扩张已经对德国的电力部门产生了深远影响，并持续推动其变革。转型主要受政策驱动，尤其是得益于《可再生能源法》（EEG）提供的支持机制，使得大规模投资成为可能。从2000年到2021年，陆上风电容量从6.1吉瓦增至58.1吉瓦，太阳能光伏容量从0.1吉瓦增至67.4吉瓦。最初的十年中，可再生能源装置在市场以外运行：上网电价保障了输入电网的电价水平，简化了基础商业模式，仅将数量风险留给设施运营商。

2012年情况发生了转变。对于大型设施，政府引入了直销结合市场溢价的机制，作为可再生能源发展的新范式。这意味着风能、生物质和太阳能设施可以在批发市场和辅助服务市场提供其产出或服务。市场参与导致了更复杂的商业模式的出现，这些模式能有效利用市场机会并适应相关风险，另外，也出现了适应新形势的金融模式。2017年引入拍卖机制来确定市场溢价，这是向市场整合迈出的又一重大步骤。

自2019年起，德国建立了针对商业项目的购电协议市场，有助于实现EEG补贴计划内的收入优化，市场与补贴计划并行。在2021年和2022年电价上涨的背景下，购电协议市场变得愈发重要。购电协议成为不符合EEG补贴条件的光伏项

目的基石，因为这是能够确保长期收入并保证银行融资的唯一途径。此外，购电协议为符合EEG资格的项目提供了临时收益优化的机会，并在补贴到期后支持可再生能源电厂的持续运营。

观察家得出这样一个结论，即可再生能源已经接近市场成熟阶段，能够在未来某个时刻服务于批发和辅助服务市场，而无需任何支持。然而，需要重点指出的是，必须辅之以分布式储能等灵活性资产，这些资产可以在批发市场上提供平衡和其他重要的辅助服务，以及实现调峰等功能。

在过去十年中，中国加速了可再生能源的扩张，每年新增容量都超过整个欧盟。到目前为止，拥有资本市场优先准入权的大型国有企业依靠上网电价补贴主导市场。但最近，中国也开始取消这种电价补贴，转而采用市场化的支持方式。与此同时，包括国内外私人投资者在内的新参与者开始涌现。根据德国的经验，实现完全市场参与的路径是可行的。特别是，一旦风能和太阳能等波动性可再生能源在能源结构中占据了主要份额，可再生能源设施参与辅助服务市场就显得尤为重要。中国应致力于吸引更多私人投资进入可再生能源领域，发展基于市场和系统友好的商业模式。这不仅适用于可再生能源资产，也同样适用于在可再生能源系统整合中发挥重要作用的分布式储能。

图片列表

图 1:	波动性可再生能源市场及系统参与	6
图 2:	支持方案的选择	7
图 3:	德国可再生能源的部署情况	8
图 5:	一个月内不同项目的收入比较	9
图 4:	不同月份的滑动市场溢价情况	9
图 6:	太阳能拍卖曲线示例	10
图 7:	绿地太阳能拍卖结果	11
图 8:	示例性陆上风电拍卖曲线	11
图 9:	陆上风电的区域划分	12
图 10:	陆上风电拍卖进程	12
图 11:	基于市场的可再生能源商业模式	13
图 13:	公用事业购电协议	14
图 12:	企业购电协议	14
图 14:	购电协议子类型概览	15
图 15:	按商业模式划分的可再生能源电力发电份额（百分比）	18
图 16:	可再生能源项目开发阶段	20
图 17:	项目规划阶段	21
图 18:	实施阶段	23
图 19:	运营阶段	24
图 20:	与财务方案有关的商业模式	24
图 21:	典型投资者 - 100 个项目和 3 吉瓦项目组合的交易流程，75%为风能项目，25%为太阳能项目；交易份额基于项目数量计算	26
图 22:	典型投资者 - 100 个项目和 3 吉瓦项目组合的交易流程，75%为风能项目，25%为太阳能项目；交易份额基于项目数量计算	27
图 23:	法律架构 - 特殊目的实体结构	28
图 24:	按容量和轮毂高度划分的主要投资成本	30
图 25:	太阳能项目的主要资本支出项	32
图 26:	大型光伏项目（>20 兆瓦）的典型成本；资本支出和运营支出对比	32
图 27:	EEG 光伏项目的现金流图表	33
图 28:	两年、五年和十年期光伏购电协议项目的历史公允价格	34
图 29:	购电协议价格计算级联图	35
图 30:	10 年期按产量支付的公用事业购电协议价格与 EEG 招标中地面光伏项目的中标价格比较；购电协议价格范围基于公允价值购电协议价格计算，并假设典型的折价情况；为了便于识别，未来价格超过 160 欧元	36
图 31:	2022 年全球太阳能装机容量	38
图 32:	2019 年首批太阳能光伏平价上网项目（单位：吉瓦）	40
图 34:	2021 年中国绿色债券的资金用途	44

表格列表

表 1:	两种不同的商业模式现金流模型的差异	22
表 2:	投资者类型	22
表 3:	EEG 和购电协议项目典型融资参数对比	29
表 4:	陆上风电项目市场标准运营成本概况和描述	31
表 6:	资产类型和地点概览	39
表 5:	中国参与可再生能源项目开发的实体类型	39
表 7:	分布式太阳能上网电价直接补贴历史	40
表 8:	光伏固定上网电价。来源：德国能源署	50
表 9:	商业模式-小型装机的净计量计费。来源：德国能源署	50
表 10:	商业模式-大型装机固定上网电价。来源：德国能源署	50
表 11:	商业模式 - 市场溢价模式。来源：德国能源署	51
表 12:	商业模式 - 传统直销。来源：德国能源署	51
表 13:	商业模式 - 企业购电协议。来源：德国能源署	52
表 14:	商业模式 - 商业购电协议。来源：德国能源署	52
表 15:	商业模式 - 分布式储能 - 独立式。来源：德国能源署	53
表 16:	分布式储能的技术选择。来源：德国能源署	53
表 17:	分布式储能的技术选择。来源：德国能源署	54
表 18:	储能商业模式。来源：德国能源署	54

附录

表 8： 光伏固定上网电价。来源：德国能源署。

容量 峰瓦功率	产消合一者 分/千瓦时	全额固定上网电价 分/千瓦时
0-10	8, 20	13, 00
20	7, 65	11, 95
40	7, 38	11, 43
50	7.06	11, 32
100	6, 43	11, 11

表 9： 商业模式-小型装机的净计量计费。来源：德国能源署

可再生能源发电 - 小型装机的净计量计费			
有关规定 详见《可再生能源法》第 20 条（溢价补贴）和第 21 条（固定上网电价）。	投资者 房屋业主，小企业	产品与服务 自用/日前市场，日内市场 计划中：平衡市场	支持（如有） 多余电力补贴
监管机构 联邦网络管理局	运营者 投资者	购电方/客户 供应商受法律强制要求（最靠近的配电系统运营商）	支持（金融） 固定上网电价补贴 （向私人或商业终端客户收取）
成本 固定资产：设施部件，测量和控制系统，保护系统；安装成本；运营成本：（保险费用；维护成本；清洁成本）。		收入 现价购买的自营收入，固定上网电价报酬	

表 10： 商业模式-大型装机固定上网电价。来源：德国能源署。

可再生能源发电 - 大型装机的净计量计费			
有关规定 详见《可再生能源法》第20条（溢价补贴）和第21条（固定上网电价）。	有关规定 详见《可再生能源法》第20条（溢价补贴）和第21条（固定上网电价）。	有关规定 详见《可再生能源法》第20条（溢价补贴）和第21条（固定上网电价）。	有关规定 详见《可再生能源法》第20条（溢价补贴）和第21条（固定上网电价）。
监管机构 联邦网络管理局	监管机构 联邦网络管理局	监管机构 联邦网络管理局	监管机构 联邦网络管理局
成本 固定资产：设施部件，测量和控制系统，保护系统；安装成本；运营成本：（保险费用；维护成本；清洁成本，所得税，管理成本）。		成本 固定资产：设施部件，测量和控制系统，保护系统；安装成本；运营成本：（保险费用；维护成本；清洁成本，所得税，管理成本）。	

表 11：商业模式 - 市场溢价模式。来源：德国能源署

可再生能源发电—市场溢价模式			
有关规定 2012年《可再生能源法》； 2017年《可再生能源法》 (拍卖介绍)，2023年《可再 生能源法》第28-28e条,第 32条,第36-36j条,第37-38b 条,第38c-38i条,第39-39i条 ,第39n-39q条,第39n条	投资者 所有人(国家、银行、私营企 业、私人投资者、可再生能源 社区)	产品与服务 批发**或现货市场(日前市 场,日内市场,平衡市场), 少量辅助服务市场	支持(如有) 溢价补贴(针对特定电厂的资 助等级由拍卖确定)
监管机构 联邦网络管理局	运营者 服务提供商*	购电方/客户 电厂业主直接通过电力交易所/ 直销企业来直接销售其生产的 电力。	支持(金融) 直至2022年7月1日,是由所 有用电者支付的 EEG 税资助 的。其后,该模式由纳税人的 钱来资助。
成本 • 固定资产:(光伏/风能系统的购买或租赁成本*)、安装成 本、资本成本、规划和许可成本、与能源供应企业的电网连 接; • 运营成本:行政成本(业务和运营管理)、土地租金成本、保 险成本、电表租金、维护成本(远程监控、电厂年度分析)、 清洁成本(光伏);运营故障;所得税。		收入 市场价格(电力交易所的销售收入)由直销商+市场溢价(市场 溢价由配电网运营商支付给 EEG 电力生产商,是当前电力交易所 价格与 EEG 补贴之间的差额),由相关配电网运营商支付	

表 12：商业模式 - 传统直销。来源：德国能源署

可再生能源发电—传统直销			
有关规定 2023年《可再生能源法》第 33c条,《能源经济法》、《 激励性规定条例》、《电网 收费条例》、《电网入网条 例》	投资者 所有人(国家、银行、私营企 业、私人投资者、可再生能源 社区)	产品与服务 场外交易市场,批发*或现货市 场(日前市场,日内市场,平 衡市场),少量辅助服务市场	支持(如有) 无
监管机构 联邦网络管理局	运营者 服务提供商;供应商(如市政 公用事业企业)	购电方/客户 所有人(多户家庭的集合;大 型工业;联合体)	支持(金融) 无更多资助
成本 • 固定资产:(光伏/风能系统的购买或租赁成本)、安装成 本、资本成本、规划和许可成本、与能源供应企业的电网连 接; • 运营成本:行政成本(业务和运营管理)、土地租金成本、保 险成本、电表租金、维护成本(远程监控、电厂年度分析)、 清洁成本(光伏)、运营故障、所得税。		收入 能源销售所产生的收入减去电价。	

表 13：商业模式 - 企业购电协议。来源：德国能源署

可再生能源发电—企业购电协议			
有关规定 2023年《可再生能源法》第33c条，2021年《可再生能源法》第21a条，原2014年《可再生能源法》第20条1款第2项，原2012年《可再生能源法》第33b条第3项，《能源经济法》、《激励性规定条例》、《电网收费条例》、《电网入网条例》	投资者 所有人：用电企业/直销商/国家、银行、私营企业、私人投资者、可再生能源社区	产品与服务 场外交易市场	支持（如有） 无（如现有电厂法定补贴到期，购电协议是保证电厂后续运营融资的一种方式）
监管机构 联邦网络管理局	运营者 服务提供商；供应商	购电方/客户 多户家庭的集合；大型工业；联合体	支持（金融） 无更多资助
成本 <ul style="list-style-type: none"> • 固定资产：（光伏/风能系统的购买或租赁成本）、安装成本、资本成本、规划和许可成本、与能源供应企业的电网连接； • 运营成本：行政成本（业务和运营管理）、土地租金成本、保险成本、电表租金、维护成本（远程监控、电厂年度分析）、清洁成本（光伏）、运营故障、所得税。 		收入 可再生电力长期交付价格（根据合同而定，固定或指数化）	

表 14：商业模式 - 商业购电协议。来源：德国能源署

可再生能源发电—商业购电协议			
有关规定 2023年《可再生能源法》第33c条，2021年《可再生能源法》第21a条，原2014年《可再生能源法》第20条1款第2项，原2012年《可再生能源法》第33b条第3项，《能源经济法》、《激励性规定条例》、《电网收费条例》、《电网入网条例》	投资者 所有人：用电企业/直销商/国家、银行、私营企业、私人投资者、可再生能源社区	产品与服务 场外交易市场，批发*或现货市场（日前市场，日内市场，平衡市场），少量辅助服务市场	支持（如有） 无（如现有电厂法定补贴到期，购电协议是保证电厂后续运营融资的一种方式，用以覆盖运营成本，如维护和租金等）
监管机构 联邦网络管理局	运营者 服务提供商；供应商	购电方/客户 多户家庭的集合；大型工业；联合体	支持（金融） 无更多资助
成本 <ul style="list-style-type: none"> • 固定资产：（光伏/风能系统的购买或租赁成本）、安装成本、资本成本、规划和许可成本、与能源供应企业的电网连接； • 运营成本：行政成本（业务和运营管理）、土地租金成本、保险成本、电表租金、维护成本（远程监控、电厂年度分析）、清洁成本（光伏）、运营故障、所得税。 		收入 可再生电力长期交付价格	

表 15：商业模式 - 分布式储能 - 独立式。来源：德国能源署。

分布式储能 — 独立式			
有关规定 《可再生能源法》（电网连接，固定上网电价）， 《能源工业法》（电网费用，电网运营商和运营电力储存设施的分离）	投资者 市政公用事业企业，能源供应商	产品与服务 套利（远期、日前、日内市场）、参与备用市场（一级、二级），以及其他辅助服务	支持（如有） 电力储存设施连接到电网的，免除 20 年的电网费，免除与购买待储存电力相关的费用
监管机构 联邦网络管理局	运营者 能源供应商，企业（赢创、博世）	购电方/客户 电网运营商，交易商	支持（金融） 无更多资助
成本 固定资产和安装成本；运营成本（保险费用；电表租金；维护成本；清洁成本），电力损耗		收入 参与市场获得的收入	

表 16：分布式储能的技术选择。来源：德国能源署

系统	优势	劣势	可用性
钠硫电池	<ul style="list-style-type: none"> 高能量密度和功率 充放电时效率高 长寿命（循环次数） 	<ul style="list-style-type: none"> 高温运行（安全风险） 高维护成本 使用腐蚀材料 	<ul style="list-style-type: none"> 商业上可获得有性能潜力研究
锂离子电池	<ul style="list-style-type: none"> 高效率 高能量密度和功率 	<ul style="list-style-type: none"> 热稳定性差（火灾风险） 	<ul style="list-style-type: none"> 商业上可获得且适用于大规模应用
钒-氧化还原流电池	<ul style="list-style-type: none"> 高容量 内存性能和容量相互独立 	<ul style="list-style-type: none"> 需要电动泵循环电池堆 	<ul style="list-style-type: none"> 示范工厂（2015 年） 商业上可获得
零排放电池（Zebra）	<ul style="list-style-type: none"> 高效率 长寿命 高能量密度 	<ul style="list-style-type: none"> 性能密度低 操作温度：270-350 摄氏度 长预热阶段（24 小时冷启动） 	<ul style="list-style-type: none"> 商业上可获得且适用于大规模应用
铅酸电池	<ul style="list-style-type: none"> 效率 80-85% 	<ul style="list-style-type: none"> 高维护成本 能量密度低 寿命循环次数少 	<ul style="list-style-type: none"> 商业上可获得且适用于大规模应用

表 17： 分布式储能的技术选择。来源：德国能源署

系统	优势	劣势	可用性
镍镉电池	<ul style="list-style-type: none"> 高电量和性能密度 高效率 	<ul style="list-style-type: none"> 镉具有毒性 法规禁止使用新的镍镉电池 镍成本高 高自放电率 	<ul style="list-style-type: none"> 镍镉电池是最古老的镍电池类型 仍在使用，但法规禁止新的应用
压缩空气储能	<ul style="list-style-type: none"> 大容量 长寿命 灵活适用 	<ul style="list-style-type: none"> 绝热压缩空气储能（无热储存）效率低 绝热系统正在开发中 	<ul style="list-style-type: none"> 地理要求：在洞穴或类似地方进行大容量空气储存是可行的
双层电容器	<ul style="list-style-type: none"> 高稳定性 高性能 快速充放电 长使用寿命 	<ul style="list-style-type: none"> 高自放电率 能量密度低 	<ul style="list-style-type: none"> 商业上可获得并被广泛使用
飞轮	<ul style="list-style-type: none"> 快速充放电 高电量密度 每个时间单位内无限循环次数 	<ul style="list-style-type: none"> 需要保护措施（以防动能爆炸） 性能范围小 	<ul style="list-style-type: none"> 商业上可获得
氢储存（小规模）	<ul style="list-style-type: none"> 长寿命 高效率 	<ul style="list-style-type: none"> LOHC 结合氢-电力储能系统的最大效率为 45% 	<ul style="list-style-type: none"> 商业上可获得，可用于住宅应用

表 18： 储能商业模式。来源：德国能源署

资产	市场参与/交付服务
独立电池	<ul style="list-style-type: none"> 套利（远期、日前、日内市场） 参与备用市场（一级、二级） 进一步的辅助服务
可再生能源装置中的电池（大规模）	<ul style="list-style-type: none"> 增加发电的销售价值（远期、日前、日内市场） 参与备用市场（一级、二级） 电力平滑峰值削减 确保按时执行计划
由产销合一者运营的电池	<ul style="list-style-type: none"> 增加可再生能源自用比例
工业用电池（负载）	<ul style="list-style-type: none"> 降低从市场采购电力的成本（远期、日前、日内市场） 通过灵活负载降低电网费用 在日前或备用市场提供需求响应 不间断电力供应

www.energypartnership.cn

网站



微信公众号



bmwk.de

