



2019 中国光伏电站资产交易白皮书

德国莱茵 TÜV 与普华永道中国
联合发布



普华永道





CEO

前言

过去的 2018 年，是中国光伏产业发展史上极不平凡的一年。中美经贸摩擦，金融去杠杆，经济周期性问题与结构性问题交织在一起，特别是光伏“5.31”新政、新能源补贴拖欠，新能源配额制出台等多重因素导致行业陷入阶段性震荡。

“5.31”新政首次对传统地面电站装机规模进行了限制，规定在国家未下发文件启动电站建设前，各地不得以任何形式安排需国家补贴的电站建设。在未来光伏新增装机容量全面放缓的情况下，行业内大中型企业将更多倚赖收并购的方式获得装机容量的提升，而行业内小型企业受国家补贴兑付延后以及经营风险影响，现金流压力较大，未来大概率通过出售资产的方式实现退出。中国光伏市场很可能将从绿地市场逐步向存量电站交易市场发展，行业集中度将会在整合后有所提升。

同时，中国光伏市场的交易中枢也将从传统集中式电站逐渐转向分布式光伏电站资产。传统集中式地面电站领域面临存量电站的兼并与整合，而分布式电站将面临更多元化的投资者与更具挑战的投资需求，我们发现，除了传统光伏电站企业投资者外，还包括基金、金融投资机构，园区 / 大中型制造业企业，甚至跨行业进入者，例如部分 500 强非能源企业，通过投资光伏市场，兑现投入绿色能源的社会承诺等。此外投资方式同样呈现多样化。

因此，在愈发激烈的竞争格局下，更专业的电站交易将更有助于相关企业平稳度过行业波动期。在行业政策与技术的冲击下，中国光伏电站投资充满着不确定性，与海外发达国家成熟投资者相比，国内投资者目前面临着缺乏战略引领与专业性、风险和运营管理能力不足、融资渠道单一等诸多挑战。为克服挑战，中国企业在光伏电站的交易过程中必须增强自身在优质项目开发、建设运营风险管理与融资等专业能力建设，以准确把握市场机会，优化资产组合。

普华永道中国与德国莱茵 TÜV 致力于携手企业，把握投资并购机遇，提高整体竞争力，我们希望通过《2019 中国光伏电站资产交易白皮书》，帮助推动企业向国际化、专业化新能源企业进一步转型升级。

2019 年注定是光伏行业转型变革的一年，中国光伏产业将步入充满机遇与挑战的良性发展的成熟期。这需要行业内企业、组织、专业顾问形成合力，凝聚共识，为光伏这一利国利民的绿色能源营造良好的新生态，推进产业迈向高质量发展时代。

邹驰骋
德国莱茵 TÜV 大中华区
太阳能服务副总裁

翟黎明
普华永道中国
能源、基础设施、矿业并购交易主管合伙人

版权声明

本报告版权为德国莱茵 TÜV 与普华永道共同所有，由德国莱茵 TÜV 大中华区及普华永道中国负责发送和进行相关市场相关研究。

本报告中的内容仅供一般参考之用，无法涵盖全部相关事项，且不构成投资或服务的要约，也不构成由德国莱茵 TÜV 与普华永道提供的投资、法律、税务或其他专业建议或服务。本报告不应用于替代专业咨询者提供的投资建议、法律意见或咨询意见。本报告中的内容是根据出版时可获得的资料编制而成的。德国莱茵 TÜV 与普华永道不对资料中所述信息的准确性或完整性作出任何明示或暗示的承诺或保证，亦没有责任就法律及商业惯例的改变进行资料更新。

德国莱茵 TÜV 与普华永道对白皮书拥有唯一著作权。本报告使用者不应依据本报告所述内容做出任何决策或采取任何行动，否则需自行承担因依赖本报告而产生的所有风险。本报告读者在进行投资决策前，仍需要获取具体专业意见，并依据自身判断进行决策。如使用者依赖报告内容作出任何商业决策或引用报告内容进行对外使用，所产生的误解、索赔和损失由使用者自行负责，德国莱茵 TÜV 与普华永道不承担责任。未经德国莱茵 TÜV 与普华永道同意，不得用于商业或其他用途，亦不得以任何形式将本报告出借、转售、出租、或在网上发布。凡阅读本报告者均受本条款及本报告一切有关版权之条款约束。

如未获得德国莱茵 TÜV 与普华永道书面允许，不得用任何方式抄袭或翻印本报告任何部分之文字及图片，在任何媒体上（包括互联网）公开引用本报告的数据和观点，否则引起的一切法律后果由该使用者自行承担，同时其行为亦涉嫌侵犯了德国莱茵 TÜV 与普华永道的著作权，德国莱茵 TÜV 或普华永道均有权依法追究其法律责任。

报告的所有图片、表格及文字内容的版权归德国莱茵 TÜV 及普华永道共同所有。其中，部分图表在标注有数据来源的情况下，版权归属原数据所有公司。

凡有侵权行为的个人、法人或其它组织，必须立即停止侵权并对其因侵权造成的一切后果承担全部责任和相应赔偿。否则我们将依据中华人民共和国《著作权法》等相关法律、法规追究其经济和法律责任。

德国莱茵 TÜV 大中华区
普华永道

除《企业家第一课》、《企业家功成堂》外，其他公众号分享本期资料的，均属于抄袭！

邀请各位读者朋友尊重劳动成果，关注搜索正版号：[《企业家第一课》](#)、[《企业家功成堂》](#)

谢谢观看！

企业家第一课，专注做最纯粹的知识共享平台



关注官方微信
获取更多干货



加入知识共享平台
一次付费 一年干货

2019 光伏电站资产交易白皮书

01 第一章 中国光伏市场概要

- 02 1.1 中国光伏市场发展历程
- 04 1.2 中国光伏市场未来趋势

09 第二章 光伏电站资产交易情况

- 10 2.1 中国光伏电站资产交易过往总结
- 11 2.2 日本光伏电站发展历程对于中国市场的启示
- 12 2.3 中国光伏电站资产交易未来趋势

15 第三章 光伏电站资产交易调研

- 16 3.1 调查背景
- 17 3.2 光伏电站资产交易调查

24 第四章 光伏电站资产交易中典型技术风险对交易的潜在影响

- 26 4.1 光伏设备的典型技术风险
- 34 4.2 光伏电站建设质量典型技术风险
- 36 4.3 光伏电站实际运行性能的典型技术风险
- 38 4.4 光伏电站运行维护的典型技术风险
- 40 4.5 光伏电站技术风险对交易的影响及应对措施

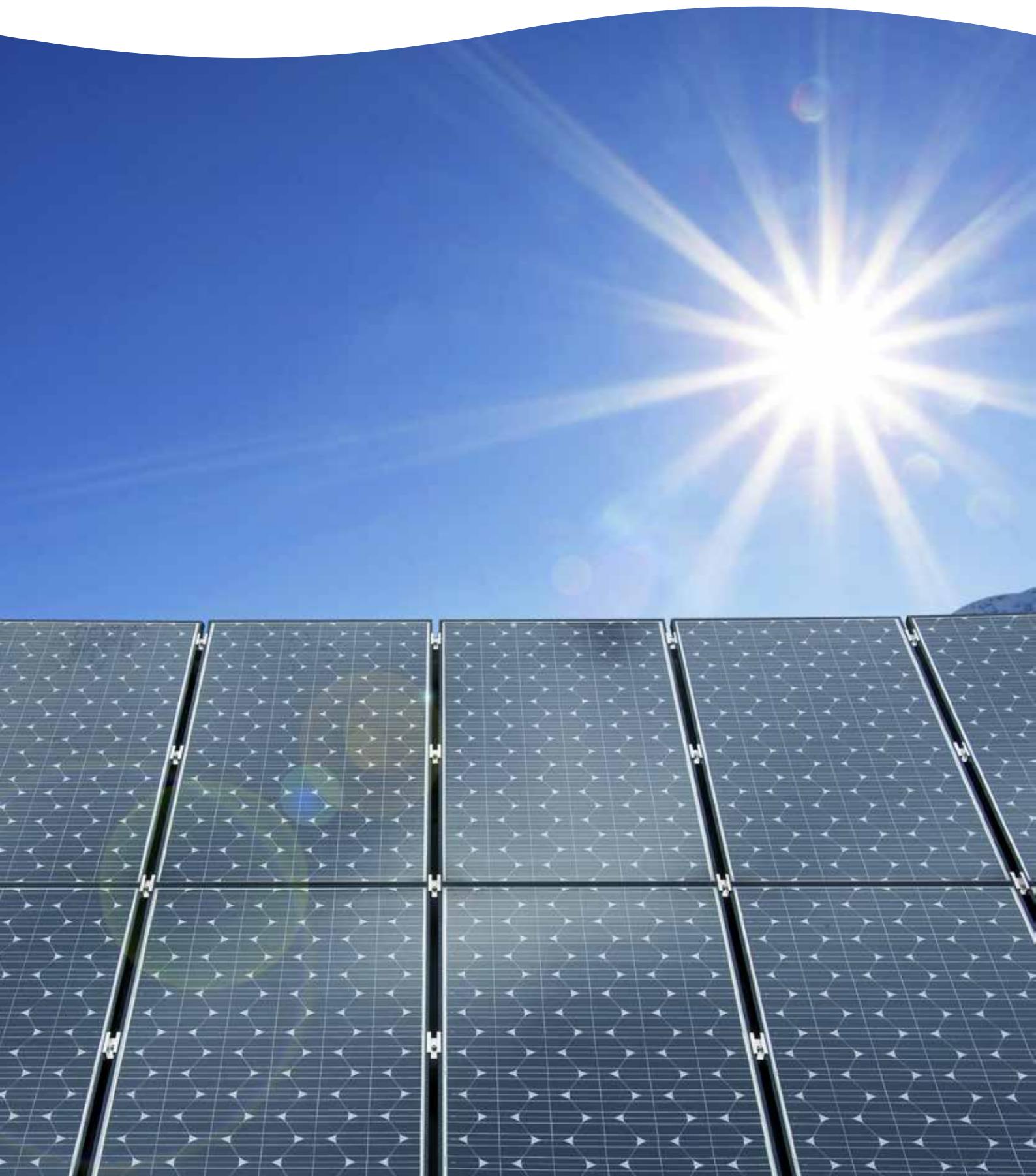
41 第五章 光伏电站资产交易中的常见财务、税务、商业、估值事项及对交易的潜在影响

- 42 5.1 光伏项目财务报表主要构成及交易关注点
- 43 5.2 光伏项目估值的方法
- 44 5.3 财务质量对估值的影响
- 44 5.4 常见税务事项
- 45 5.5 商业尽职调查
- 46 5.6 财务预测

48 第六章 国内光伏电站交易指南

- 49 6.1 光伏电站收购流程
- 50 6.2 成功光伏电站交易指南 - 案例分析

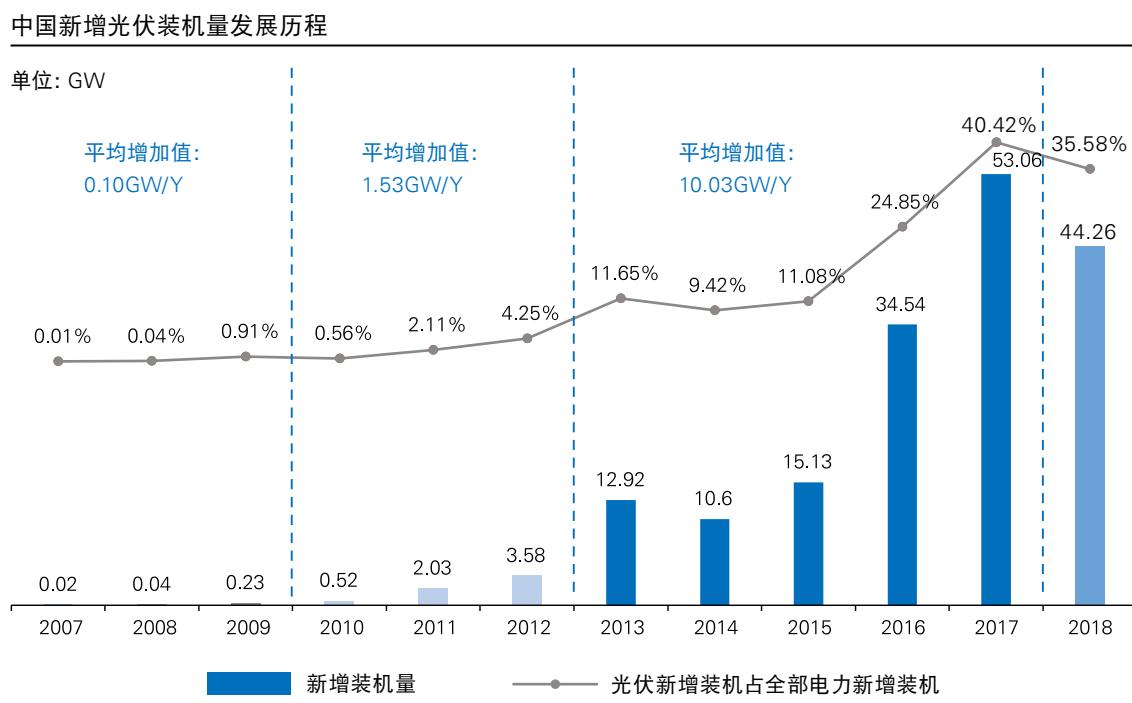
第一章 中国光伏市场概要



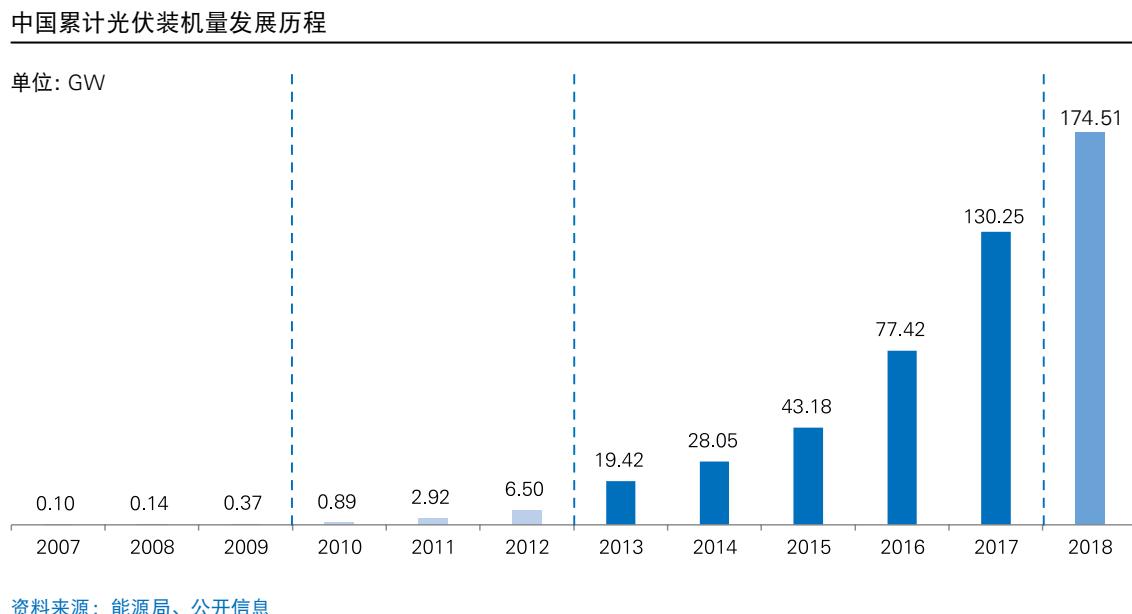
1.1 中国光伏市场发展历程

在政策大力扶持和技术持续进步的大环境下，中国光伏市场取得了高速的发展，新增装机容量逐年提升，从2007年的0.02GW提升到2017年的53.06GW。截至2017年底，中国光伏累计装机容量达到130.25GW，在全部电源发电量中贡献占比达到1.49%，装机容量已经提前完成了国家初定的“十三五”规划目标。然而，2018年6月1日国家发改委、财政部、国家能源局联合发布《关于2018年光伏发电有关事项的通知》(业内简称为“531新政”)，直接叫停普通地面式光伏电站，控制分布式光伏规模，降低补贴力度，直接导致国内新增光伏装机容量的大幅下滑，2018年我国新增装机量仅44.26GW，同比下跌16.58%。

在2018年之前，中国光伏市场发展经历了三个阶段。



资料来源：能源局、公开信息



资料来源：能源局、公开信息

1.1.1 阶段一：2009年前，成长起步阶段

- 规模小：

2009年之前，中国光伏行业主要环节为电池和组件的加工出口，自身装机规模小，且无明确的光伏政策支持，每年新增装机规模小（远不到1GW），在全国全部发电源装机中占比小于1%。

- 市场化程度低：

光伏发电基本属于示范阶段，行业发展程度低，没有实现市场化运作。在全部光伏项目中，80%-90%为离网项目。

1.1.2 阶段二：2010 - 2012年，初步发展阶段

- 规模提升快：

此阶段，得益于金太阳示范工程政策的刺激，国内光伏发电开始步入市场化的进程，规模虽然不大（年新增装机容量小于5GW），但提升速度快，2012年新增装机容量较2010年增加了7倍左右。

- 政策支持力度大，推进国内市场发展：

在2008年全球金融危机后，光伏产业遭遇寒冬，再加上2012年欧美挑起的“双反”，导致光伏行业出口锐减，我国及时启动国内应用市场，多部委在2009年联合出台了《关于实施金太阳示范工程的通知》，按光伏发电系统及其配套输配电网总投资的50%给予补助，偏远无电地区的独立光伏发电系统按总投资的70%给予补助。中央财政为此共计安排了111亿元资金，支持了362个项目，累计装机规模1311MW。

- 政策不够成熟引发市场寻租：

由于金太阳示范工程政策属于事前补贴，市场中存在大量企业采用廉价组件通过审核以及虚假申报项目等多种方式骗取补助。2013年，“金太阳工程”暂停，而财政补助被要求进行全面清算。

1.1.3 阶段三：2013-2017年，快速发展规模化阶段

- 规模大且增速快：

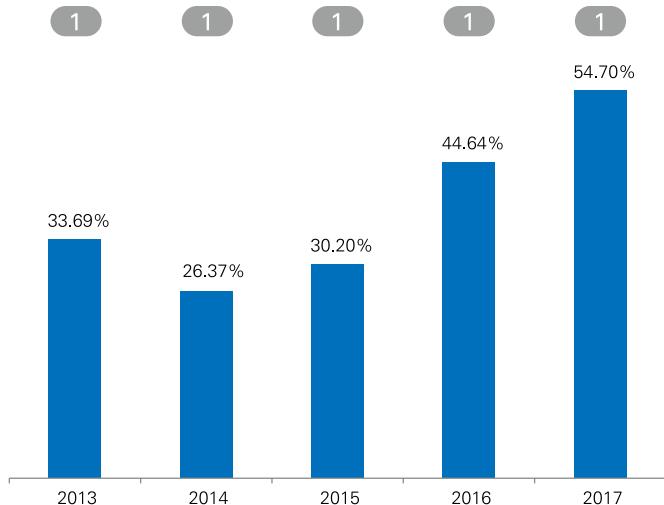
此阶段，得益于光伏标杆电价补贴政策的支持，国内光伏每年新增装机容量大幅提升，从2013年的12.92GW增长到2017年的53.06GW，年均增速超过40%。从国际市场来看，中国每年光伏新增装机容量自2013年起连续五年位居全球第一，并且2017年超过50%；从国内市场来看，光伏累计装机在全部发电源装机中占比从2013年的1.26%升至2017年的7.33%；光伏发电量在全部发电源中占比从2013年的0.16%提升到2017年的1.49%。

- 光伏标杆电价补贴政策出台且持续调整：

2013年8月，国家发改委首次发布光伏标杆电价补贴政策，确定了不同区域的标杆电价。光伏标杆电价补贴政策开启了国内光伏行业发展的黄金时期，带动了国内光伏装机市场的快速发展。在此期间，随着技术进步带来的成本下降，政府逐步下调光伏标杆电价，由于政策生效的滞后性，带来了2016年和2017年两次抢装潮。

2013-2017中国光伏新增装机量占全球比重

全球排名

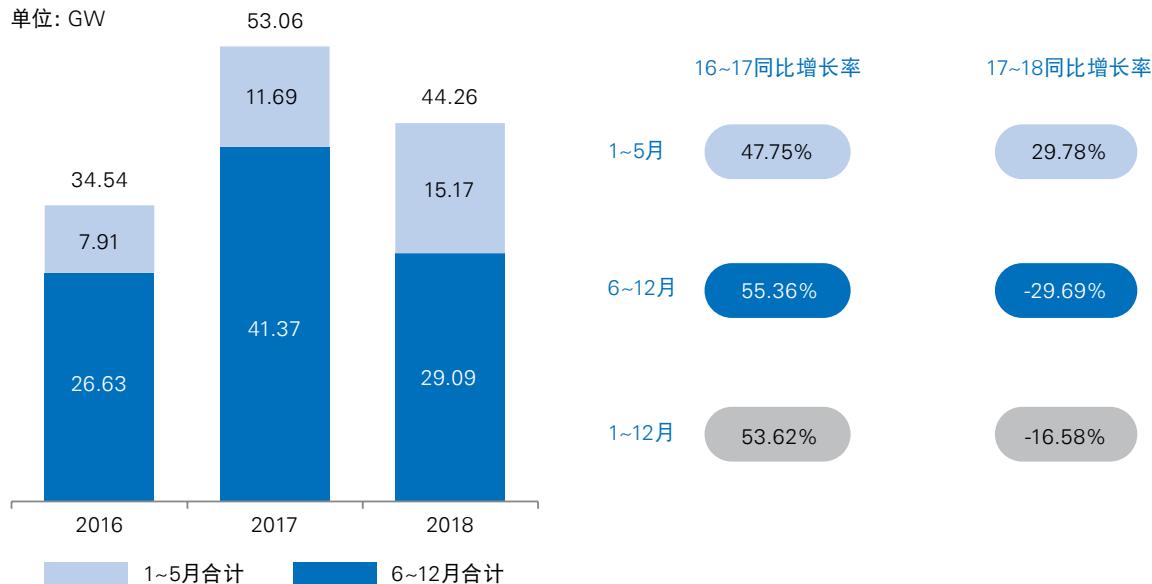


资料来源：能源局、公开信息

1.2 中国光伏市场未来趋势

1.2.1 2018年531政策解读

531新政颁布前后新增装机量变化



资料来源：能源局、Wind、公开信息

- 2018年531新政后，光伏市场新增装机迅速萎缩。同比数据来看，531新政前，2018年1-5月合计光伏新增装机规模达到15.17GW，同比增长29.78%；而531新政发布后，2018年6-12月，合计光伏新增装机规模29.09GW，同比降低29.69%；全年来看，2018年新增装机44.26GW，同比降低16.58%。
- 我们认为2018年531新政与之前多次下调光伏标杆价格的政策相比，存在的以下主要差异是导致此次市场迅速转冷的原

因。2018年531政策主要的内容是限规模，降补贴。对比之前的政策，存在三点差异：1) 距离上次价格调整时间短，之前价格调整政策基本上每年发布一次，而本次仅隔半年就发布；2) 未提供缓冲时间，历史价格调整政府均给予一定的缓冲执行时间，引起抢装，而本次政策立即执行；3) 首次对装机规模进行了限制，“暂不安排2018年普通光伏电站建设规模，在国家未下发文件启动普通电站建设规模前，各地不得以任何形式安排需国家补贴的电站建设”。

政策	发布时间	价格要求
《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》	2013.08	I类0.9元，II类0.98元，III类1元，分布式度电补贴为0.42元
《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》	2015.12	I类0.8元，II类0.88元，III类0.98元，分布式补贴不变
《关于调整光伏发电标杆上网电价的通知》	2016.12	I类0.65元，II类0.75元，III类0.85元，分布式补贴不变
《关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》	2017.12	I类0.55元，II类0.65元，III类0.75元，分布式补贴0.37元
《关于2018年光伏发电有关事项的通知》	2018.05	I类0.5元，II类0.6元，III类0.7元，分布式补贴0.32元

1.2.2 中国光伏发电市场未来走势

短期来看，在光伏政策收紧，整体宏观经济放缓的大环境下，中国光伏市场呈现三大走势：1) 新增装机规模有所减少（较2017年）；2) 分布式光伏新增装机规模将超过集中式装机规模，成为新增贡献主力；3) 光伏补贴逐渐退出市场，平价上网指日可待。

未来新增装机量预测



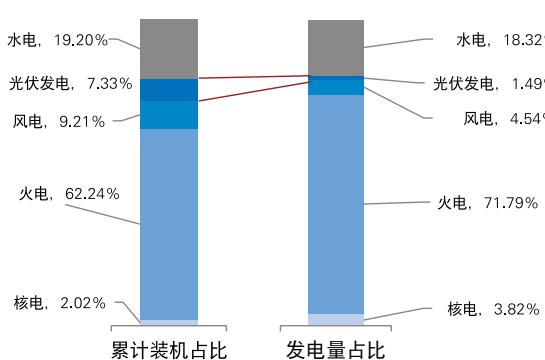
资料来源：能源局、Wind、公开信息

· 走势一：短期内，整体光伏新增装机规模减少

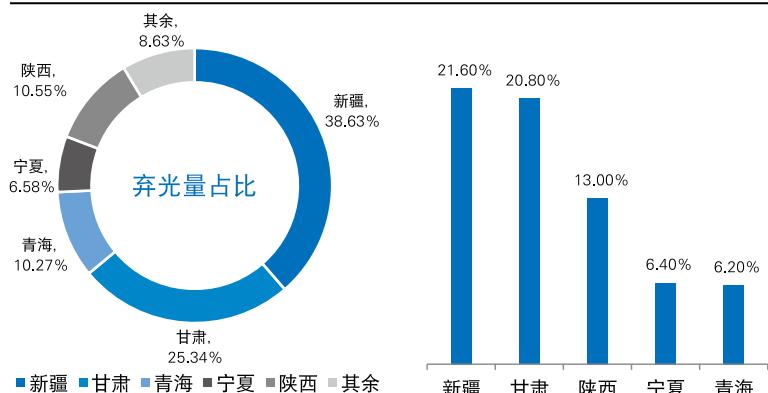
2017年光伏市场新增装机达到历史高峰53.06GW, 2018年新增装机规模为44.26GW。基于2018年11月国家能源局召开的太阳能发展“十三五”规划中期评估成果座谈会中提到，到2020年累计光伏装机调整至250GW, 预计2019年和2020年年均新增光伏装机容量在40GW左右。主要原因包括：

- 从需求侧来看，全社会用电量增速放缓。电力规划设计总院在《中国电力发展报告2017》中对未来三年的用电量做出了高、低两种预测方案。两种方案均显示，2018-2020年，全社会用电量增速呈逐年下降态势。低方案中，增速从6.6%下降到3.1%。高方案中，增速从6.6%下降到5%。
- 从弃光限电看，西北五省弃光率高居不下，占据了全国弃光量90%以上，其中新疆和甘肃两个省份就占据全国63.97%，弃光率分别为21.6%和20.8%。根据《清洁能源消纳行动计划(2018-2020年)》的规划要求，2020年新疆和甘肃两省的弃光率降为10%，尚存较大的提升空间。

2017年各种能源累计装机量和发电量对比



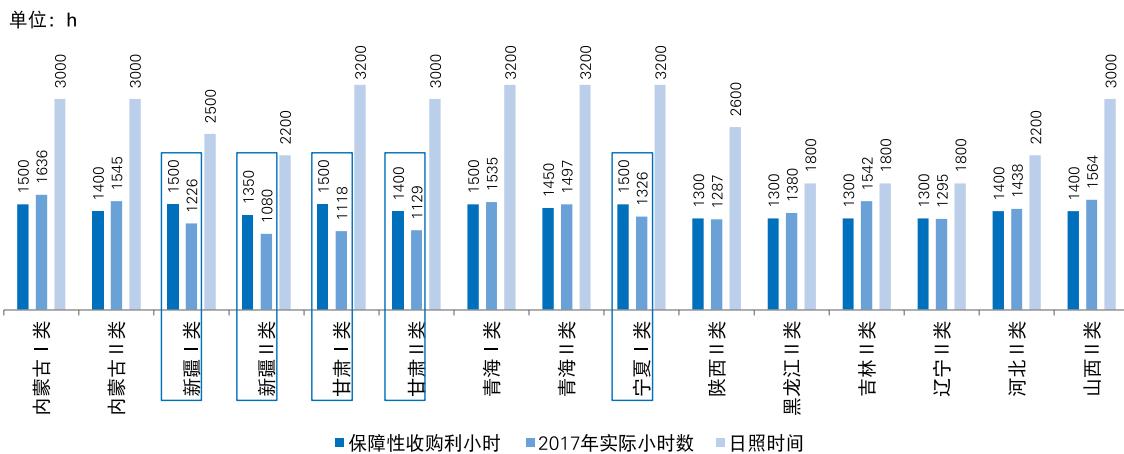
2017年西北五省弃光率及占比



资料来源：能源局、Wind

此外，国家核定了重点地区光伏发电最低保障收购年利用小时数，提出全额保障性收购相关要求（达到最低保障时间的予以保底收购）。根据《2017年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》的统计，新疆I类、II类、甘肃I类、II类、宁夏I类五个地区未达到保障性收购小时要求；此外，对比日照时间，甘肃、青海、宁夏的实际利用时间不到当地日照时间的一半。随着未来这些主要光源区域运营的提升，将进一步增加已有光伏电站的发电时长，释放市场存量空间。

重点省份有效利用时间、保障性收购时间以及日照时间



资料来源：能源局、公开信息

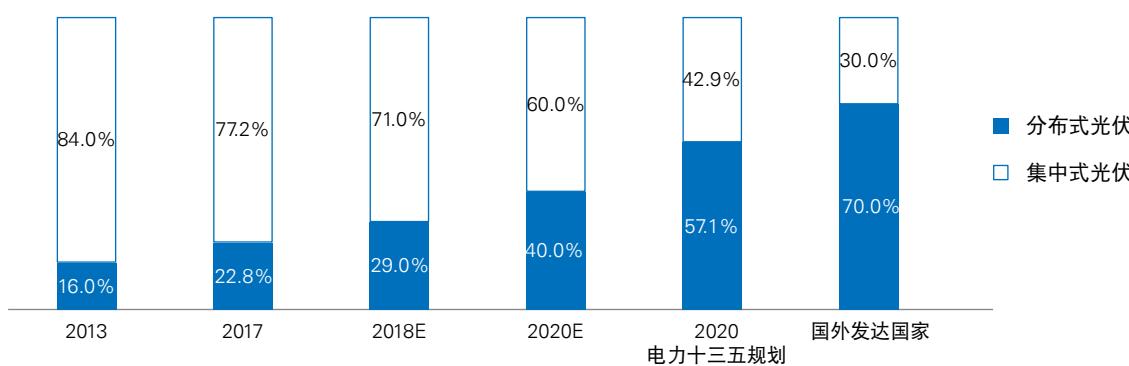
光伏补贴政策收缩的趋势将持续进行，2019年1月，国家发改委、能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，开始在全国范围推广无补贴光伏项目，将会有效抑制部分投机性开发商进入光伏装机市场。

走势二：分布式光伏成为新增装机贡献主力

2018年新增光伏装机容量中分布式占据半壁江山，预计2019-2020年新增分布式光伏将超过集中式光伏装机。我们认为主要驱动因素包括：

我国分布式光伏当前占比低。在累计装机容量中当前分布式光伏29%，远低于国外发达国家（基本上在70%左右），并且远低于国家《电力发展十三五规划》中提到2020年达到57%的比例要求。保守估计，2020年分布式光伏在我国累计光伏装机中占比将达到40%。

中国分布式光伏累计装机占比



资料来源：WIND

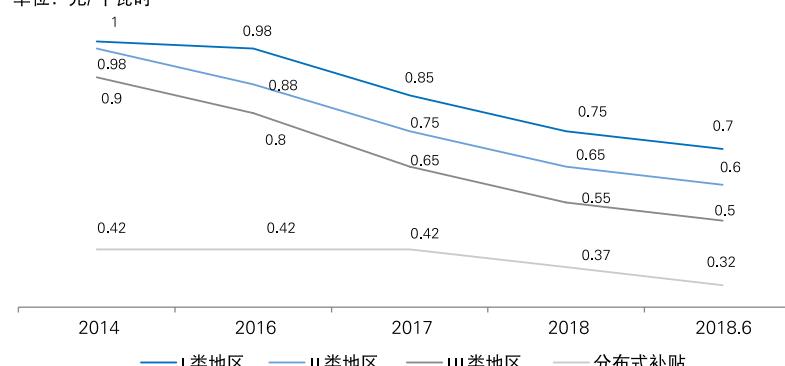
- 国家和各地政府出台相关政策支持促进分布式光伏发展。
 - 国家政策：由发改委、能源局出台的《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》中明确，到2020年，清洁能源进一步向中东部电力市场较为平衡的地区倾斜，优先鼓励分布式新能源开发。
 - 地方政策：《分布式光伏发电项目管理办法》表明未纳入国家规模的分布式光伏由当地政府实施规模管理，截止2018年12月，19个省市已出台当地的分布式光伏补贴政策，如浙江（0.1元/千瓦时），安徽合肥（0.15元/千瓦时），深圳（0.4元/千瓦时），广东东莞（0.15元/千瓦时），江苏苏州（0.37元/千瓦时）。
- 当前光伏主力发电区域与主要用电区域分布不均。光伏装机靠近三北地区，截至2017年，西北和华北的光伏累计装机量占据65.99%。用电负荷大的地区如华东华南（用电量占比达到47.59%），装机量占比小（20.73%）。虽然特高压线路不断扩建，但长距离输送电带来的损耗难以完全避免，而通过在用电侧新增分布式电源将更有利于利用效率的提升。

· 走势三：光伏逐步进入无补贴时代，平价上网指日可待

自2013年光伏标杆电价补贴政策出台以来，不断出台政策下调标杆电价补贴，至2018年531新政后，基本上电价补贴下降了30 - 40%。2019年1月7日，国家发改委、能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，要求各地推广无需补贴的光伏项目并且在政策上予以相关支持，标志着光伏补贴退出舞台正式提上日程。当前，光伏电价在售电侧已经低于一般工商业用电价格；从发电侧来看，发电成本还在持续下降，2018年底第一个发电侧平价上网的项目已经成功并网，预计2022年左右实现大规模光伏平价上网。

光伏补贴下调趋势

单位：元/千瓦时

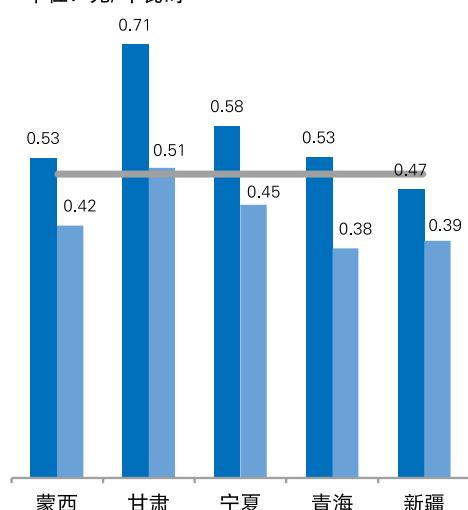


资料来源：能源局

- 从售电侧角度来看，绝大部分区域内光伏电价低于一般工商业电价，但低于居民电价尚需时间。I、II、III类地区光伏标杆电价有所不同，但大部分省份光伏标杆价格均低于一般工商业用电价格。在电价独立的32个地区中，有25个地区的光伏标杆电价低于一般工商业电价。但是同地区中光伏标杆电价与居民电价还有一定差距。32个省市地区中，仅有甘肃的光伏标杆电价低于居民用电平均价格。

I类区价格对比

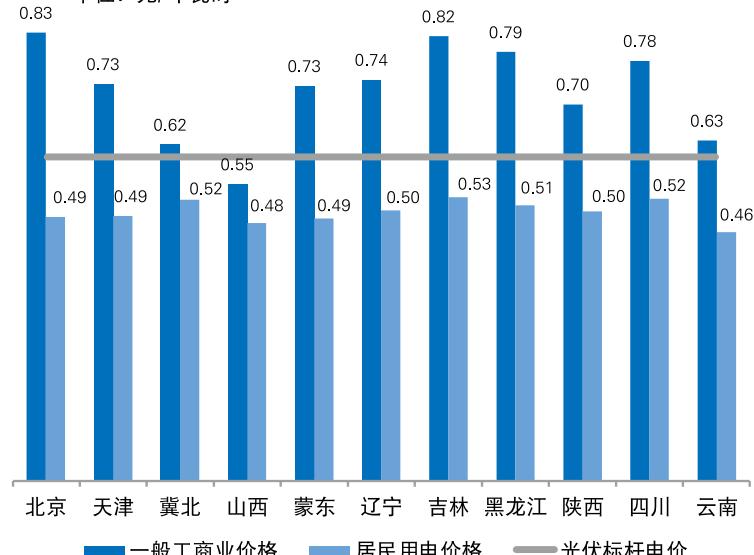
单位：元/千瓦时



资料来源：能源局、公开信息

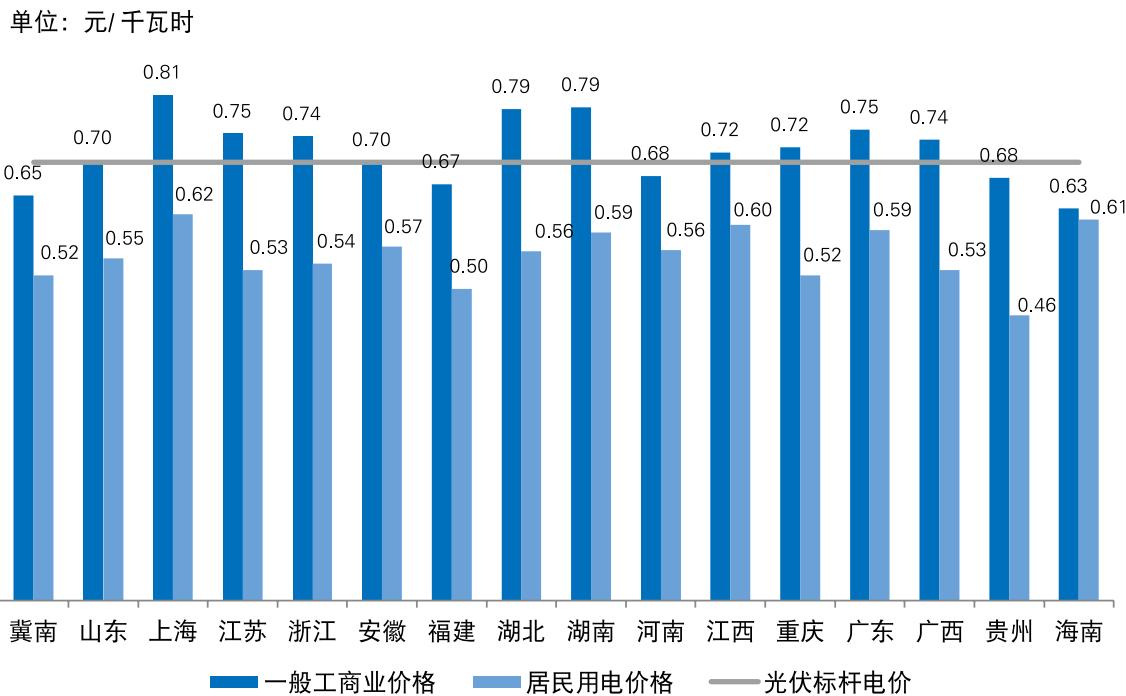
II类区价格对比

单位：元/千瓦时



资料来源：能源局、公开信息

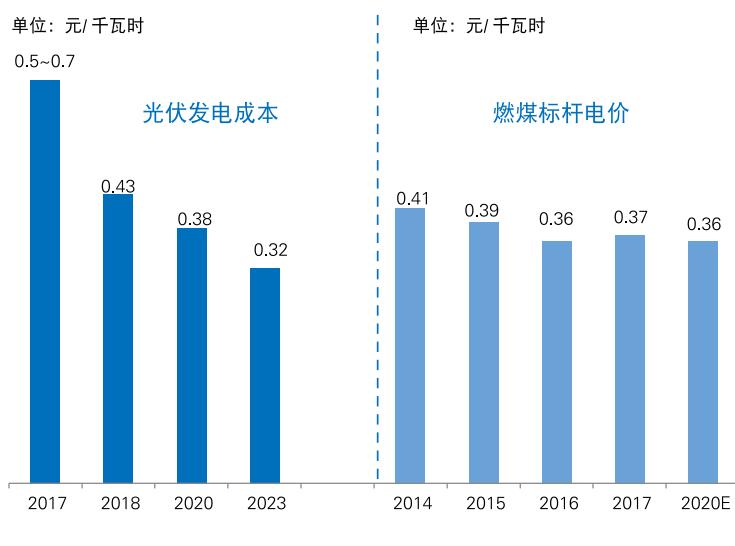
III类区价格对比



资料来源：能源局、公开信息

- 从发电侧来看，光伏成本价格预计到2022年左右可达到燃煤标杆电价。根据大唐集团数据，2012到2017年，光伏发电度电成本下降了55%；2018年到2023年，预计光伏发电成本持续下降，由2018年的0.43元/千瓦时下降到2023年的0.32元/千瓦时。而燃煤标杆电价预计在未来一定时间内维持在0.36元/千瓦时左右。我们预计，到2022年左右光伏发电成本接近燃煤标杆电价，为实现发电侧平价上网奠定基础。此外，在光伏领跑者计划实施竞价上网的模式下，2018年青海格尔木光伏领跑者项目已经报出0.31元/千瓦时的并网电价，电价较当地燃煤标杆电价低0.015元/千瓦时，成为国内首个光伏平价项目。

光伏发电成本及燃煤电价变化



资料来源：能源局、公开信息

中长期来看，以太阳能为主的绿色能源仍将是能源结构调整的重点方向，国家也在逐步出台更多扶持绿色能源的政策，包括售电侧的逐步改革、绿证机制、绿色能源的配额制管理等，这些均将在中短期内促进光伏市场的回暖和进一步发展。而在中长期，国内新能源技术及输配电网市场化机制的不断进步也将成为行业发展的长期动力。

第二章 光伏电站资产交易情况

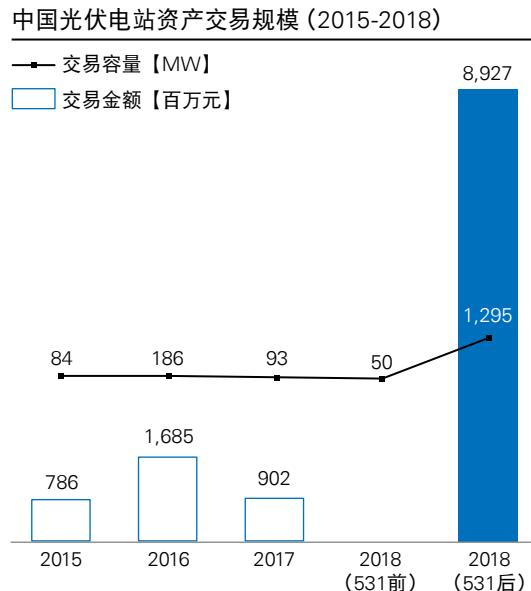


2.1 中国光伏电站资产交易过往总结

- 2013年-2017年，中国光伏电站行业交易较为寡淡，普华永道观察主要原因包括：
 - 在国内并购领域，1) 市场历年增量较大，各类企业均以项目开发建设作为业务开展重点，交易并非主流光伏企业的发展重点，市场交易以路条为主；2) 资金充裕的大型国有电力企业自身质量控制体系严谨而封闭，对于并购已建成项目有较强抵触心理；3) 民营企业并购整合需求尚未明确；4) 新能源投资基金尚未兴起，投资结构和回报预期尚不明确。
 - 在跨境并购领域，1) 国企尝试在海外收购光伏项目，但由于不熟悉当地政策以及海内外光伏项目回报有差异，导致成功案例较少；2) 民营组件厂商在海外（主要是新兴市场）的开发项目多复制国内模式，采用项目开发带动组件销售的绿地发展模式；3) 民营电力企业一般无法接受成熟市场的投资回报，相对比较保守。

- 国内光伏电站资产交易市场在531新政后呈现爆发性增长：531新政前，光伏电站市场多以新增投资装机为主，基于存量的收并购交易相对不够活跃；531新政后不到半年时间内，交易数量、金额和容量超过了前三年的总和，共计完成11起交易，交易容量1,295MW，交易金额接近90亿人民币（未披露容量或金额的项目只统计在交易数量中）。

2018年发生的交易以同行业并购方为主，卖方多为实力相对较弱的光伏企业：受531新政的影响，部分规模较小的光伏电站投资运营方，自身债务、盈利承压较大，通过出售电站资产谋求快速退出。2018年531新政后至9月末的11起公开披露的光伏电站交易明细见下表。



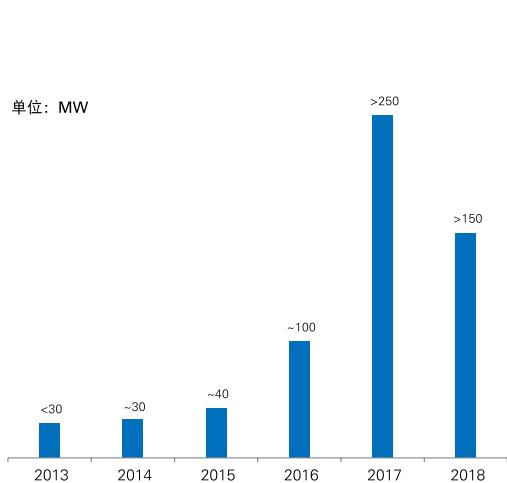
资料来源：Mergermarket, 公开信息

时间	收购方	交易描述	交易金额 (百万元)	交易规模 (MW)
2018-06-12	陕西云合光伏电力有限公司	甘肃省民勤县25MW光伏电站	204	25
2018-06-27	东方日升	科陆能源持有的宁夏旭宁新能源100%股权	270	30
2018-06-27	上海耀阳光伏	上海耀阳光伏电力有限公司100%股权	18	5
2018-06-27	东方日升	高邮振发新能源科技有限公司100%股权 (100MW渔光互补光伏并网发电站项目)	1038	100
2018-07-02	正泰新能源	17个分布式光伏项目公司100%股权，涉及光伏容量106.3MW	703	106
2018-07-03	浙江省水利水电集团	甘肃、宁夏地区9个光伏电站项目公司各51%的股权	539	405
2018-07-13	北控清洁能源圈子附属公司天津富欢	南京竞弘新能源有限公司100%股权及其所拥有的农业光伏发电项目50MW	370	50
2018-08-14	珈伟股份	振发新能持有的库伦旗振发能源100%的股权，中宁县振发光伏电力100%的股权，和静振和新能源科技100%的股权，以及振发能源持有的五家渠振发新能源100%的股权、霍城县图颤新能源100%的股权等	850	未披露
2018-08-29	熊猫绿能	卓资县陆阳新能源100%股权，涉及光伏电站20MW	未披露	20
2018-08-29	熊猫绿能	杭锦后旗国电光伏发电公司80%股权，涉及光伏电站50MW	未披露	50
2018-09-01	浙能电力	苏州中康电力下属的14家子公司，下辖28个光伏电站项目，电站备案总装机量503.53MW	4935	504

2.2 日本光伏电站发展历程对于中国市场的启示

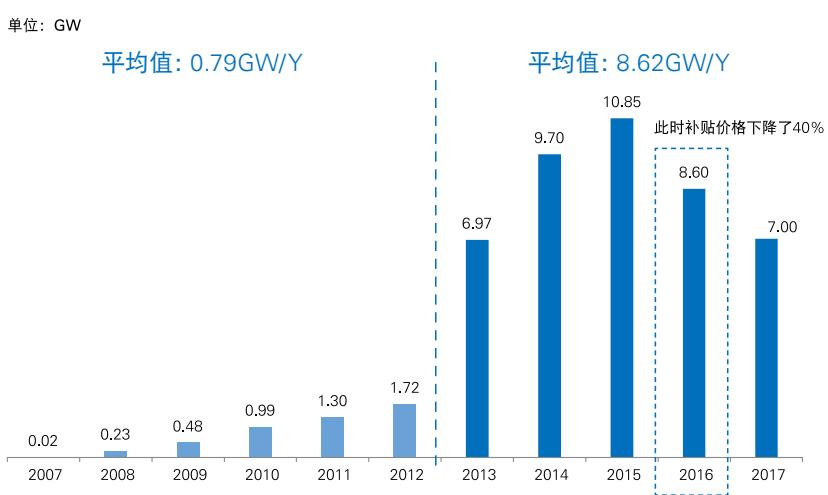
日本光伏电站市场发展经历了从新增市场向交易市场的转变。2016年前，日本光伏市场以新增装机为主，每年新增光伏装机从2007年的0.02GW，连续8年增长，到2015年光伏新增装机达到历史最高为10.85GW；与此同时，市场中光伏电站资产的收并购交易相对不够活跃，每年的交易量小于40MW。2016年起，日本光伏市场进入了以交易为主的市场阶段，2016年和2017年新增光伏装机规模逐年下降，从2015年的顶峰降到2016年的8.6GW和2017年的7GW；但与此同时，光伏电站收并购交易市场开始活跃起来，2016年交易量接近100MW，2017年更是超过了250MW，较之前的水平增长了近5倍。

日本光伏电站交易平均容量



资料来源：Mergermarket

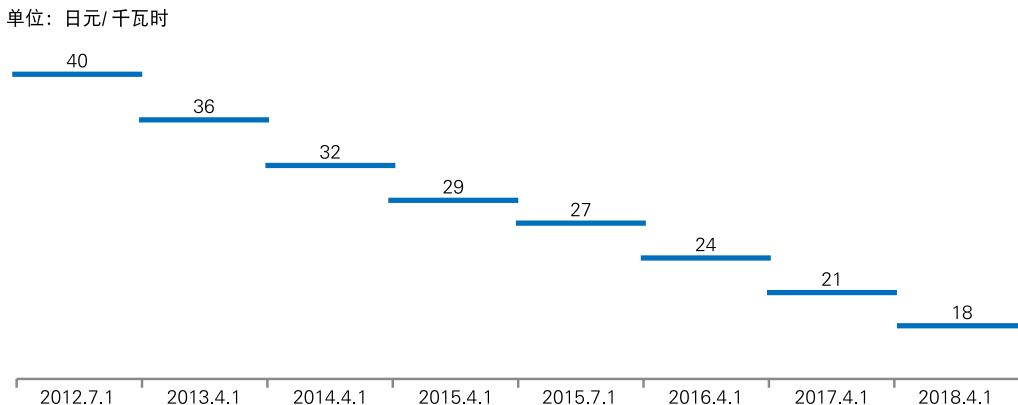
日本新增光伏装机量发展历程



资料来源：EPIA and IEA-PVPS

日本光伏电站市场的转变主要是受光伏补贴FIT (Feed-in Tariff) 政策的调整变化影响。FIT政策于2012年出台，规定大于10kW光伏系统上网电价为40日元/千瓦时，补贴20年；不足10kW的光伏系统上网电价为42日元/千瓦时，补贴10年。高补贴刺激了新增市场的大量投资开发，随着光伏发电成本的逐步降低，FIT补贴政策平均每年下降3-4日元/千瓦时，到2016年补贴价格已经降至了最高峰的~60%（这与我国531新政后执行的最新光伏标杆电价与最高峰时的比例相近），当前仅为最高峰的一半左右。

日本光伏FIT政策变化 (>10KW)



资料来源：公开信息

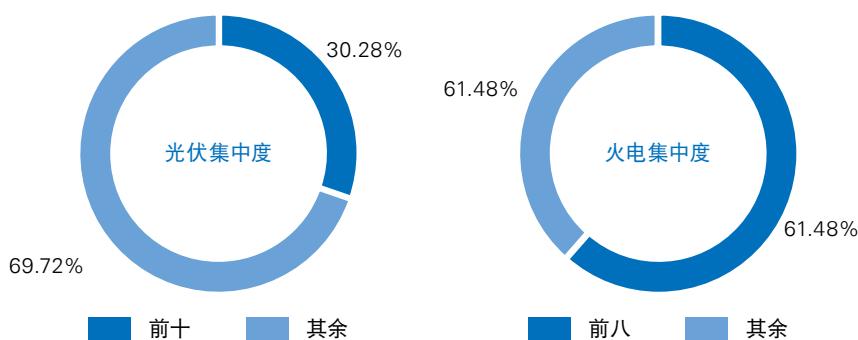
日本经济产业省表示，削减补贴有助于减少FIT补贴的公共负担，否则这些补贴会被无效率的转嫁到消费者身上。与此同时，日本经济产业省对实际运营的电站数量不满意。来自该部门的数据显示，2012财年批准的电站中有23%未运行，2013年批准的49%以及2014年批准的59%也未运行。2017年，FIT认证从“设备认证”改为“项目计划认证”，同时导入太阳能竞标制度，对容量2MW以上的大型光伏项目采用招标模式并网，希望透过竞标制度来推动降价。投资者热情放缓，对光伏新增装机市场也有一定影响。

2.3 中国光伏电站资产交易未来趋势

· 判断一：中国光伏市场将逐步从增量市场向交易市场发展，行业集中度和整合会进一步提升。

- 从国内市场来看，目前光伏发电市场集中度较低，前十大光伏电站运营企业装机占比30.28%。对比火电行业，华能、华电、国电、大唐、国电五大发电集团装机占比51.36%。在未来光伏新增装机容量放缓的情况下，排名靠前的企业将更多采用收并购的方式获得装机规模的提升。此外，众多之前因行业补贴等原因进入市场的中小玩家，一方面受国家补贴兑付延后无法及时收到补贴，另一方面自身专业经营能力不足，运营至今现金流压力较大，未来大概率通过出售资产的方式实现退出。
- 参考日本经验来看，在光伏补贴价格下降到最高峰的40%左右时，市场从增量向交易转变，而531新政之后，我国光伏标杆电价较最高峰下调了30%-40%，已经达到临界值附近。

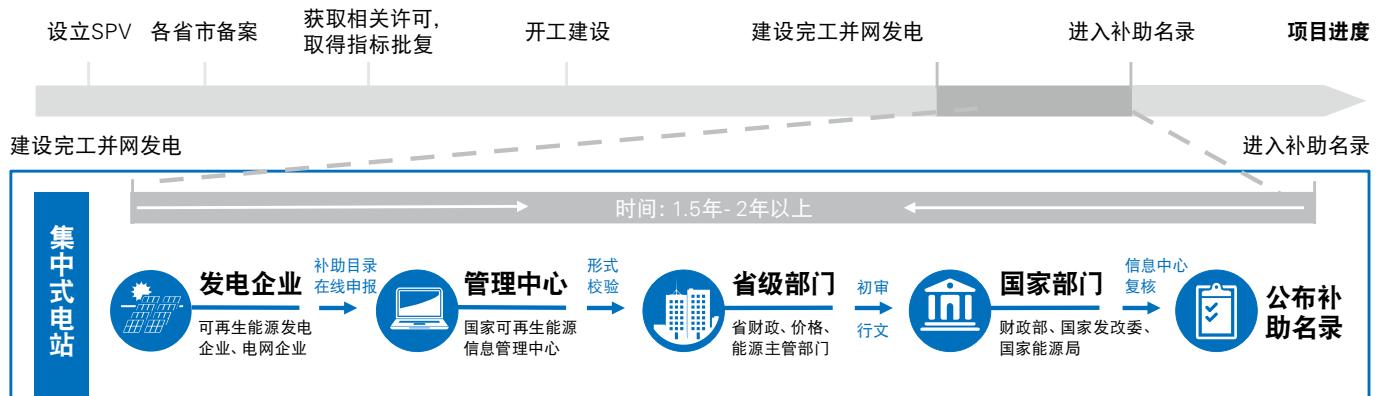
光伏电站和火电行业集中度对比

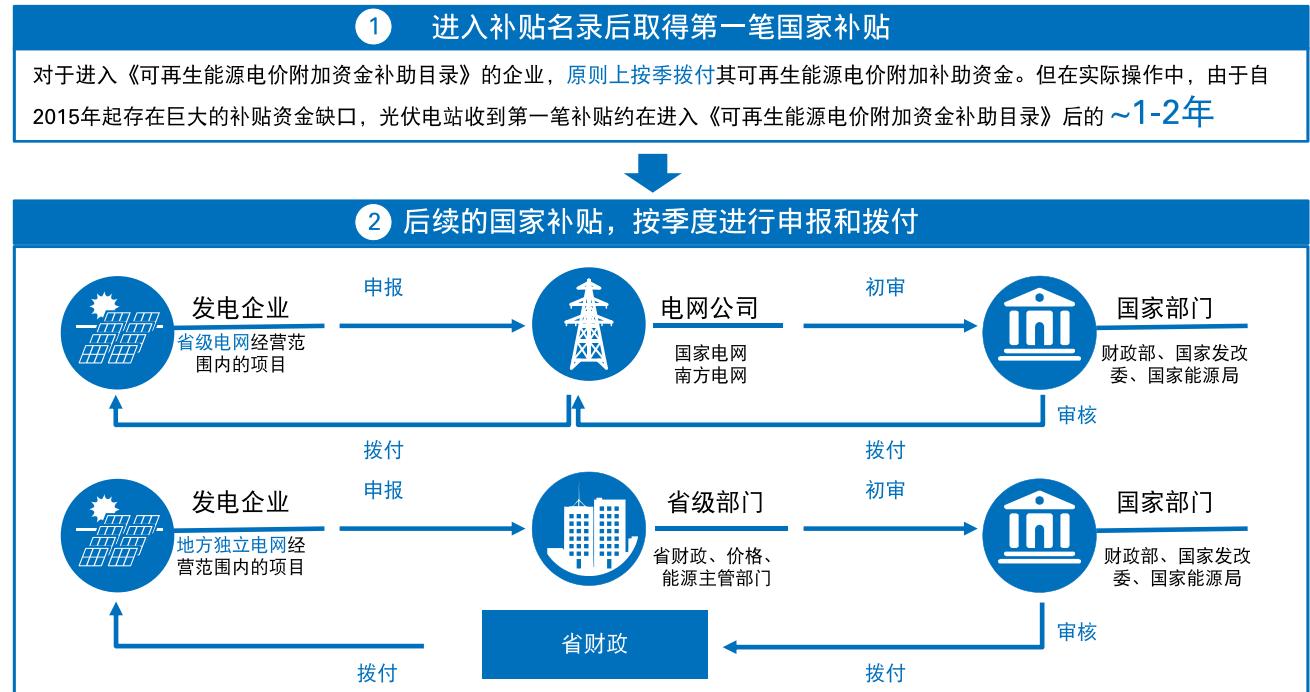


资料来源：公开信息

· 判断二：普通地面光伏电站趋于行业规模化整合，分布式光伏电站交易将呈现多样化发展

- 集中式光伏市场：主要的交易特征是行业内资金、专业运营能力更强的大中型光伏电站企业或资金能力强的金融机构，收购部分经营不善的中小企业电站资产。
 - 主要原因在于：集中式光伏项目规模通常较大，从项目申请、建设开工、申请补贴到后续运营退出，生命周期跨度大，除了对专业运营能力要求高外，对融资能力同样提出了高要求（低资金成本），尤其考虑到政府补贴获取周期长（通常3-4年时间）的现实条件，能力弱的投资运营方在项目现金流上将面临巨大的压力。

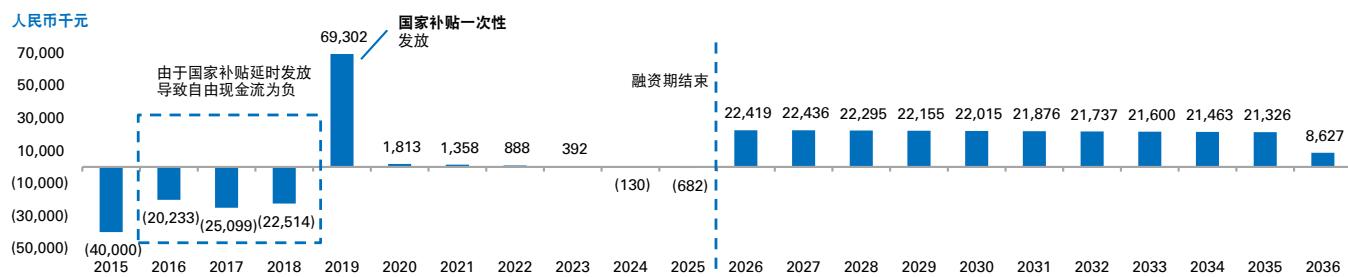




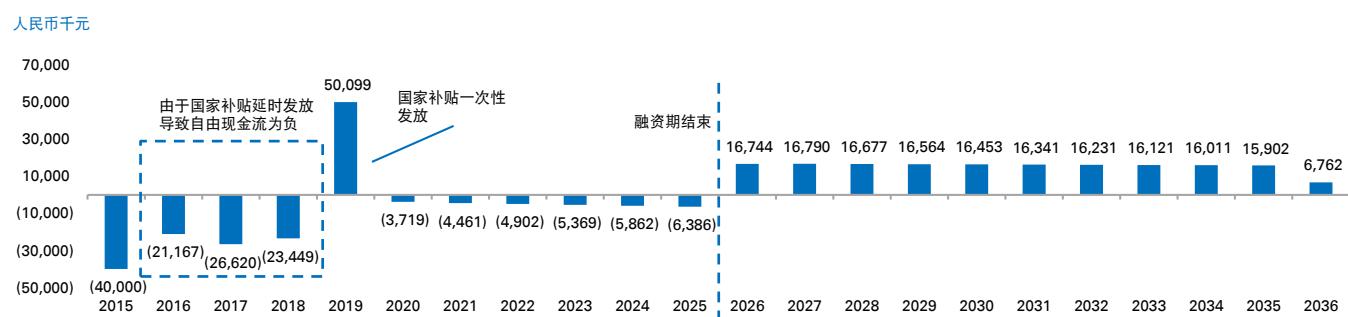
资料来源：公开数据

- 我们以一个装机容量为40MW, 年有效发电时间1,050小时的光伏电站进行投资测算模拟（总投资额2亿元，总融资额1.6亿元，利率8%，融资年限为10年），分两种场景（场景一：非限电地区；场景二：限电20%），发现在获得补贴前，电站投资运营的前4年现金流压力巨大。

情景一：中国非限电地区光伏电站归属股东自由现金流模拟预测



情景二：中国限电地区（限电率20%）光伏电站归属股东自由现金流模拟预测



- 分布式光伏市场：市场中的交易方会更加多元化，除了传统光伏电站企业外，还包括基金、金融投资机构（看重优质项目投资回报）、跨行业进入者（如部分500强非能源企业，通过投资光伏市场，兑现投入绿色能源的社会承诺）、园区/大中型制造业企业（通过分布式光伏获得能源成本优势）等。此外投资方式同样呈现多元化，除了传统的收并购外，还包括成立合资公司等方式。

较多分布式电站存在商业或类商业售电，而储能可以有效解决发电和用电方的峰谷值错配问题。“分布式光伏+储能”目前在国内的发展还处于起步阶段。对“分布式能源+储能”系统予以扶持是发达国家通行做法，如德国对“分布式光伏+储能”给予低息贷款和直接补贴，补贴额覆盖20%以上的初始成本，目前家庭分布式光伏数量超过150万套，储能系统超过1万套；日本、英国等国家也推出了财税和补贴政策，推进规模化发展，促进成本的快速下降。

根据普华永道的观察，随着分布式光伏电站装机在能源供给中的逐步升高，光伏组件和储能系统成本的逐步下降。“分布式能源+储能”必然成为未来趋势，但投资者必须从技术和财务回报的双重观点评估系统可行性，避免投资风险。

· 判断三：光伏项目融资方式将逐步成熟

国内光伏电站项目由于规模较大，生命周期跨度较长，一般项目层面投资回报期为8到12年。因此考虑偿债覆盖的风险系数，债务端通常需要有更长周期长期金融负债予以匹配。此外，由于国家补贴拖后等原因，光伏项目在商业运行的前三年一般面临着难以覆盖等额本息还款的压力，因此需要借助集团关联方资金或外部长期过桥贷款支持。在实践中，光伏项目融资主要依赖于国家开发银行的政策性贷款和部分专业融资租赁公司提供的针对光伏项目的长期融资租赁。

而在国际发达市场，较为普遍的融资方式除股权融资外，还包括针对光伏资产特性的债权融资工具、资产证券化市场及活跃的夹层工具投资者。随着国内市场投资者的多样化及金融创新的推进，诸多金融机构正在研究推出适合国内光伏资产的债权及类债权融资产品，在私募基金市场也有部分领先机构尝试设立基金参与股权和夹层融资市场。

不过，行业评估的专业化水平是融资工具的发展重要前提。在提供和获得融资的过程中，双方都必须建立科学的财务预测模型及完成必要的尽职调查活动，以规避风险，同时合理规划产品现金流与久期匹配。普华永道也希望与行业参与者分享自身经验，提升财务预测的专业性，以利于企业完成融资对接。

第三章 光伏电站资产交易调研



3.1 调查背景

为了全面而详实地获得光伏电站及其相关从业人员对于光伏电站资产交易的观点，本调查通过精心设计的问卷，发放给中国光伏产业链的从业人员，期望通过第一手数据获得行业内对当前光伏电站资产交易现状中的看法，以及对未来光伏电站资产交易发展趋势的展望。本调查旨在通过统计与分析，协助光伏产业链内的企业了解光伏电站资产交易现状及趋势。

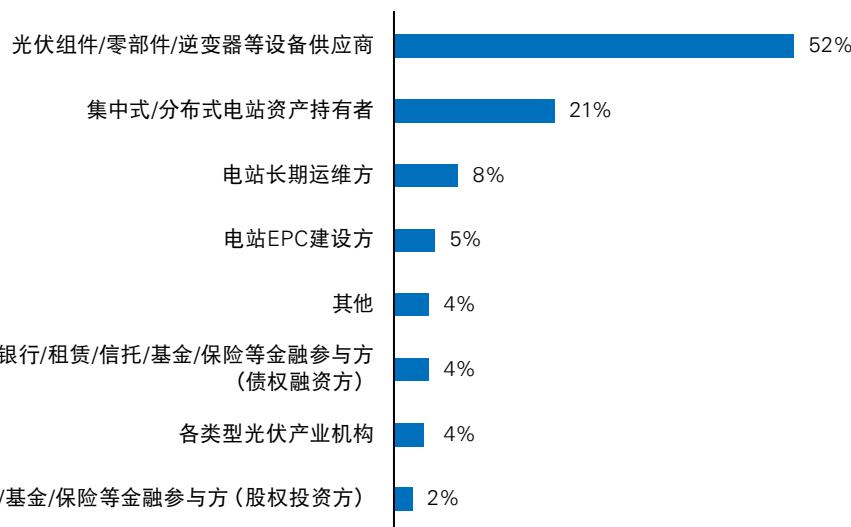
调查对象：中国光伏电站及光伏相关企业

统计数据：136份有效问卷

基本数据：

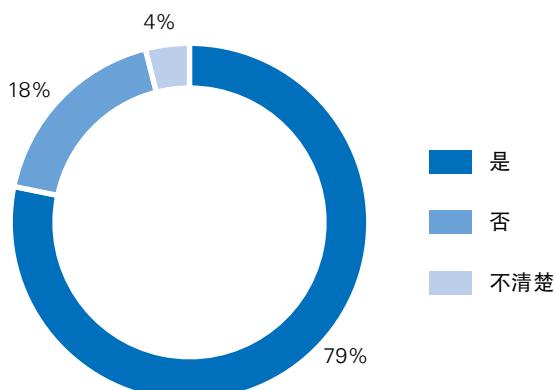
- 从企业类型看，光伏组件/零部件/逆变器等设备供应商最多（52%），其次为集中式/分布式电站资产持有者（21%），电站长期运维方（21%）和电站EPC建设方（5%）。

Q: 您所任职企业的类型？



- 绝大多数调研企业（79%）参与过收购、出售或提供技术支持等参与光伏电站交易经历。同时，从上图可以知道参与调研企业中的52%为光伏设备制造商，很多设备制造商也都有参与电站的建设和收购活动，说明国内光伏行业产业链上下游存在一定程度的渗透。

Q: 您所在的企业是否有参与过收购、出售或提供技术支持等参与光伏电站交易经历？

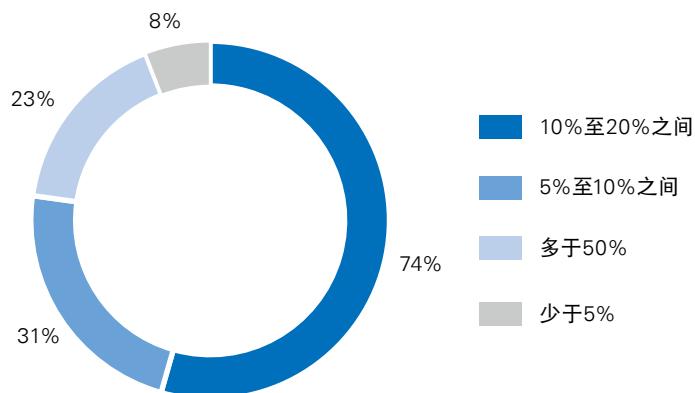


3.2 光伏电站资产交易调查

3.2.1 光伏电站资产交易及未来趋势认知调查

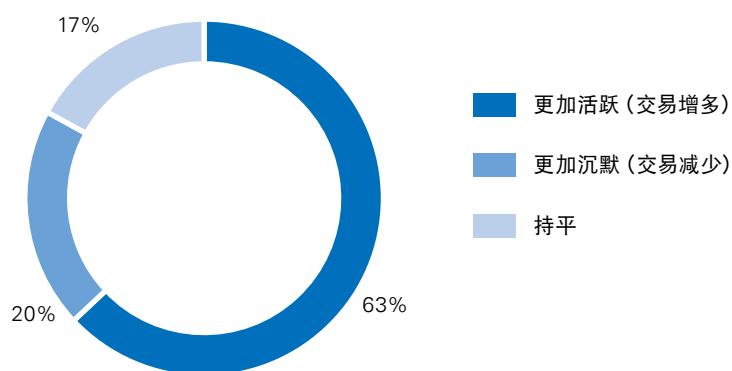
- 绝大多数受访者（74%）认为目前国内累积的光伏装机量（约170GW）的电站中，只有“10-20%”是值得收购的。认为“多于50%”的受访者为17%。一定程度说明，行业从业者对国内光伏电站作为资产进行交易的信心还不是很强。但是，以目前的存量装机来看，即使按10%~20%计算，受访者认为值得收购和交易的电站体量也在17~34GW左右。

Q: 目前国内累积的光伏装机量（约170GW）的电站中，有多少是值得收购的？（单选）：



- 绝大多数受访者（63%）的受访者认为，未来国内光伏资产交易会更加活跃。

Q: 基于您对中国光伏电站建设质量的了解和认识，从您个人角度出发，未来国内光伏资产交易的趋势是？（单选）：



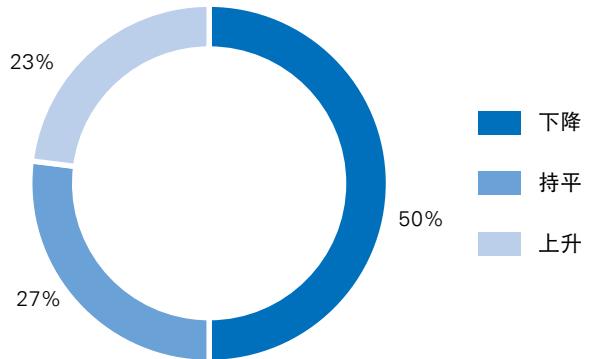
- 绝大多数受访者（79%）认为，未来进行光伏电站交易的购买主体是国有发电集团。

Q: 从您个人角度出发，未来进行光伏电站交易的购买主体是？（单选）：



- 50%的受访者认为未来投资电站的市场收益率水平为下降趋势，持保守态度。

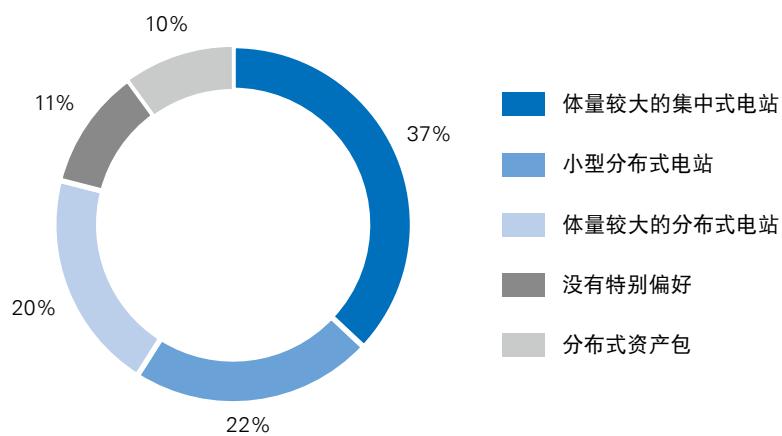
Q: 从您个人角度，未来投资电站的市场收益率水平的趋势是？(单选)：



3.2.2 光伏电站资产交易偏好调查

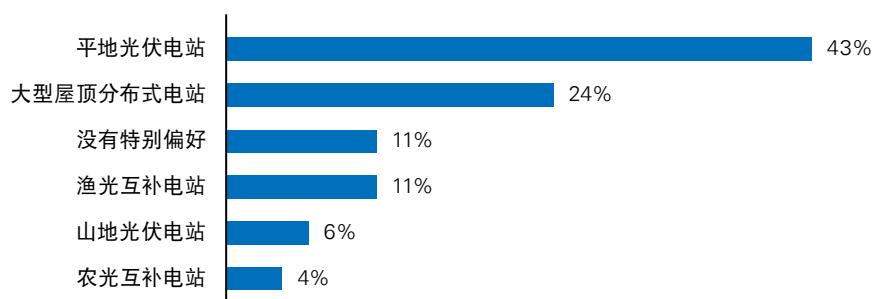
- 在不考虑资金的前提下，受访者中首选收购的光伏电站资产类型为体量较大的集中式电站（37%），其次为小型分布式电站（22%）和体量较大的分布式电站（20%）。

Q: 从您个人角度，未来投资电站的市场收益率水平的趋势是？(单选)：



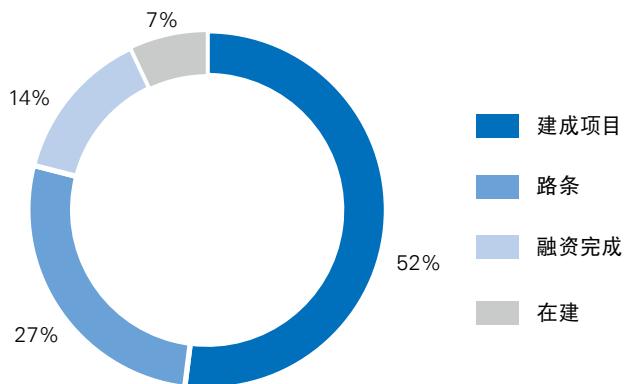
- 从光伏电站细分类型看，平地光伏电站（43%）为受访者首选的收购标的，其次为大型屋顶分布式电站（24%）及渔光互补电站（11%）。

Q: 从您个人角度出发，在以下大型光伏电站类型中，哪一类将成为您首选的收购标的？(单选)



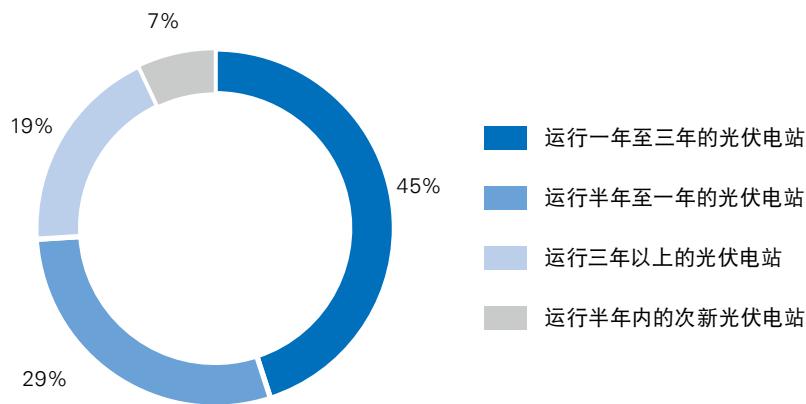
- 调研中，“建成项目”（52%）是受访者最青睐的光伏电站阶段。

Q: 从您个人角度出发，您更青睐收购中国哪个阶段的光伏电站？



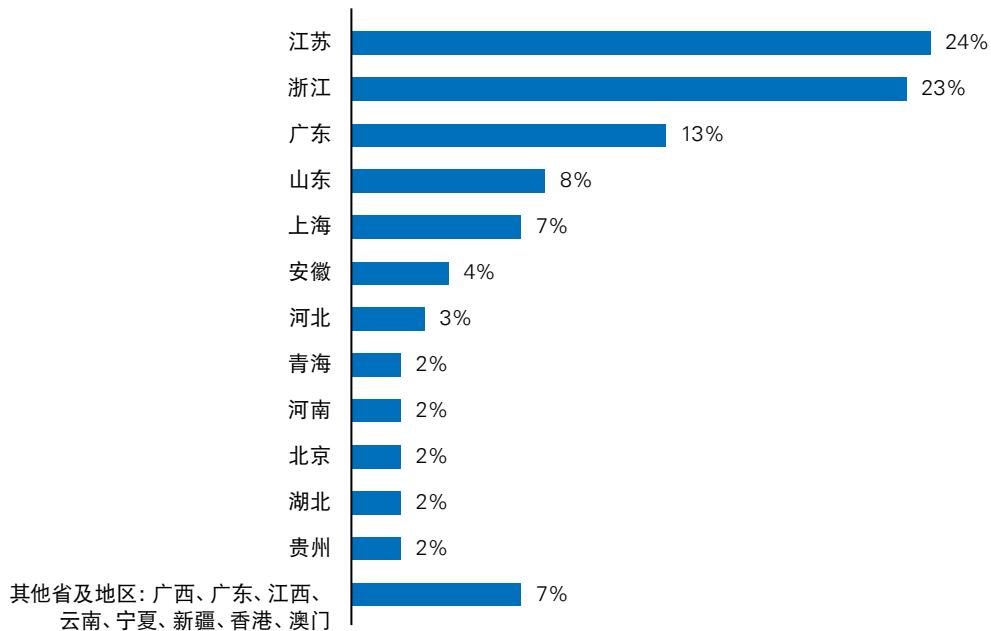
- 在已建成的光伏电站中，受访者首选收购的光伏电站资产为运行一年至三年的光伏电站（45%），运行半年至一年的光伏电站（29%）。

Q: 从您个人角度出发，在已建成的光伏电站中，哪一类将成为您首选的收购标的？（单选）：

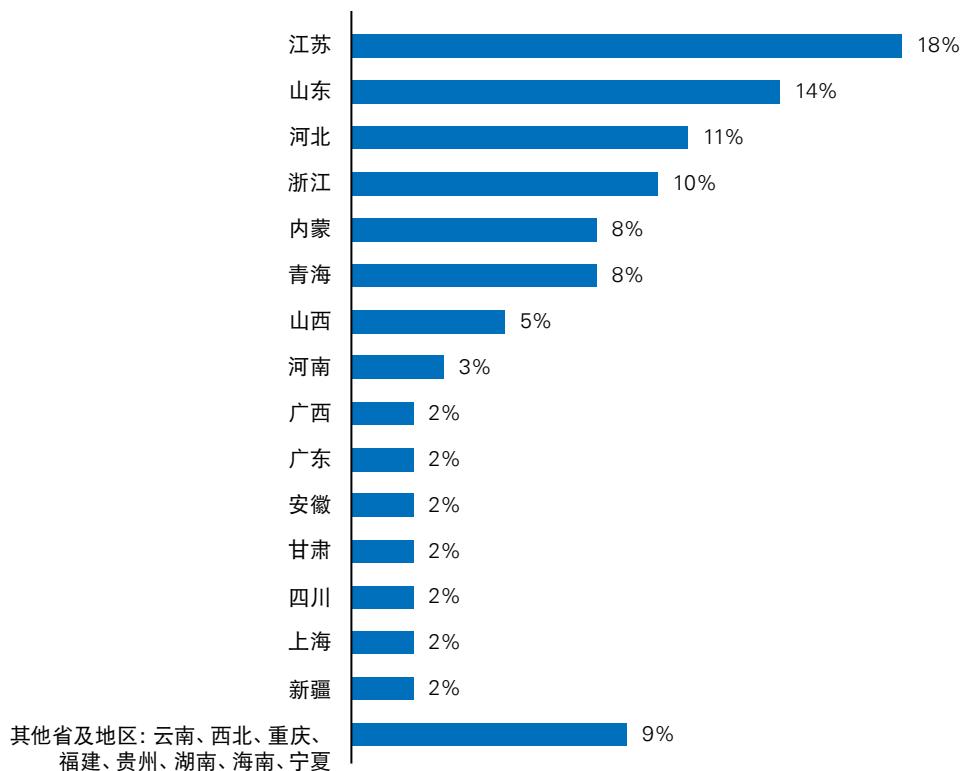


- 从收购光伏电站所在的省份和地区看，江苏（24%），浙江（23%），及广东（13%）是受访者收购分布式电站最青睐的三大省份。而江苏（18%），山东（14%）及河北（11%）是受访者收购集中式电站的三大省份。

Q: 从您个人角度出发，您更青睐收购中国哪些省份的分布式光伏电站？（每种类型光伏电站填写三个省份）



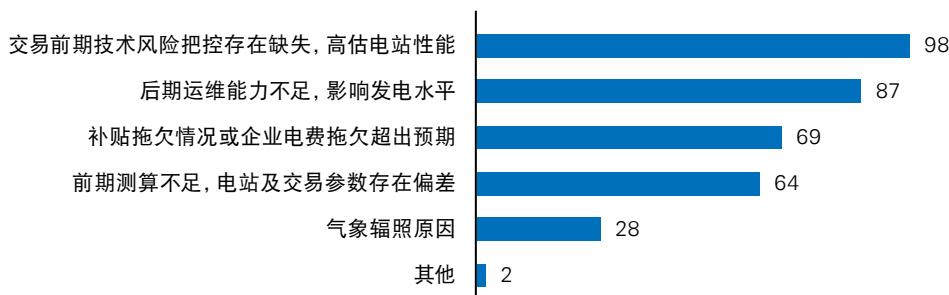
Q: 从您个人角度出发，您更青睐收购中国哪些省份的集中式光伏电站？（每种类型光伏电站填写三个省份）



3.2.3 光伏电站资产交易痛点调查

- 交易前期技术风险把控存在缺失，高估电站性能；后期运维能力不足，影响发电水平；以及补贴拖欠情况或企业电费拖欠超出预期是受访者认为电站交易发电量和收益不及预期的主要原因。

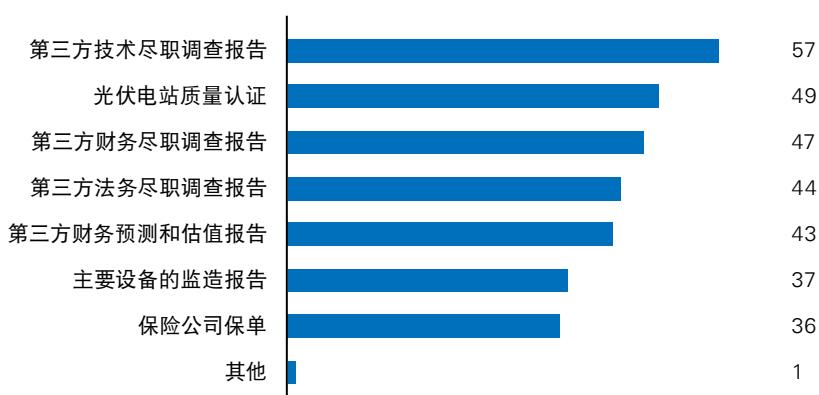
Q: 您认为电站交易后，如果发电量和收益不及预期的主要原因可能是哪几项？（复选最重要的3项）:



3.2.4 光伏电站资产交易尽职调查态度调研

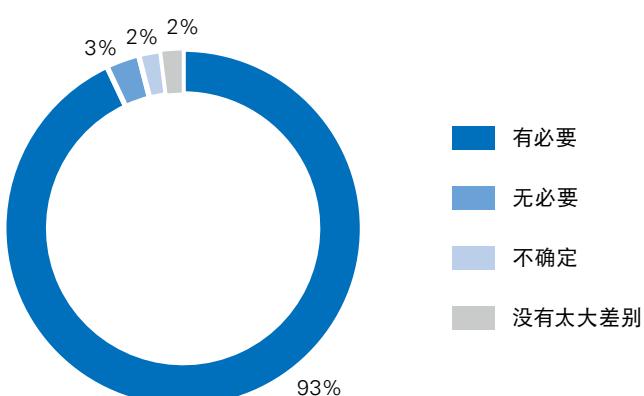
- “第三方技术尽职调查报告”是受访者认为未来确保光伏电站安全交易最重要的必备材料，其次为“光伏电站质量认证”及“第三方财务尽职调查报告”。

Q: 从您个人角度出发，您认为未来确保光伏电站安全交易有哪些必备材料？（复选）



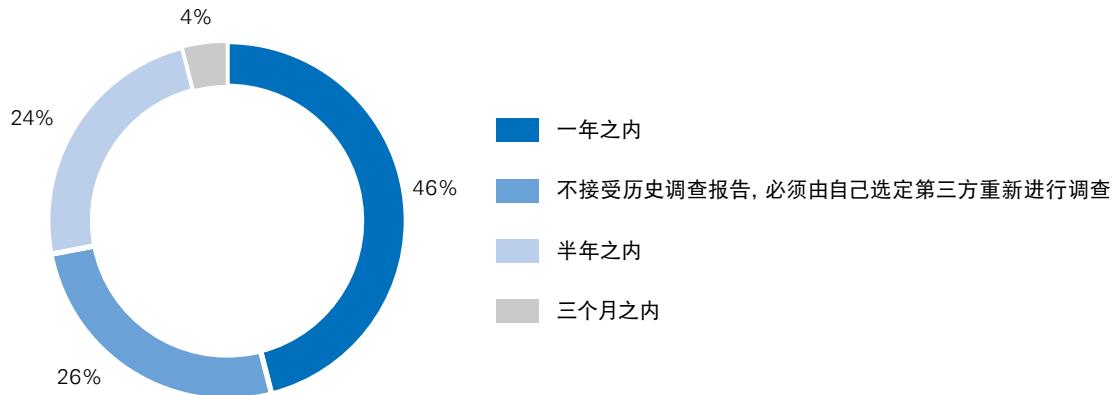
- 绝大多数受访者（93%）认为，光伏电站交易有必要进行第三方机构提供的尽职调查服务。

Q: 您认为在光伏电站交易过程，第三方机构提供的尽职调查服务是否必要？（单选）:



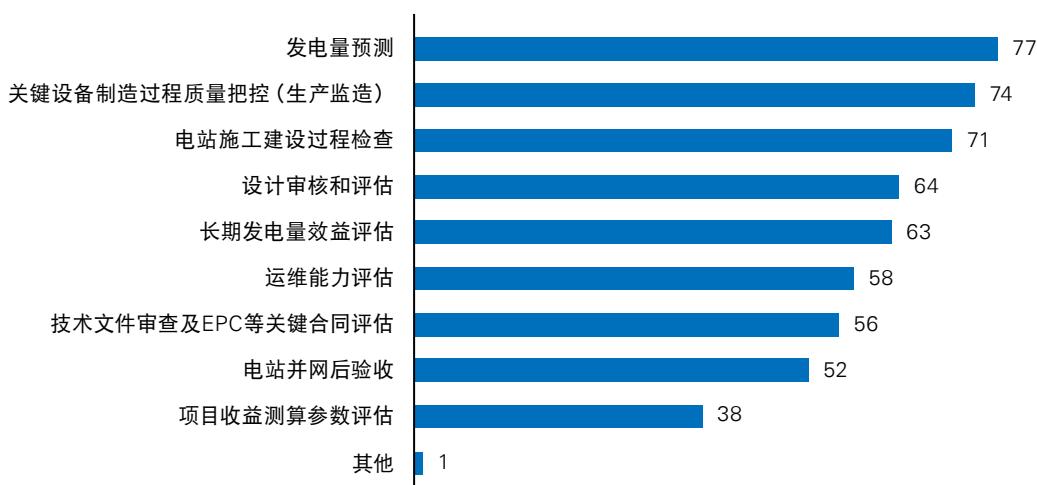
- 对于光伏电站交易尽职调查报告的有效期，认为“一年之内”的受访者（46%）最多。有26%受访者认为“不接受历史调查报告，必须由自己选定第三方重新进行调查”。可见，第三方提供的尽职调查报告在光伏电站交易中需求度颇高。

Q: 在光伏电站交易过程中，若目标电站此前接受过权威尽职调查，您认为报告的有效期是多长？（单选）：



- 在第三方检测认证机构针对光伏电站收购过程中所提供的技术尽职调查服务中，受访者最关注发电量预测，关键设备制造过程质量把控（生产监造），电站施工建设过程检查及设计审核和评估来避免和解决光伏电站交易收益不及预期有帮助。

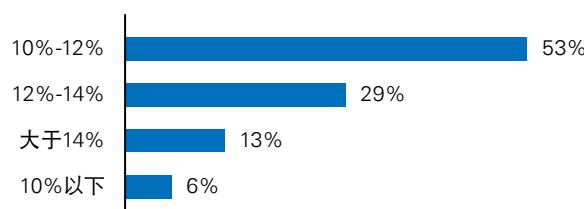
Q: 您认为在第三方检测认证机构针对光伏电站收购过程中所提供的技术尽职调查服务中，哪些对避免和解决收益不及预期有帮助？（复选最重要的4项）



3.2.5 光伏电站资产交易决策影响因素调查

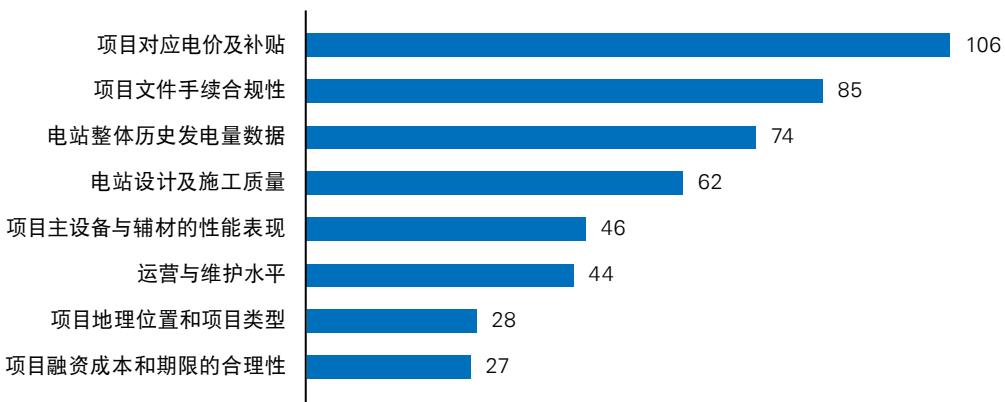
- 大多数受访者（53%）预期收购电站决策中合理的股权现金流（项目层面杠杆后）收益率水平是10%-12%。

Q: 在收购电站决策中，贵公司预期的合理的股权现金流（项目层面杠杆后）收益率水平是？（单选）



- “项目对应电价及补贴”，“项目文件手续合规性”及“电站整体历史发电量数据”是受访者认为收购该光伏电站影响决策最重要的三大原因。

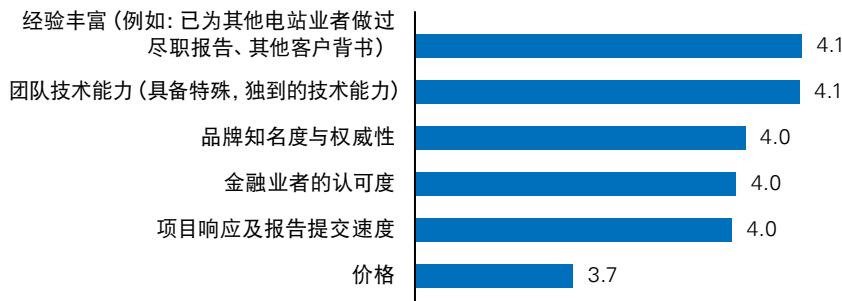
Q: 如果要收购光伏电站, 会影响您做决策的主要因素有哪些? (复选最重要的3项):



- 在调查中, “经验丰富”与“团队技术能力”是受访者在进行光伏电站交易时选择第三方检测认证机构提供技术尽职调查的两项重要考量因素。

Q: 在光伏电站的交易过程中, 第三方检测认证机构提供的技术尽职调查, 能够评估电站整体的质量和性能, 并识别存在的风险, 提供技术支持和第三方评价。请排序以下第三方检测认证机构所需具备条件的重要性。(1: 最不重要, 5: 最重要, 1~5请勿重复)

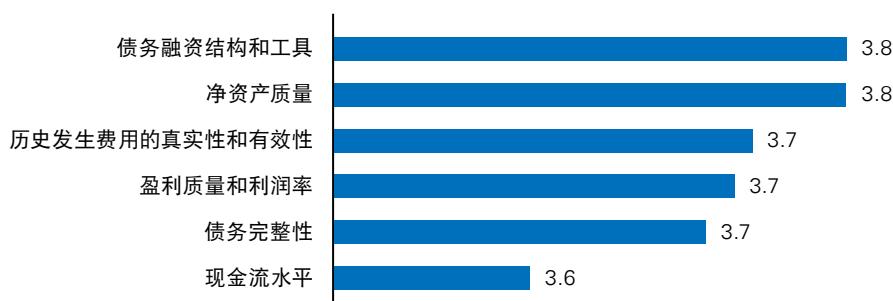
* 以下得分为平均分



- 在调查中, “债务融资结构和工具”与“净资产质量”是受访者选择第三方财税咨询机构在光伏电站的交易提供的财务尽职调查的最重要的两项考量因素。

Q: 在光伏电站的交易过程中, 第三方财税咨询机构提供的财务尽职调查, 能够评估电站整体的财务质量, 并识别存在的风险, 提供技术支持和第三方评价。请排序以下第三方财税咨询机构所需具备条件的重要性。(1: 最不重要, 5: 最重要, 1~5请勿重复)

* 以下得分为平均分



第四章 光伏电站资产交易中典型技术风险对交易的潜在影响

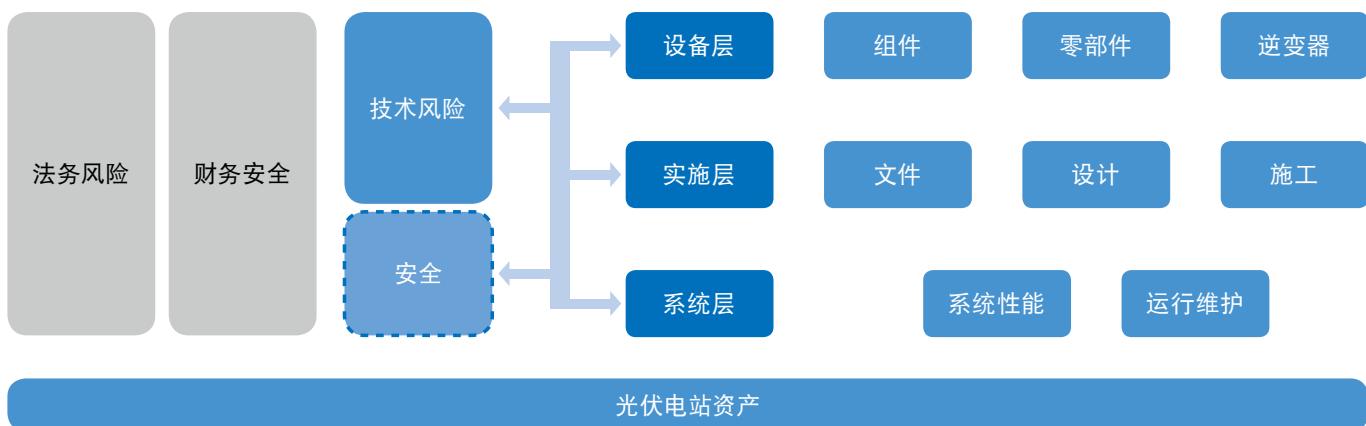


光伏电站资产交易过程涉及的风险很多，主要可归纳为技术、财务及商务三大类风险。其中技术风险又集中反映在电站设备、项目管理、系统性能和运行维护等方面，这些风险将会影响到电站系统的安全，质量整体性能和发电量。

在诸多考虑因素当中，光伏电站发电量的高低往往是资产交易及最终定价的重要一环，也是潜藏风险最多的一环。看似简单的数字背后却涉及到自电站设备生产，经由设计，施工到组装调试进入长期运维的漫长环节。任何单一要素都是保障电站收益的重要组成部分，但又非最终优异表现的充分条件。因此，只有在众多环节中发现风险、把控风险、降低风险，才可以使光伏系统中的每一要素发挥协同作用，最终将温暖的阳光源源不断地转化成清洁的绿色电力。

因此，在光伏电站资产交易过程中进行必要的技术尽职调查，识别和分析来自电站生命周期每个阶段和层面的各种潜在的技术风险，评估这些技术风险对光伏电站质量，性能和安全方面的影响以及对电站交易的影响，都至关重要。在设备层面，光伏电站需要优质可靠的组件、零部件、逆变器等设备来构建整个光伏系统的基石。具有了优质的设备，下一步则需要合理的设计来因地制宜地对设备进行搭配，同时需要优秀的施工质量来落实设计想法和展现设备性能。在形成了电站资产后，还需要进行定期的日常维护，及时排除安全隐患，保持电站始终处于良好的性能状态。根据TÜV莱茵的尽职调查案例统计，大部分的技术风险集中在设备质量（组件、零部件、逆变器）及施工质量上，电站设计及选型也存在一定比例的风险，前两层的问题又影响到系统性能，同时增加了运维难度。

图4.1 光伏电站资产风险结构图



资料来源：TÜV莱茵整理

在光伏电站的技术尽职调查中，判断技术风险对电站交易的影响主要借助四个步骤，即风险识别，风险评估，风险管理，风险控制。

- **风险识别：**采用专业的风险识别方法和工具，在技术尽调中识别光伏电站在各阶段形成的潜在风险。
- **风险评估：**基于光伏电站技术风险矩阵，对识别到的具体技术风险进行详细的评估和分析，给出相应风险对电站性能，发电量，发电收益和安全的影响意见。
- **风险管理：**针对不同技术风险的来源（各个阶段）和风险特征，以及对发电量和发电收益不同的影响，给出光伏电站后期运营维护对这些电站管理方式的建议。
- **风险控制：**基于对风险的识别，评估和管理，通过各个阶段的具体风控解决方案，实现对分布式光伏电站的风险控制。

其中关键的步骤是对技术风险的识别，只有准确的发现并识别风险，才能更好的评估风险，图4.2 为光伏电站技术风险矩阵的示意图，分别给出了不同设备在光伏电站资产形成过程中一些典型的技术风险示例。在后面的介绍中，TÜV莱茵会基于关键设备和特定阶段一些典型的风险环节进行细致的解读。

图4.2 光伏设备层各阶段风险矩阵

设备	生产制造	计划和开发	运输和安装	运行和维护
组件	电池片失配…	阴影遮挡…	错误搬运和安装…	热斑…
逆变器	最大功率点跟踪问题…	错误的规格…	不稳定的安装…	性能问题…
基础和支架	基础和支架腐蚀…	缺少合理有效的力学分析…	紧固件安装缺失…	维护时造成的破损…
电气连接和汇流箱	材料不相容…	密封套管尺寸不合适…	缺少线缆紧固…	缺少保护…
线缆	连接器破损…	线缆载流能力不足…	不同型号的连接器…	划伤, 挤压和破损…
接地	错误的材料…	没有接地系统…	接地错误…	接地的损坏…
气象站	精度…	传感器的遮挡及灰尘…	和阵列的安装不一致…	传感器损坏…
变压器	绝缘…	柜门没有接地…	错误的标签…	错误的变压器设置…
储能系统	质量问题…	电池规格和容量错误…	环境安装问题…	和逆变器的运行问题…

资料来源：PV Investment Technical Risk Management, European Union's Horizon 2020 research and innovation programme

4.1 光伏设备的典型技术风险

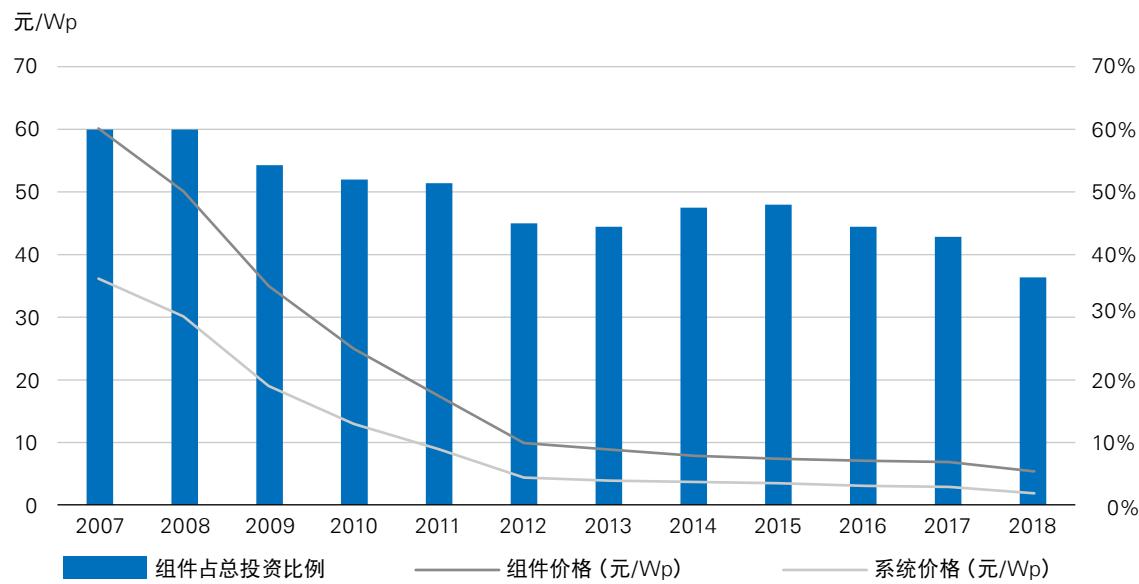
光伏系统由组件、逆变器、支架、线缆、其他辅材等硬件系统以及数据采集、分析等监控软件系统构成。光伏电站设备层中设备的可靠性问题是电站交易最典型的技木风险，其中，光伏组件、零部件、逆变器等设备由于投资占比高、失效率高及故障影响大等特点，成为整体设备可靠性问题的重中之重。在光伏电站资产交易的过程中，对光伏组件、逆变器和零部件的技术尽调对于光伏电站重大技术风险的识别和评估非常重要。在技术尽调过程中，主要通过以下检查和评估来识别关键设备的技术风险。

- 光伏设备技术文件和数据的审核评估
- 光伏设备一致性和安装质量检查
- 光伏设备质量和性能的检测评估

4.1.1 光伏组件

光伏组件是光伏电站最关键也是最核心的部件，组件的质量、性能和安全对光伏电站整体的性能和可靠性至关重要。同时，组件也是光伏电站整体资产中占比最大的关键设备，虽然在过去十多年光伏行业的快速发展和进步中，光伏组件的价格一直在大幅度下降，但组件的成本在整体电站的投资中仍然占比最大。对于电站的持有者和收购方来讲，首先要确认的是电站中采用的光伏组件满足最基本的质量、性能和安全要求，也就是要求组件必须在户外长时间的工作过程中，保证其具备可靠性、耐久性和安全性，有可持续稳定的功率输出。

图4.3 光伏组件及系统价格图



资料来源：TÜV莱茵整理

为了充分了解组件的技术风险，对光伏组件的技术尽调，主要通过以下的检查方式和手段，来评估电站采用组件的质量、性能、可靠性和安全性。

- **光伏组件技术文件和数据的审核评估**
 - 组件技术协议
 - 组件监造报告
 - 组件认证测试报告
 - 组件出厂测试数据 (Flash Data, EL图片)
- **光伏组件一致性和安装质量检查**
 - 设计图纸
 - 组件安装说明书
 - 现场检查
- **光伏组件质量和性能的检测评估**
 - 组件实验室测试
 - 组件现场测试

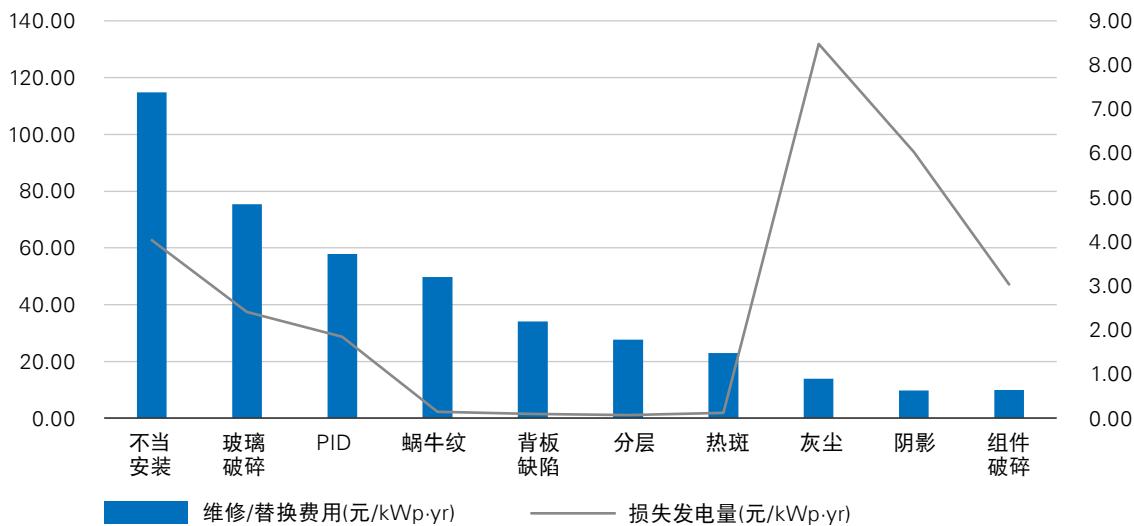
基于TÜV莱茵通过以上对组件的技术尽调，识别出在电站资产形成各个阶段中组件的技术风险。图4.4给出了光伏组件在光伏电站中的技术风险矩阵，可以看到光伏组件在电站整个生命周期中各种风险，同时，图4.5也给出了电站现场组件前十的技术风险损失量化分析，可以看到针对不同损失对应的维修替换费用以及损失发电量费用。

图4.4 光伏组件在光伏电站各阶段的风险矩阵



资料来源：PV Investment Technical Risk Management, European Union's Horizon 2020 research and innovation programme

图4.5 光伏组件前十风险损失量化分析



资料来源：PV Investment Technical Risk Management, European Union's Horizon 2020 research and innovation programme

下面针对光伏电站中应用的几类典型技术风险以及对电站交易的影响进行探讨和说明。

光伏组件典型技术风险风险一组件及扩展原材料未经认证

在光伏电站中，光伏组件典型的一类技术风险是光伏组件没有经过认证，以及光伏组件中使用的原材料和零部件没有进行扩展认证和报备。如果光伏电站资产存在这类问题，光伏组件则无法满足基本的质量，安全，可靠性和耐久性的要求，光伏电站后续长期运行的过程中，有可能会发生由各种失效问题，影响电站的性能和安全。

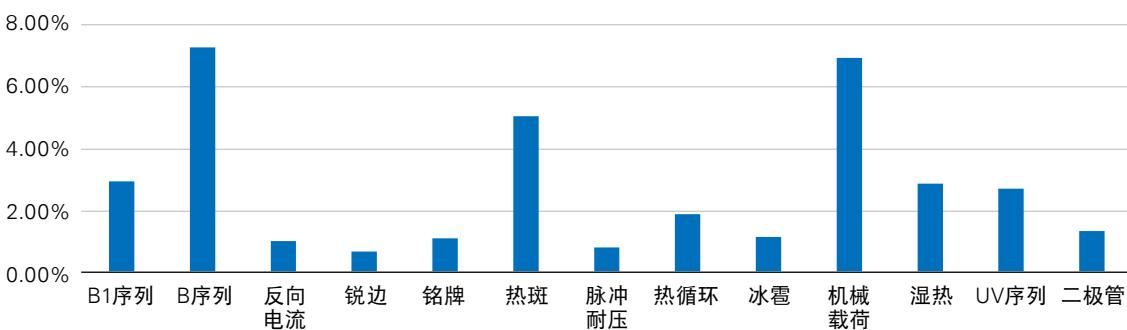
因此，在进行光伏电站资产交易的过程中，一定要通过技术尽职调查，确认光伏组件的认证情况。目前，国际上对光伏组件的质量认证主要是两项标准，一个是光伏组件的性能鉴定定型标

准IEC 61215，另一个是光伏组件的安全标准IEC 61730，光伏组件必须通过该两项标准的测试和认证评估。

标准号	标准名称
IEC 61215:2016	Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval
IEC 61730:2016	Photovoltaic (PV) module safety qualification

图4.6给出了TÜV莱茵自2016年至今针对以上两项标准更新（2016版）完成的1412次测试中的统计数据，总失效率为4.18%，总计59次测试失效。通过这些测试的失效统计可以看到，每个测试项目的失效主要集中于和可靠性以及安全性有关的B序列、热斑、机械载荷和环境测试。如果这些未能通过测试认证的组件应用于光伏电站上，后期出现失效的概率会非常高。

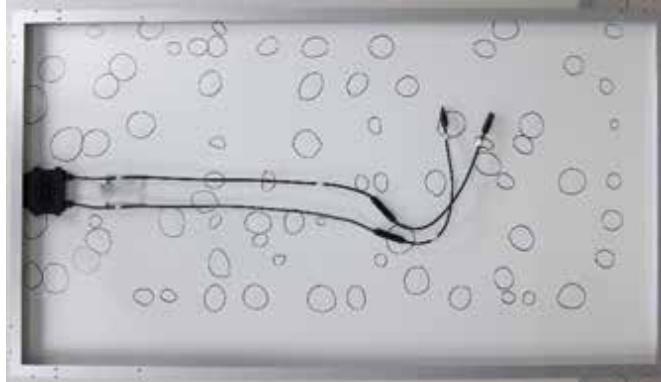
图4.6 光伏组件测试失效分布图



资料来源：TÜV莱茵测试数据统计

另外，通过认证的组件在后期扩展原材料时，同样需要经过扩展认证，避免出现由于新扩展的原材料和组件原来结构组合不匹配不兼容造成的组件性能下降，甚至测试失效。如图4.7所示是组件扩展新背板材料时的测试失效情况，使用了新背板的组件在测试过程中出现了大面积的分层。这样的组件在长期运行过程中会给电站的运行带来很多问题。

图4.7 背板变更后实验室测试结果



目前，在国内已建成的光伏电站中，由于在施工建设过程中赶工期和抢装，有很多电站存在使用未经认证的光伏组件或者临时变更原材料/零部件的组件，这种情况下组件的质量是很难得到确认和保证的。因此在光伏电站交易的技术尽调过程中，需要通过审查组件的采购技术协议、组件的认证报告等技术文件来确认组件是否具有相关符合要求的认证，同时也要确认组件中使用的原材料也在组件认证的材料清单中。如果发现电站使用的组件没有经过认证，则在电站资产交易中，需要对组件部分的成本和后续的质保要求进行详细的考量和评估，同时需要通过相应的实验室测试来确认组件的质量和可靠性。

光伏组件典型技术风险二：组件选型未考虑特殊应用环境

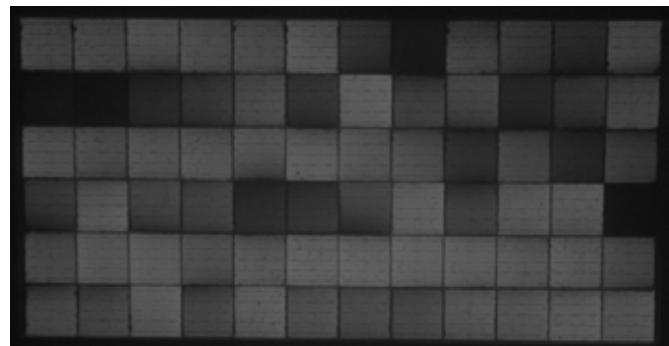
由于光伏电站的应用区域范围非常广，很多电站都建设在环境相对严苛的戈壁沙漠、盐碱地、农渔区域、寒冷区域等地区，因此，对于这些建设在更加复杂自然环境条件下的光伏电站，在交易过程中，需要判断这些电站采用的光伏组件是否有适应这些复杂自然环境条件的可靠性和耐久性，组件是否存在环境适应性的风险，是否会在相应的环境条件下出现失效。对不同的实际应用环境都有相应的环境适应性测试标准来考察评估光伏组件，如盐雾测试、氨气测试、沙尘测试、PID测试、非均匀雪载测试等，下表给出了目前国际国内普遍采用的一些光伏组件环境适应性测试标准。

标准号	标准名称
IEC 61701:2011	Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules
IEC 62716:2013	Photovoltaic (PV) modules - Ammonia corrosion testing
IEC 60068-2-68:1994	Environmental testing - Part 2: Tests - Test L: Dust and sand

标准号	标准名称
IEC TS 62804-1:2015	Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation - Part 1: Crystalline silicon
2 PfG 2310/11.12	Non-uniform snow load testing for photovoltaic (PV) modules
IEC TS 62782:2016	Photovoltaic (PV) modules - Cyclic (dynamic) mechanical load testing

图4.8给出了组件PID测试的结果，可以看出针对特殊应用环境，如果组件没有通过测试并确认其适合在该环境下使用，则后期出现失效的风险也会很大。因此，评估在这些环境下运行电站采用的组件，需要确认和审查相应的测试报告，以确保组件通过相应的测试和评估。

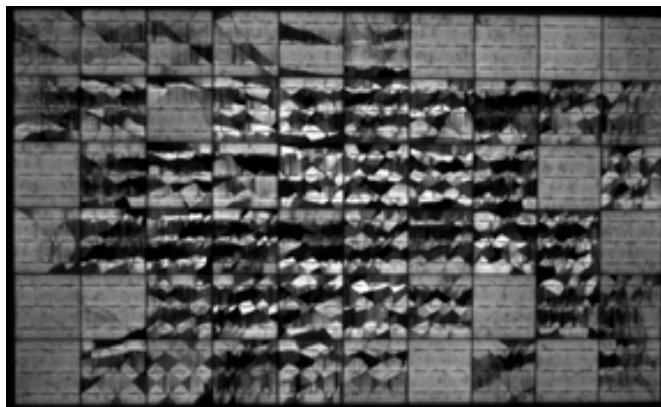
图4.8 组件PID测试结果



光伏组件典型技术风险三：安装和运维风险

在光伏电站交易中的技术尽调中，在确认了组件基本质量和认证信息的情况下，还要评估组件在经过电站建设过程和运维过程后各方面的情况，首先要考察和评估组件的安装质量，组件的安装是否符合组件的安装要求以及相应的设计要求，同时，安装过程中是否对组件造成了一定的损坏。同时，要考察对组件的运维情况，组件是否经过适当的运维保持其良好的运行状态。因此，需要对组件进行现场检查和相应的测试，确定组件在电站中运行过一段时间后的质量和性能状态。这个过程中，需要根据电站的实际情况，重点考察组件功率的衰减程度、组件的质量完整性，此外，在组件缺少测试报告证明的情况下，进行相应的环境适应性测试。抽样原则应当覆盖项目涉及的所有型号。同时，也应当根据项目区域及运行的实际记录，针对性地增加PID、热循环、EL等测试。经过现场及实验室两个环节，能够对组件性能及质量有详细的了解，为后续系统的评估、定价提供坚实依据。图4.9给出从实际运行电站抽测的组件EL测试结果，从EL照片中可以看到组件出现了大面积的碎片，该组件的测试功率和标称功率的偏差为-39.8%。如果不通过技术尽调，是无法了解到电站组件中存在这类问题的，而电站中的组件如果存在这些问题，则会对电站的性能和安全带来很大的风险。

图4.9 组件EL测试结果



4.1.2 光伏逆变器

在一个典型的光伏系统中，作为核心器件之一的光伏并网逆变器，其功能是将光伏阵列中产生的直流电能逆变成交流电能后馈入电网。逆变器的质量和性能对光伏电站的影响同样至关重要。光伏并网逆变器作为光伏发电系统中的一环，其设计的安全性、可靠性及适用性会极大程度影响整个发电系统的安全性能及经济收益，是必须要给予充分重视的核心元器件。

应用于光伏发电系统中的光伏并网逆变器，其核心参数包括MPPT效率，转换效率，电能质量等。MPPT效率（最大功率点跟踪效率）指在一定周期内光伏逆变器获得的直流电能与理论上光伏阵列在该周期内工作在最大功率点提供的电能的比值。

转换效率是指在一定周期内光伏逆变器交流输出侧的电能与直流输入侧的电能比值。电能质量指逆变器输出馈送到电网的电能质量，包含了谐波和波形畸变、电压波动和闪变、功率因数、三相电流不平衡度及直流分量。

为了充分了解逆变器的技术风险，对逆变器的技术尽调，主要通过以下的检查方式和手段，来评估电站采用的逆变器的质量，性能，可靠性和安全。

· 光伏逆变器的技术文件和数据的审核评估

- 逆变器技术协议
- 逆变器认证测试报告
- 逆变器出厂测试数据

· 光伏逆变器一致性和安装质量检查

- 设计图纸
- 逆变器安装说明书
- 现场检查

· 光伏逆变器质量和性能的检测评估

- 逆变器现场测试

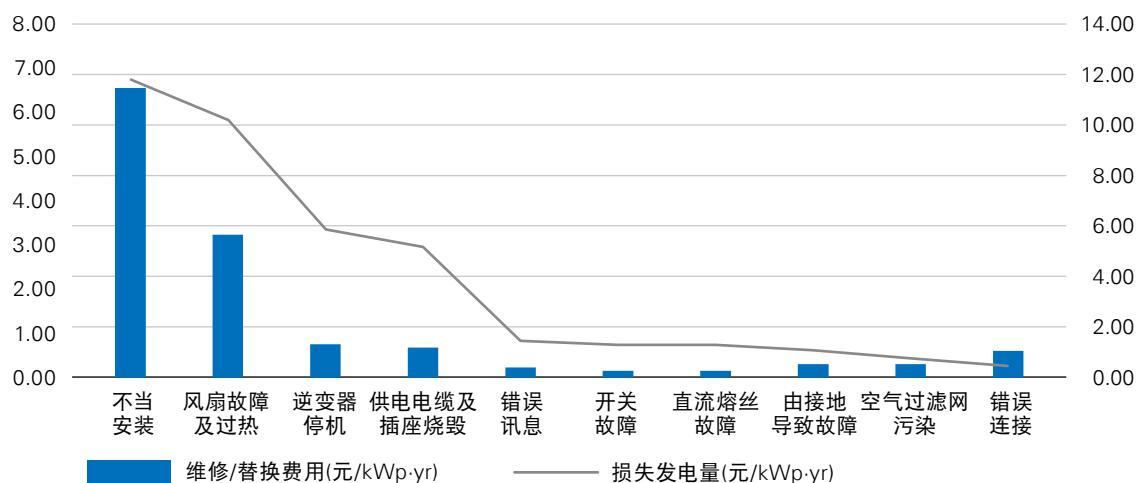
基于TÜV莱茵通过以上对逆变器的技术尽调，识别出在电站资产形成各个阶段中的技术风险。图4.10给出了光伏逆变器在光伏电站中的技术风险矩阵，可以看到光伏逆变器在电站整个生命周期中不同阶段的各种风险。下面会针对光伏逆变器几类典型的技术风险进行探讨。

图4.10 光伏逆变器在光伏电站各阶段的风险矩阵

设备	生产制造	计划和开发	运输和安装	运行和维护
	<ul style="list-style-type: none"> ↓ · 过热 · 降额运行 · 主从控制问题 · MPPT跟踪问题 · 制造商破产 · 缺乏制造经验 · 生产质量低/系统性缺陷 · 标签标识问题 	<ul style="list-style-type: none"> ↓ · 逆变器容量配置错误 · 过热 · 低性能区间 · 光伏阵列的开路电压超过逆变器的最大电压 · 无过电压保护 · 逆变器位置 · 没有防水保护 · 安装环境超出防水防尘等级 · 逆变器房通风问题 · 逆变器直接暴露在阳光下造成的问题 · 制造商破产 · 采购中没有考虑备品备件 	<ul style="list-style-type: none"> ↓ · 过热 · 逆变器配置问题 · 不规则的倾倒 · 空插塞丢失 · 连接器丢失 · 不稳定的安装 · 低隔离等级 · 保险丝使用不当 · 防触电部件缺失 · 固定螺栓生锈 · 电缆卡缺失 · 安装环境超出安全等级和防水防尘要求 · 逆变器没有浪涌保护 	<ul style="list-style-type: none"> ↓ · 风扇故障和过热 · 子系统故障 · 开关故障/损坏 · 逆变器被盗或被故意损坏 · 接地问题导致的故障 · 低性能运行区间 · 逆变器软件问题 · 直流保险丝故障 · 空气过滤器污染 · 逆变器污染 · 报错信号 · 洪水破坏 · 未考虑特定的气候环境 · 数据采集中断

图4.11也给出了电站现场逆变器前十的技术风险损失量化分析,可以看到针对不同损失对应的维修替换费用以及损失发电量费用。

图4.11 逆变器前十的技术风险损失的量化分析



资料来源：PV Investment Technical Risk Management, European Union's Horizon 2020 research and innovation programme

光伏逆变器典型技术风险一：逆变器未经认证

同光伏组件一样,如果逆变器未经认证,那么对电站的可靠性和安全性也会产生极大的影响。考察和评估一个光伏电站中使用的逆变器质量可靠性,首先也是看逆变器是否满足最基本的质量和性能要求。不同的国家对光伏逆变器市场准入的标准要求是不同的,下表给出了光伏逆变器主要国家的准入要求。光伏并网逆变器作为发电系统的一部分,其国际市场准入不仅需要涵盖安规及电磁兼容的要求,也需要兼顾对电网保护及支撑的要求。针对在中国建设的光伏电站中使用的逆变器需要满足标准NB/T 32004-2018。

表4.12 不同国家逆变器标准列举

国家	标准号	标准名称
中国	NB/T 32004-2018	光伏并网逆变器技术规范
德国	IEC/EN 62109-1 IEC/EN 62109-2	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems Part 1: General requirements Part 2: Particular requirements for inverters
	IEC/EN 61000-6-1 IEC/EN 61000-6-2 IEC/EN 61000-6-3 IEC/EN 61000-6-4	Part 6-1: Generic standards - Immunity for residential, commercial and light-industrial environments Part 6-2: Generic standards - Immunity for industrial environments Part 6-3: Generic standards - Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments
	VDE-AR-N 4105	Generators connected to the low-voltage distribution network – Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks
	UL 1741	Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources
美国	FCC Part 15	Federal Communications Commission Part 15
	IEEE 1547.1 UL 1741SA	IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

国家	标准号	标准名称
澳大利亚	IEC/EN 62109-1 IEC/EN 62109-2	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems Part 1: General requirements Part 2: Particular requirements for inverters
	IEC/EN 61000-6-1 IEC/EN 61000-6-2 IEC/EN 61000-6-3 IEC/EN 61000-6-4	Part 6-1: Generic standards - Immunity for residential, commercial and light-industrial environments Part 6-2: Generic standards - Immunity for industrial environments Part 6-3: Generic standards - Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments
	AS 4777.2	Grid connection of energy systems via inverters Part 2: Inverter requirements

光伏逆变器典型技术风险二：逆变器降额

当逆变器发生由于设计和安装造成的过热问题，如通风散热不良，风扇故障，阳光直射等，逆变器会无法按照额定功率满功率运行，这种情况下的逆变器降额是为了在过热的情况下保护半导体元器件。在极端情况下，逆变器的降额运行还会造成停机。

光伏逆变器典型技术风险三：最大功率点跟踪（MPPT）问题

最大功率点跟踪问题，是逆变器的另一类典型技术风险。如果在逆变器制造阶段和认证阶段，逆变器的软件架构没有满足相应技术要求，那么逆变器的软件将无法正常运行MPPT功能，在不同的气候条件和不同的最大功率点下，会造成最大功率点追踪不精确的问题，从而造成较大的发电量损失。

4.1.3 光伏零部件和原材料

与光伏组件相比，零部件成本虽然占比不高，但由于涉及材料部件众多，搭配复杂，一旦失效导致的后果同样严重，对整个电站的可靠运行和安全性同样影响巨大。

在光伏电站的技术尽调中，对零部件和原材料的识别主要通过对其他关键设备的检查和测试来进行。通过TÜV莱茵对光伏电站的技术尽职调查，零部件和原材料的风险主要如下：

- 零部件原材料未经检测认证
- 零部件原材料错误的使用和安装
- 零部件原材料错误的配置
- 零部件原材料的紫外老化问题
- 线缆载流能力不够
- 零部件原材料的腐蚀问题

光伏零部件原材料典型技术风险一：未经认证和检测

光伏电站关键设备中的各种原材料和零部件也需要通过相应的质量，安全和可靠性测试及认证。下面给出了一些主要的光伏原材料和零部件的标准。如果相应的零部件和原材料没有经过相应的认证和测试，则后期对光伏电站的安全和可靠性会产生很大的影响。

原材料/零部件	相关标准
光伏接线盒认证	IEC 62790: 2014 / EN 62790: 2015 / 2 PfG2305/06.13
光伏交、直流连接器认证	IEC 62852: 2014 / EN 62852: 2015 / 2 PfG1915: 03/15
光伏线缆认证	IEC 62930:2017 / EN 50618:2013 /
光伏背板认证	2 PfG1793/11.17 / IEC TS 62788-2: 2017
光伏封装材料 (EVA) 认证	2 PfG2508/09.14
光伏用硅胶测试	2 PfG2541
光伏用涂锡焊带认证	2 PfG2363/08.13
光伏支架与跟踪系统认证	IEC 62817:2014 / 2 PfG 1794/10.10
光伏互联系统认证	2 PfG1913/04.11
光伏产品氯气	2 PfG1911/0
光伏零部件二氧化硫测试	ISO 6988
二极管抗静电测试	IEC TS 62916:2017
二极管正反向切换测试	IEC 62979:2017

基于TÜV莱茵的测试统计数据,零部件的主要失效集中在电性能测试和机械测试。下面分别给出了接线盒和连接器的测试失效分布图,可以看到,接线盒的二极管结温测试、连接器TC200测试以及相应的低温机械冲击测试失效率较高,这些测试所对应失效也经常在光伏电站现场看到。

图4.13 接线盒测试失效比例分布

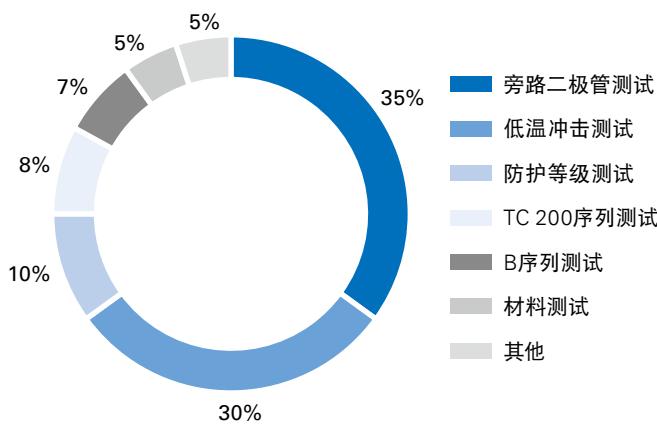
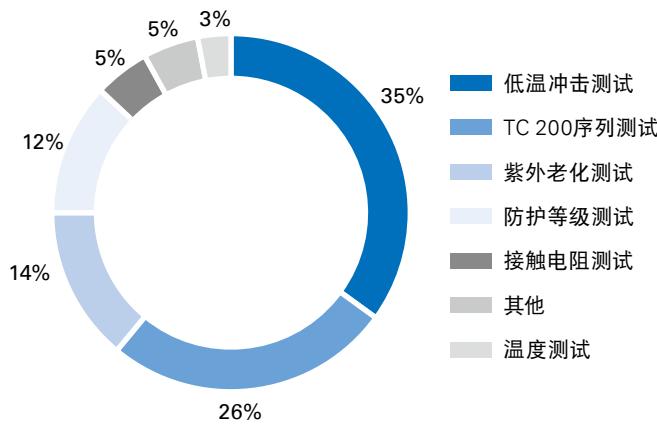


图4.14 连接器测试失效比例分布



根据TÜV莱茵的项目经验,以上几项测试将很大程度影响电站安全。例如某96MW项目由于二极管芯片尺寸不符合结温要求,在长期运行中出现二极管无法承载电流,导致接线盒烧毁的情况(见图4.15),造成损失共计20余万元。对于未通过TC200测试的连接器,其接触电阻将由于焊接压接等工序的不可靠而逐渐增大,进而导致发热烧毁,这种现象在电站中也时有发生。低温机械冲击测试则是对盒体材料的验证,未通过测试的材料,将在户外严酷环境下变脆开裂,影响防水防尘及绝缘特性,最终影响接线盒正常工作。

图4.15 电站现场接线盒失效照片



光伏零部件原材料典型技术风险二:不同品牌型号的连接器互配
国内光伏电站中经常存在不同品牌型号的连接器在施工安装过程中互插,这种方式会给光伏电站带来极大的安全隐患。不同品牌型号的连接器,是无法在技术上完全保证尺寸规格,原材料,生产工艺和制作过程完全一致,而由这些不一致造成的任何细小差异,都会在光伏系统正常工作中反应出来,如电极尺寸和材料不一致造成的接触电阻增大,从而造成温升和发热问题,严重的情况下,甚至会造成连接器过热引起的起火。

光伏零部件原材料典型技术风险三:线缆载流能力问题

在项目前期开发及设计阶段时,在基于整个系统配置和排布的前提下,如果线缆载流能力的计算不当,配置的线缆载流能力不足,这样当系统的电流超过线缆的额定电流时,会出现较大的线损,从而造成发电量的损失,同时,线缆在这种情况下还会发生过热,存在起火的风险。

光伏零部件原材料典型技术风险四:紫外老化问题

光伏系统中的很多原材料和零部件在光伏电站的整个生命周期内都会长期在户外使用,如果这样的原材料和零部件不具备抗紫外的特性或者没有防止阳光曝晒的保护,这些零部件和原材料会很快发生由于紫外老化造成的损坏,从而引起相应安全和系统性能问题。因此针对这些零部件和原材料,需要具有抗紫外老化的特性或在安装时提供防止阳光直射的保护。

4.2 光伏电站建设质量典型技术风险

施工建设阶段是光伏电站资产形成的最关键阶段，施工建设质量对最终形成的光伏电站资产和寿命周期内的安全稳定运行至关重要，在施工建设过程中存在和造成的问题，最终都会影响光伏电站的质量、安全和发电性能。因此，在光伏电站资产交易过程中，需要通过技术尽职调查识别和发现在施工建设过程中形成的技术风险。

对光伏电站施工建设质量的尽职调查，主要通过以下的方法和手段进行：

- **文件检查和评估：**

通过对光伏电站资产的相关文件进行检查和评估，来识别和发现相关文件的各类技术风险。

- **设计审核和评估：**

通过对形成的电站资产的原设计方案和最终建成电站的考察和评估，来识别和评估由于设计问题造成的各类潜在技术风险。

- **施工质量检查和评估：**

通过对电站资产现场各关键节点和关键设备的施工工艺和质量的检查，来识别和评估由施工过程造成的各类潜在技术风险。

在光伏资产交易中TÜV莱茵作为技术尽职调查服务提供商，通过对以往的光伏电站技术尽职调查的结果进行分析，国内很多光伏电站都存在建设质量参差不齐；部分光伏电站的建设质量问题凸显，甚至严重影响电站运行安全。以下会从文件、设计和施工质量三个方面来探讨相关的技术风险。

4.2.1 文件相关风险

光伏电站资产从计划开发起，在光伏电站资产形成的整个过程中，会生成各种文件、记录和数据，这些文件也都属于电站资产的一部分，完整的光伏电站资产首先需要具备完整的文件体系；同时，光伏电站的文件也会暴露及反映了光伏电站的各类风险，如合规性风险、合同风险及技术风险等。

国内光伏电站施工建设过程中的文件要求，一般都依据GB/T 50796-2012 光伏发电工程验收规范，以及GB/T 50328-2014 建设工程文件归档规范进行。光伏发电项目在建设完成并竣工验收合格之后要将工程建设文件进行整理并归档。

标准号	标准名称
GB/T 50796-2012	光伏发电工程验收规范
GB/T 50328-2014	建设工程文件归档规范

光伏电站资产交易过程中的尽职调查需要对光伏电站的文件进行审核和评估，从而检查光伏电站文件资料的完整性，以及通过文件的审查来揭示光伏电站的存在各类风险。

基于TÜV莱茵针对光伏电站资产交易进行的技术尽职调查，下表给出了在文件检查过程中主要的几类问题和相关的影响及风险。

TÜV莱茵审查文件类型	审查中常见问题	影响及风险
审批手续文件	建设工程审批手续不齐全 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 土地使用审批手续不齐全 ▪ 电站送出线路审批不齐全 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 项目合规性风险
设计文件	设计文件完整性及合理性问题 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 电站竣工图纸设计文件缺失 ▪ 现场施工方案与竣工图设计不一致 ▪ 设计文件不符合国家相关标准的要求 ▪ 系统设计方案存在不合理之处 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 交易时无法对项目进行追溯
合同文件	EPC合同 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 电站性能及违约赔偿约定不清晰 ▪ 电站保修条款约定不清晰 设备采购合同 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 设备性能及使用的零部件约定不清晰 ▪ 设备的保修条款不合理 运维合同 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 运维服务范围定义不明确 ▪ 运维考核方式不合理 ▪ 运维未达标时惩罚方式约定不清晰 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 电站出现各类型问题后，易引起争议

TÜV莱茵审查文件类型	审查中常见问题	影响及风险
建设期文件	<ul style="list-style-type: none"> · 电站的竣工验收文件不符合要求 · 竣工验收文件缺失 · 关键节点的验收记录文件缺失 · 测试记录、试运行记录等文件缺失 · 建设期文件未归档，管理混乱，追溯性差 	<ul style="list-style-type: none"> · 交易时无法对项目进行追溯
关键设备文件	<ul style="list-style-type: none"> · 关键设备资料 · 关键设备出厂的资料不齐全 · 关键设备的认证证书缺失 	<ul style="list-style-type: none"> · 无法保证关键设备质量
运行维护文件	<ul style="list-style-type: none"> · 运行维护文件 · 运维记录不齐全 · 关键设备的故障及检修记录缺失 · 调度指令记录缺失 · 运行维护工作的必要的管理制度不齐全 	<ul style="list-style-type: none"> · 运维管理不到位易引发安全事故 · 影响电站综合性能

4.2.2 设计风险

光伏电站的设计是保证电站系统性能及投运后能否达到预期收益的关键，同时设计又与电站的安全可靠运行有很大关系。在光伏电站项目开发设计过程中由于各方面的原因，设计中存在很多问题和风险，在电站资产交易过程中，需要识别和评估这些风险对电站交易的影响。设计风险的识别和评估主要包括以下一些方面：

阴影遮挡评估	识别和考察阵列行间距及障碍物阴影遮挡情况及对光伏阵列发电的影响
系统设计评估	<ul style="list-style-type: none"> · 评估组串设计的问题和相应的风险 · 评估光伏阵列排布方案和相关风险 · 评估主设备放置位置的合理性
电气设计评估	评估直流和交流侧电气部分设计的相关风险
结构设计评估	基础支架力学性能的设计风险

下面给出基于TÜV莱茵在光伏电站交易技术尽职调查过程中发现的一些典型设计风险的讨论：

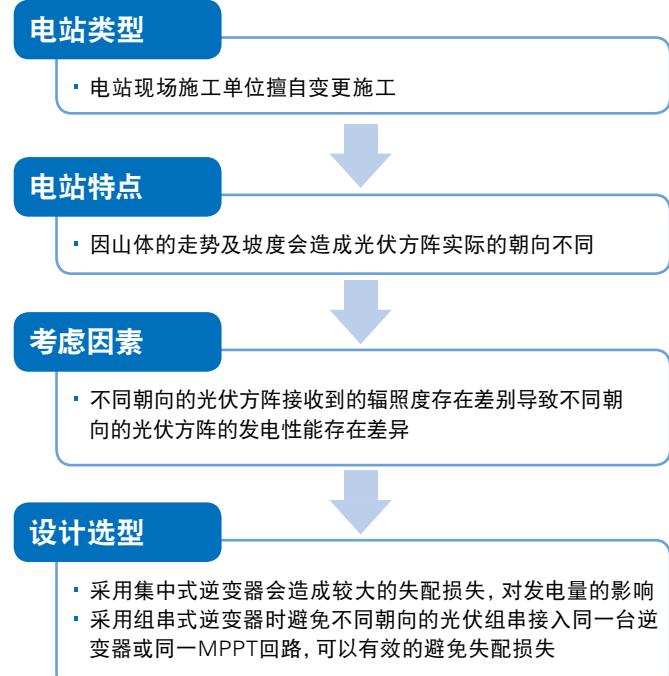
光伏电站设计典型技术风险一：前期勘察不足造成的设计问题

因光伏电站的建设占用面积较大，建设场地成为光伏电站建设的稀缺资源，因此，大型地面光伏电站一般使用荒地，未利用地等来建设。而对于分布式光伏电站则采用工商业屋顶，以及居民住宅屋顶开发光伏项目。对于所利用来进行光伏电站建设的场地，其前期的勘查至关重要，勘察设计不当会对电站后续的运行安全造成极大隐患。

前期勘察不足造成的设计问题	
集中式光伏电站	电站结构设计存在缺陷、勘察设计方案未能有效抵御地基下沉
分布式光伏电站	<ul style="list-style-type: none"> · 前期勘察对屋面载荷分析不到位，造成承重隐患 · 前期勘察未考虑彩钢瓦屋面锈蚀及漏水 · 前期勘察对阴影遮挡问题考虑不足，设计方案未能有效避让阴影遮挡 · 前期勘察未调查和评估场地污染的问题，造成电站灰尘损失严重

光伏电站设计典型技术风险二：光伏系统集成设计问题

光伏系统集成设计是影响电站性能的重要方面，电站设计阶段需要对建设条件进行详细的勘查，并根据勘查的结果进行合理设计，从提高系统性能保证发电量最优的角度来进行系统的集成设计。从TÜV莱茵以往的技术尽职调查结果来看，设计方案是否合理对电站的发电量及收益影响非常直接，下面通过一个山地光伏电站项目的案例来进行说明：



光伏电站设计典型技术风险三：不符合设计标准

设计需要符合现有的国家标准及行业标准，在对电站设计的审查过程中也会发现设计文件不符合相关标准的情况出现，目前国际国内关于光伏电站设计的标准主要有GB 50797及IEC 62548这两项标准。

4.2.3 施工质量风险

光伏电站相对于其他形式的电站，其建设周期相对较短。为抢并网节点，而加快施工进度的情况比较普遍，电站施工单位的素质良莠不齐，对施工质量管控不严，种种因素叠加容易导致电站施工质量较差。因此，在光伏电站交易的技术尽职调查中，需要对光伏电站整体的施工质量和各关键设备的安装质量进行风险评估。施工质量风险的评估主要包括施工一致性，施工规范性和施工工艺的检查和评估。TÜV莱茵基于以往技术尽职调查的结果，下表给出了一些光伏电站现场常见的施工质量问题及典型风险。

光伏电站施工质量典型技术风险
光伏电站施工典型技术风险一：未按图施工 - 实际施工与图纸不一致
光伏电站设计需要以完善的现场勘查为基础，现场施工阶段会经常发现设计方案在现场实施难度很大，或设计方案存在缺陷，这种情况下需要施工单位提出设计变更的申请，由设计单位变更设计之后，施工单位才可以按照变更后的设计继续施工。但是在技术尽职调查中经常发现电站现场施工单位擅自变更了施工，导致实际施工结果与设计图不一致。例如，在山地光伏电站中，光伏方阵的接地系统施工中经常会遇到因山地地质条件限制，场地遍布石头，导致不便进行大规模的接地线的埋设施工。施工单位为降低施工难度，将接地干线不进行地理处理，而直接敷设于地表，这种严重违反了设计初衷及相关标准。除此之外，也经常会发现光伏电站现场方阵的布置与图纸不一致，或者施工工艺与图纸不一致。
光伏电站施工典型技术风险二：施工工艺存在缺陷
施工工艺反映了施工单位的素质水平，在电站现场经常发现施工工艺较差的问题。例如：
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 光伏支架的基础施工精度控制不足，导致支架无法精确安装； ▪ 电缆接线工艺差；光伏方阵水泥基础浇筑工艺差，造成浇筑基础的观感质量差； ▪ 现场焊接工艺不合格，焊后防腐处理不合格等。
光伏电站施工典型技术风险三：施工不规范造成设备损伤
暴力施工现场在电站现场经常会发生，从而造成对光伏发电设备的损伤，带来后期的质量安全隐患。
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 组件搬运安装过程中的暴力施工，造成大规模组件隐裂； ▪ 对光伏支架及电缆桥架随意切割，造成安装精度偏差； ▪ 在出现安装精度差的情况下使用暴力机械矫正。
光伏电站施工典型技术风险四：施工材料质量问题
TÜV莱茵在对光伏电站的技术尽职调查过程中，也经常发现部分非主要设备的材料的质量未受到重视。例如，电缆桥架，支架配套的安装螺丝，设备接地线，电缆保护管，接地扁铁等。这些材料占光伏系统的价值并不算高，容易在采购时忽略产品质量。在实际检查中经常发现该类产品质量不合格，导致腐蚀严重，无法保证电站长期的可靠运行。

4.3 光伏电站实际运行性能的典型技术风险

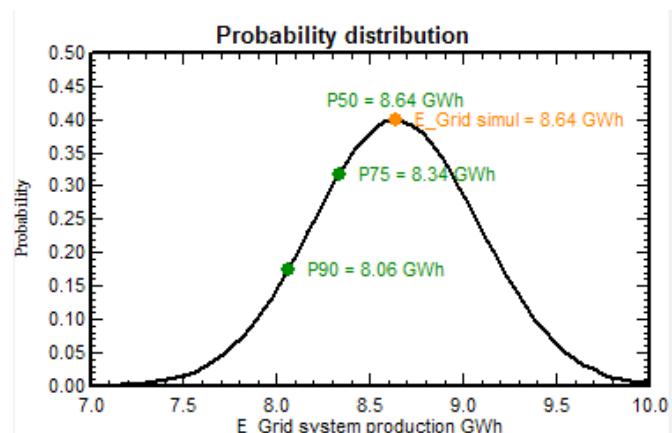
整体性能优秀的电站应当在设计及施工阶段充分考虑环境影响，因地制宜制定计划，才能够使设备高效运行，共同发挥协同作用。任何一个环节的忽视都将导致电站发电量不及预期，从而直接影响投资收益。而考察电站的发电性能需要通过发电量预测或实际数据分析完成。

发电量预测是通过考察电站的地理选址、设计排布、设备性能、场区环境等因素，同时结合辐照数据、斜面辐照转换算法、设备公差等一系列因素，经过专业软件建模、处理、计算而得到的对电站未来发电量的预期值。由于涉及的环节和因素众多，最终结果会存在一定的不确定度，其中主要不确定度来自与气象辐照数据。因此，根据最终不确定度，将得到发电量的概率分布值。

例如，通常所说的某电站P50数值为1150kWh/kWp/yr，意为该光伏电站每年等效发电量达到或超过1150kWh/kWp/yr的概率为50%（P75、P90同理）。因此，P值越高，达到或超过的概率就越高，预测的结果就越保守。交易中采用保守的预测结果通常能

带来较高的安全边际。交易双方可以按照电站已有发电数据，在预测后进行对比分析，同时结合各自风险偏好，约定选用合适的概率值结果。

图4.15 发电量概率值分布示意



长期以来,无法将尽调中发现的技术风险进行量化是困扰光伏投资行业的痛点之一,为此TÜV莱茵基于长期丰富经验及强大的检测能力,将其中部分风险进行量化,结合现场实际,尽可能降低发电量预测过程中场区环境、设备性能等带来的不确定性,进而修正预期发电量,给出更贴近于实际性能的发电量估算。

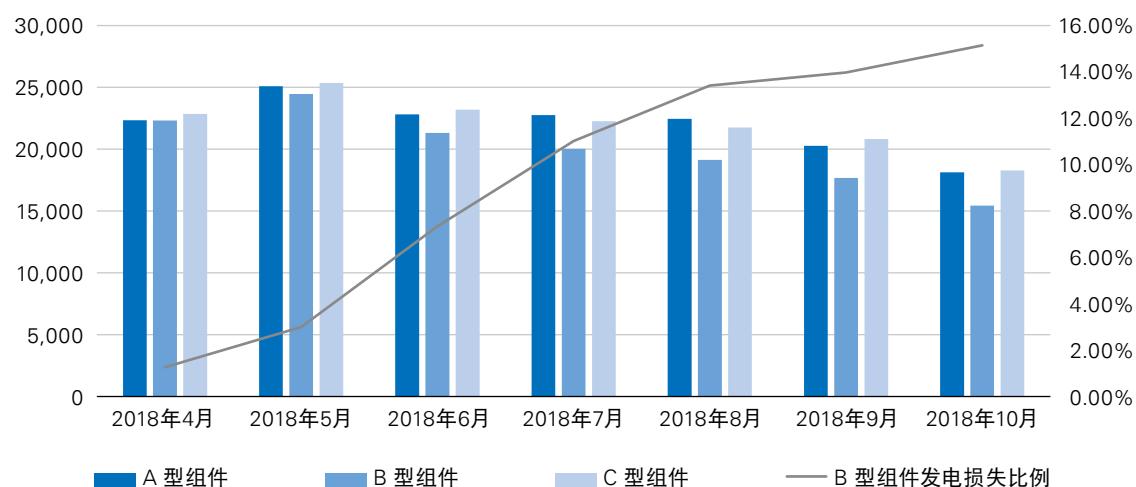
设备质量及选型风险是电站系统性能表现不理想的常见原因之一,也是不确定度的主要来源之一。在TÜV莱茵的尽职调查中发现,某一位于安徽的某水面电站在实际运行中,三种不同的组件性能表现差异巨大。B型组件在4月初运行时,发电量与另外两种组件相差不大。随着时间推移,B型组件的发电性能逐渐

下降,半年后,相比A型与C型组件,性能下降已超过15%。进一步测试分析后,发现B型组件不适用于高湿度的水面电站,环境中的高浓度水汽导致了B型组件产生严重的PID效应。

基于以上测试分析及风险量化,在传统发电量测算及收益测算时,应对该电站B型组件所在的方阵区域发电量作必要的修正,否则B型组件所在区域的发电性能将被高估15%。

此外,若项目选型前期能够结合组件Data Pack测试,就能提前充分知晓组件细节性能,避免此类问题发生。

图4.16 不同组串在当月测试日内的总发电量



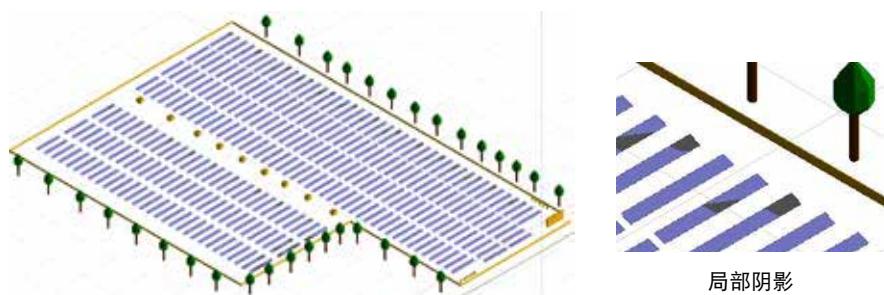
资料来源: TÜV莱茵项目案例数据

随着分布式电站增多,工商业屋顶选址的特殊性导致项目在运行中将不同程度受外部环境及物体阴影的影响。虽然大部分项目会在设计之初对阴影进行避让,仍有部分项目在运行时受较大影响。传统的电站尽调及发电量预估只能定性分析及给出遮挡照片。TÜV莱茵结合现场勘查及基于PVsyst的建模能定量反映出阴影对最终发电量的影响。

在对某一位于福建的工厂屋顶1.58MW的项目进行勘察和建模分析后发现,该项目阴影可能会在运行时造成损失。如果没有准确定量的对阴影的专业估计,传统预测方法将对电站性能高估2.26%。

	不建模	阴影建模分析	相差百分比
项目首年等效满发小时 (kWh/kWp/yr)	1,104	1,079	-2.26%
首年发电量差 (kWh)	39,500		

图4.17 工业分布式屋顶光伏项目模型



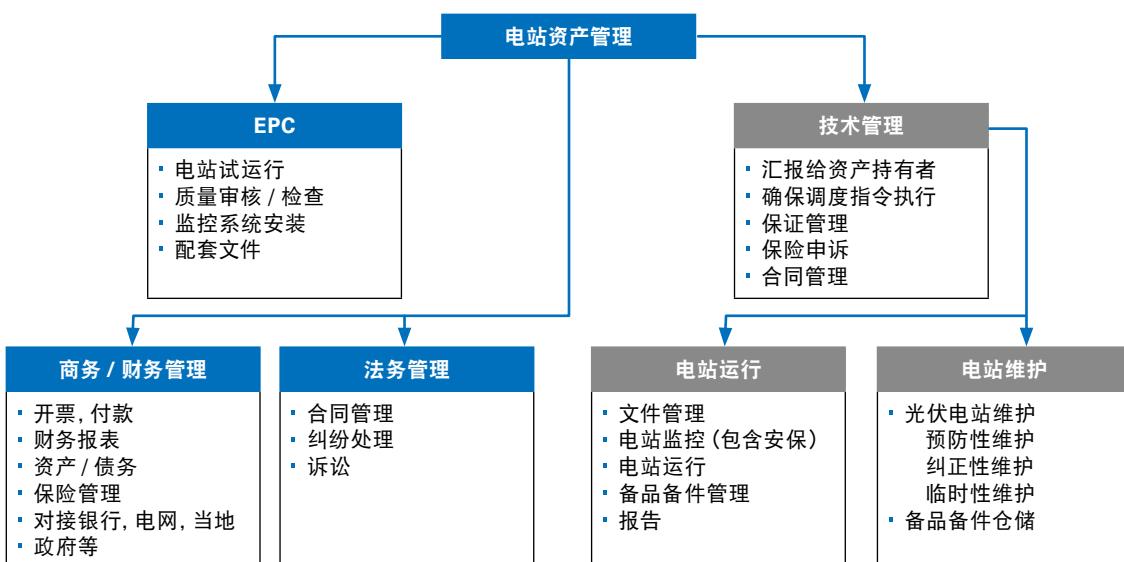
资料来源: TÜV莱茵项目建模

4.4 光伏电站运行维护的典型技术风险

运行维护是光伏电站整个生命周期中时间占比最长的一个阶段，亦是对光伏电站发电量和收益影响较大的一个阶段。作为电站资产管理的核心内容，电站的运行和维护（以下简称运维）管理基本涵盖了所有的电站日常管理工作（见图4.18 电站资产管理架构图）。就单个光伏电站来说，光伏电站的运维水平高低在很大程度上决定了电站资产的优良，进而在很大程度上会影响电站资产的交易价格。

在光伏电站资产交易的过程中，需要通过技术尽职调查来评估光伏电站运营中存在的风险，既要了解光伏电站运行维护的历史和现状，发现和排除影响光伏电站资产长期收益的隐患，还需要对现有的运维公司和运维团队进行考察和评估，从而决定在电站资产交易后是否需要沿用或者更换运维公司/团队。因此，对光伏电站的运维情况进行评估以及对运维公司/团队的管理水平进行考察成为电站资产交易技术尽职调查的主要内容之一。

图4.18 电站资产管理架构图



国内光伏电站的运维现状

在德国莱茵TÜV所进行的针对光伏电站运维的评估中，发现一些普遍存在的电站运行和维护问题。下表给出了基于德国莱茵TÜV的经验所总结的目前国内光伏电站的运维现状和部分典型问题。

国内光伏电站运行维护的现状和问题

市场不成熟	电站“资产管理”概念还未得到普遍理解与接受，对用户侧服务的意识有待提高；
标准不完善	业内针对光伏电站运维的标准不够完善且缺乏指导意义；
运维门槛低	光伏电站运维门槛低，运维服务商的运维水平以及各个电站的运维情况参差不齐；
合同界定粗	运维合同中以及运维服务供应商对运维服务的界定不清楚（内容，频次，操作方式，KPI等）；
需求不清晰	电站资产持有者对电站本身以及运维服务的了解不够熟悉，挑选供应商无从下手，对于运维合同中关切自身利益的点考量不到位；
管理不规范	部分运维公司依靠经验或模仿进行运维，对自身运维服务的开发不够体系完善，且管理不够规范；
软硬件脱节	用于运维的监控软件存在开发和使用环节的脱节，运维人员对运维用监控软件熟悉程度不够或者软件功能未得到充分使用；
EHS意识差	部分运维服务商基础服务薄弱，且缺乏职业健康安全和环境保护意识。

不难看出，目前国内光伏电站的运维问题主要集中在行业整体对运行维护的认识和认知上。普遍的来说，业内（不管是行业标准制定者还是运维服务商亦或是电站资产资方/持有者）缺乏对运维服务范围和要求的统一且清晰的界定，缺乏具有引导力和指导性的行业规范和标准。近几年光伏行业内陆续颁布了数本与光伏电站运维相关的标准（见下表），但这些标准本身的内容还不够完善，且标准本身的可操作性以及各标准的衔接性都有所欠缺。

标准号	标准名称
IEC 62446-1:2016	Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection
IEC 62446-2: 2016	Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems
IEC TS 62446-3: 2017	Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography
IEC 61724-1:2017	Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring
IEC TS 61724-2:2016	Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method
IEC TS 61724-3:2016	Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method
IEC TS 63049:2017	Terrestrial photovoltaic (PV) systems – Guideline for increased confidence in PV system installation

基于上述介绍的国内光伏电站运维现状，结合在光伏电站实际运行维护中存在的各种各样的技术风险，下面就电站资产交易在电站运维环节的部分突出风险进行介绍。

光伏电站运维典型技术风险一：无法有效覆盖电站前期问题及各种差异

(1) 电站本身质量问题造成的运维困难：

每个光伏电站都有自己独特的“基因”，加上电站本身由于前期设计开发及建设过程中产生的问题较多，导致运维活动的开展困难重重。以某屋顶电站为例，电站本身坐落于产生污染排气物的工业厂房房屋顶之上，那组件的清洗清洁便成为运维的巨大障碍；以某大型山地电站为例，由于电站开工之前未充分做好地平工作，地势崎岖不平坦，加之杂草横生，导致日常巡检车辆不能进入，全靠运维人员步行，增加了运维成本，降低了运维效率。

(2) 运维合同问题：

作为资产管理的关键步骤，业内尚无运维合同的最佳范本，部分运维合同本身关键信息缺失，合同双方责任和义务定义不明确，导致纠纷和维权的痛点。相对非第三方运维而言，第三方运维的运维合同制定更为规范，然而仍然缺失部分关键信息，仅以双方约定的生产目标KPI为例。目前运维服务商与电站业主在运维合同中一般较常约定的KPI有GPR (Guaranteed Performance Ratio, 即担保系统效率)，Availability (系统可用率)，Energy Yield (发电量)，然而绝大多数运维服务商并未针对这些KPI的数据来源，数据筛选原则以及计算方法给出定义亦未与业主进行事先沟通。对于业主来说，对于运维服务商的考核则无据可依。

光伏电站运行维护典型技术风险二：运维服务商水平参差不齐

光伏电站运行维护的质量好坏与所选择的运维服务商息息相关。目前来说，中国国内光伏市场上常见的运维服务商可以归纳

为以下四类：

由电站组成部件生产制造商扩展成为运维服务商

- 该类型的企业主要依托自身所生产电站设备的技术优势，从光伏产业的上游跨越或贯穿到下游，例如航天机电，协鑫等组件制造商以及阳光等逆变器制造商等纷纷涉足光伏电站运维产业。

由电站开发商扩展或EPC/系统集成商成为运维服务商

- 该类型的企业往往对电站本身比较熟悉，区域化人员配备比较到位，对相关合作单位例如设计单位，设备供应商以及电网公司等关联度较高，涉外能力较强。

由具有IT背景从事云平台大数据的开发商成为运维服务商

- 该类型的企业往往具备自身开发运维用监控软件（包括生产管理以及性能评估等方面）的能力，在在线监测和快速诊断方面优势明显，通常采用线上和线下结合的O2O模式或无人值守+有人值守的模式为广大业主/资产所有者提供第三方运维服务。

其他的运维服务商

- 例如电站资产持有方针对自身电站进行的运维服务。值得注意的是在国内一些村落安装的电站一般没有配套专业的运维服务商，往往不做运维或由不具备光伏知识的农户进行诸如清洁组件等简单的运维活动。

以上四类运维服务商在光伏电站运维方面各具优缺点，但仍普遍存在的问题是：光伏电站运维服务商管理水平决定/限制了电站资产管理的水平。换言之，比较突出的问题例如，运维服务范畴不清晰，运行管理和维护管理在职能上不做区分或相互重

叠，管理要求缺失或定义模糊以及配套资源（流程和方法，人员资质管控，设备设施等）不到位，这些导致电站资产价值不能得到有效的保值。

尽管运维服务商带来的问题凸显，甚至成为除电站资产本身之外的最大的风险点，德国莱茵TÜV认为该点却是一个风险可控点，如下为进一步分析。德国莱茵TÜV一直致力于光伏电站运维行业的规范化发展。于2014年和2018年先后推出两版针对光伏电站运维服务商认证的技术规范，尤其是新版的2PfG 2672/11.18融合了资产管理的实践经验，填补了标准的空白部分，不失为针对运维服务商管理体系建设的权威指导规范。新版技术规范认为优秀的光伏电站运维服务商应该在如下7个方面具备过硬的素质。只有适应光伏电站方方面面环境的管理才能让电站资产“长治久安”。

德国莱茵TÜV通过上述7个维度的严格审核标准对运维服务商的自我管理水平和运维绩效与业务合同要求的符合性进行综合性的评估和认证，还依据其运维能力颁发Quality Pass等级证书，目的是为运维服务消费者提供选择指引，进而降低来自光伏电站运维服务商自身水平带来的投资风险。

综上所述，光伏电站作为资产进行交易，不仅要关注电站的质量和性能现状，更需关注未来长达20~25年的长期运行管理情况。作为电站的资产持有者，除了评价电站的运维水平现状，更需认真挑选服务质量和自身管理优秀的资产管理者，如此光伏电站本身的技术风险才能更好的被识别，预防，转移和降低，电站资产本身的价值和持续性收益才得以保障。

图4.19 光伏电站运行维护评估维度



4.5 光伏电站技术风险对交易的影响及应对措施

在对光伏电站资产交易进行的技术尽职调查中，会给出很多关键的技术风险评估以及对电站交易产生的相关影响下表给出了一些技术风险对电站交易的影响及可能的应对措施。

技术风险纬度	技术风险模式	应对措施	交易影响
关键设备	设备质量问题，特殊环境应用	详细评估设备状态及考察环境影响	根据评估结果调整关键设备的估值
文件	关键合规性文件缺失	按程序进行补办	关键文件将影响整个交易进程
设计	未完全贴合现场实际情况	详细评估设计影响并尽可能量化	根据评估结果调整电站发电量预测
施工	施工质量问题	考察情况并评估关键施工整改成本	考虑关键施工整改成本
运维	运维管理问题	提升运维团队水平	影响较轻微

第五章 光伏电站资产交易中的常见财务、税务、商业、估值事项及对交易的潜在影响



在过去三年，普华永道中国电力交易团队在超过500个光伏和风电资产交易的财务顾问、财税和商业尽职调查及估值服务中积累了大量的实战经验。在此，我们希望通过对于各类交易的实战经验分享，帮助中国光伏投资者在未来交易中规避风险，获得稳定的投资回报。

5.1 光伏项目财务报表主要构成及交易关注点

5.1.1 固定资产

- 对于光伏电站项目而言，通常资产负债表中所占比重最大的一项便是固定资产，通常可以占到总资产的60%以上。如果项目还处于建设期，则体现为在建工程或预付工程款。
 - 交易中主要关注点：交易尽职调查过程中，普华永道建议根据各建设阶段的资本支出类别，分项查看合同，核查入账价值是否完整及准确。通常需关注历史及未来期间资本支出及融资安排是否可以支持后续资本支出。并通过分析每兆瓦建造成本来比较各电站的单位建造成本，分析其合理性。

5.1.2 金融负债

- 由于光伏电站项目回收期长，前期投入成本大，故电站一定会考虑建设期与运营期的融资安排。一般融资手段有银行借款、关联方借款、发行债券等。对于长期债务，一般企业会与银行约定一个浮动利率，在金融比较发达的市场会通过利率互换等金融衍生工具来对冲借款利率波动风险。
 - 交易中主要关注点：由于一般光伏电站的资产回收期一般为8-12年，而国内光伏项目负债端债务期限很大程度上取决于项目开发企业的自身融资能力，因此债务和资产的久期匹配通常是收购方需要关注的重点事项之一，项目债权的可持续性偿债备付率及资产负债率通常是其中的重点关注指标。此外，融资成本对现金流的影响、融资安排的还款计划、交易后控制权变更带来的潜在对融资安排的影响、相关金融工具的会计处理等也是交易中的典型关注内容。

5.1.3 运营资金

- 光伏电站的应付账款主要包括建设期的应付工程款及各类设计咨询费，及运营期的运维款项和其他运营相关的款项。对于一般项目而言，应付账款组成结构稳定，相应账期也较为稳定。相对而言，应收账款的情况则要更复杂一些。光伏项目的应收账款主要为向电网或客户供电的应收电费，或者应收政府补贴款等。应收电费的对手方为电网，付款较为稳定，账期通常在30-50天。而国内光伏项目政府补贴通常为收入的主要部分、补贴款账期可达1-3年，故应收账款的周转直接影响到运营资本和经营性现金流的规模。

- 交易中主要关注点：普华永道建议应在收购计划中重点考虑收购后应收账款周转天数变动对未来现金流的影响。在已获得国家补贴资格的情况下，如果应收账款周转天数过长，在收购中可能需要考虑额外的过桥

融资。如项目没有或尚未确认国家补贴，则需要重点关注应收账款的可回收性及购电方的未来用电及支付能力。

5.1.4 收入

- 供电收入：国内地面电站项目由于目前执行的是固定电价补贴，因此收入构成的量价因素较为简单。而典型的发达国家PPA项目则会考虑售电合同的价格锁定期，在价格锁定期后按市场电价调整，供电收入受到实际供电量和市场电价的双重影响。
 - 交易中主要关注点：通常需要了解电价调整机制，并与供电量结合，分析量价变动对收入的影响，辨识出影响收入变动的关键驱动因素。在数据维度允许的情况下，可进一步分析按地区的供电量及收入，从财务数据角度了解各地区的实际供电情况。

补贴收入：由于光伏行业对政府补贴的依赖程度大，补贴收入在总营业收入中一般也占据较大比重。但同时，补贴收入存在申请及发放周期长，账期较长等特点。

- 交易中主要关注点：需要关注补贴收入的发放进度以及政策性影响等，以及国内个别地方性补贴是否存在一次性的补贴收入影响未来的可持续性损益。

5.1.5 成本和费用

- 息税折摊前利润以上：主要包括光伏企业的人工成本、外包运维成本、租金费用等。如果房产为项目自有，则费用可能体现为自有房产的折旧费用。

息税折摊前利润以下：主要包括光伏企业的固定资产折旧费用、前期研发费用摊销、融资成本、非经常性损益等。

- 交易中主要关注点：普华永道建议投资人需要关注租金等已承诺的后续支出对未来现金流的影响、是否存在一次性费用成本影响未来的可持续性损益、是否存在漏记的成本费用分摊等。

5.1.6 现金流

- 光伏电站是一种以一次性现金流出换来未来长期现金流入的类固定收益投资。因此，在发达市场，较之国内较为重视的利润回报，投资者通常更为关心光伏电站投资的现金流回报。在目前国家补贴存在较长账期的情况下，利润向现金流的转化是财务关注的核心问题之一。

- 交易中主要关注点：普华永道建议投资人需要重点关注运营性现金流中的运营资金及融资性现金流的变动是否能够实现长期平衡。如二者无法实现平衡，则应重点关注缺口大小及融资手段，以保持交易结束后债务履约。运营性现金流对于债务偿还能力的覆盖 (DSCR, debt service coverage ratio) 通常是最值得关注的财务指标之一。

5.1.7. 其他特殊事项

- 资产包项目关联方之间的资金流动：在复杂资产包情况下，由于各个项目公司存在偿债能力差异，且控股结构中存在特定需求的向上现金需求，因此，资产包内部及与外部关联方之间的资金流动的合理性和可持续性是复杂资产包项目财务尽职调查中发现的常见问题之一。

- 交易中主要关注点：现金陷阱 (cash trap)、银行贷款中分红条款、向上现金流的方式、集团结构中夹层融资的合理性。

金融工具的实际价值：在发达国家光伏市场，融资银行通常会要求公司对贷款进行利率或外汇的长期风险对冲。当对冲的负债额和方式满足特定条件后，金融工具的会计可采用套期保值会计政策 (hedge accounting) 从而规避金融市场变动对项目损益的短期影响。而当市场长期利率水平发生变动后，金融工具的长期损益的现值将不会计入利润表而计入资产负债表，评估衍生工具的价值也是财务尽调及交易定价中的一个至关重要的部分。在一些极端案例中，衍生工具的市场价值可以占到交易股权对价的50%甚至更多。

- 交易中主要关注点：金融工具在交易对价中通常反映出三种价值：账面价值、市场价值、折现价值。投资者应关注三种价值与未来现金流的相关性，并决定在估值及交易条款中约定如何评价和处理金融工具。

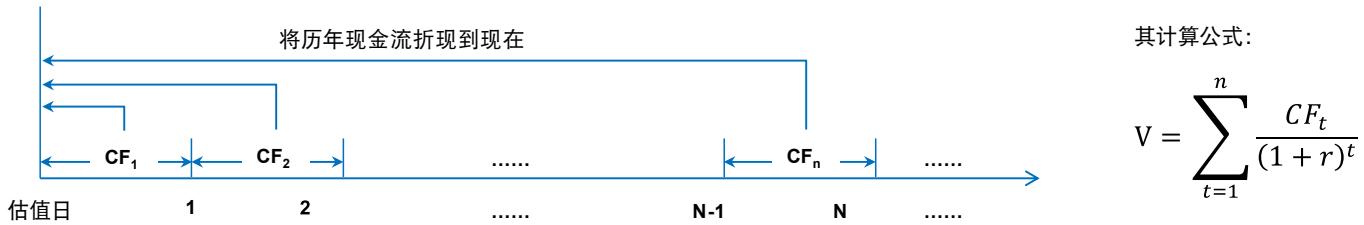
- 其他类负债项目：主要包括资本性支出承诺、弃置成本、受限资金、履约（建设期/运营期）保证金等。

5.2 光伏项目估值的方法

光伏项目估值的方法包括收益法和市场可比法两大类。通常，考虑光伏项目因地制宜的特性，估值实物中通常采用收益法作为主估值方法，兼以市场可比法作为副证。在估值的过程当中，我们通常建议估值的基准日与尽调的基准日相同，以保证财务模型和估值与项目历史的延续性。

5.2.1 收益法

类似于其他所有投资资产，光伏电站资产的价值来源于该资产可以在未来为其所有者带来的现金流，因此将未来所有的现金流以能够体现获得该现金流的不确定性的折现率进行折现并加总便得到该资产的价值。



其中，V为估算价值；t为时期；CF_t为第t期的净现金流；r为折现率。

现金流折现法可以进一步细分为三种，分别是FCFF(Free Cash Flow to Firm, 公司自由现金流)，FCFE(Free Cash Flow to Equity, 股权自由现金流)以及DDM(Dividend Discount Model, 股利贴现模型)。

在进行光伏项目估值时，普华永道建议从股权现金流角度出发，一般选用FCFE或DDM方法。主要原因在于，光伏项目运营时间长于债务偿还时间，随着债务的逐步偿还，项目公司的杠杆率水平会不断发生变化，因此针对某一时点的加权平均成本 (WACC) 的测算可能会有较大偏颇。如果直接从公司自由现金流角度 (FCFF) 出发，难以用一个平均的WACC来代替项目全生命周期的资本成本的变化情况。因此，我们通常使用光伏电站产业的股权资本成本 (cost of equity) 对FCFE或DDM进行折现。而对于在建或有特定资产风险的项目，我们也会在股权资本成本之上加以特定的风险溢价。

具体的，根据项目资产包的复杂程度，一般对于复杂资产包（即一个公司下有多个光伏电站资产），建议考虑复杂项目杠杆层级下的向上分红性现金流，采用DDM方法估值；对于简单资产包（即一个项目下仅一个公司），则建议采用FCFE方法估值。

- 在采用DDM方法进行估值时，需要考虑因光伏项目运营过程中部分现金流被锁定引起的差异。如股利分红不一定能完全从每个子公司实现上缴，由于法律、债务条款等要求，对部分经营现金有强制性的冻结要求，从而导致DDM方法和FCFE方法的估值差异。

5.2.2. 市场可比法

相对估值法包括可比公司法和可比交易法。

- 可比公司法：可比公司法是找到可以与目标公司进行比较的同

类型公司，然后进行比较估值。在选取可比公司时，可比公司与目标公司必须在能源类型、地域分布、资本结构、业务规模等众多方面相似。一般选择指标EV（企业价值）/EBITDA（息税折摊前利润）开展估值，将可比公司的EV/EBITDA的比例乘以目标公司的EBITDA，即可以得到目标公司的估值。

- 可比交易法：可比交易法是找到历史的交易，参考案例交易中的交易价格进行估值。考虑到光伏电站交易的特殊性，在选择可比交易法时，需要特别考虑所选交易的标的需与当前的目标项目属于同一区域、同一时期装机、并且具备相似的负载系数。在此基础上，选择EV（企业价值）/总装机量开展估值，将可比交易的EV/总装机量的比例乘以目标公司的装机量，即可以得到目标项目的估值。

5.3 财务质量对估值的影响

在集团构架上，光伏项目通常为一个电站成立一个子公司。项目的一大特点是项目子公司数量众多，大型项目甚至可达几百家子公司的规模。财务数据作为估值基础，其可靠性显得尤为重要。交易的财务尽职调查过程中，不仅需要通过审阅合并报表口径的财务数据，了解项目的整体规模和经营情况；而且，出于估值对财务数据的精度要求，也通常需要取得并审阅各个子公司的财务报表以及各科目明细数据，故需审阅的财务数据量较大。

其中，由于光伏项目的估值模型直接基于财务尽职调查后的资产负债表获取数据，而收入成本等数据往往通过技术尽职调查口径取数，所以从估值角度而言，光伏项目的资产负债表相较于利润表更为重要。而利润表方面，虽然估值模型并不完全基于历史利润表数据，但在交易中可以通过一些对历史经营情况的正常化调整，模拟历史期间正常独立运营情况下的光伏电站经营情况，为预测交易后的未来经营情况做些参考。

5.4 常见税务事项

5.4.1 税务优惠

光伏行业增值税享受“即征即退50%”：根据相关税收政策规定，纳税人销售自产的利用太阳能生产的电力产品，实行增值税即征即退50%的政策。光伏企业符合该项优惠的资质，目前该即征即退政策的有效期已延长至2020年12月31日截止。

所得税享受“三免三减半”：根据国家税收政策规定，光伏企业可以享受“三免三减半”的所得税优惠政策。即企业从取得经营收入的第一年至第三年可免交企业所得税，第四年至第六年减半征收。

西部地区所得税享受15%优惠税率：根据相关规定，中国西部地区从事鼓励类产业的企业减按15%的税率征收企业所得税。光伏电站行业属于鼓励类产业。目前该优惠政策的有效期截止至2020年12月31日。

免征耕地占用税：根据相关税收规定，光伏电站项目占用耕地，对光伏阵列不占压土地、不改变地表形态的部分，免征耕地占用税。

固定资产加速折旧政策：根据2018年财税54号规定，企业在2018年1月1日至2020年12月31日期间新购进的除房屋、建筑物以外的固定资产，单位价值不超过500万元的，允许一次性计入当期成本费用在计算应纳税所得额时扣除，不再分年度计算折旧。企业可以自主选择是否享受优惠。而在此前，国家税务总局也陆续发布了一系列固定资产加速折旧企业所得税优惠政策的通知。目前国内光伏电站企业通常的做法是会计上采用平均年限法进行折旧，税务上根据自身情况选择是否享受加速折旧政策。

5.4.2 特殊税务资产和负债

光伏企业通常在生命周期前期折旧与财务费用较高，可能产生累计亏损，并形成可抵扣后续年度盈利税基的递延所得税资产。根据企业所得税法规定，企业纳税年度发生的亏损，准予向以后年度结转，用以后年度的所得弥补，但结转年限最长不得超过5年。在一些累计亏损较长时间的项目中，该等税务资产可能产生较高的未来现金流及交易价值。

另外，由于光伏电站项目前期投入较大，项目回收期长，前期建设过程中产生的进项税可能无法在短时期内被销项税抵扣完全，故在账面上通常会产生一块较大的待抵扣进项税，也可作为未来抵扣项。

在一些发达国家，如果光伏企业选择享受加速折旧政策，则由于会计折旧与税务折旧的差异，将在账面上产生一大块递延所得税负债或资产。光伏项目中，核实交割时点该块资产负债的折现价值也是交易中的一大关注点。

5.4.3 汇总纳税考虑

各国合并纳税的政策机制不同。就国内而言，总公司和子公司目前已取消了合并纳税方式，只有总公司和分公司可以汇总纳税。实务中，由于增值税汇总纳税需要通过相关税务机关的审批且对税收筹划影响不大，一般较为少见。而所得税方面，由于汇总纳税可以汇总计算抵扣金额，较分别纳税更具优势，所以汇总纳税多见于总分公司所得税的汇总缴纳。

一般而言，光伏企业下分、子公司众多，如何设置纳税主体进行汇总纳税，也是光伏项目交易后构架中的一大关注点。譬如，设立分公司将可以与总公司进行汇总纳税，由于各抵扣项也与总公司汇总计算，故较设立子公司可以享受到更多的所得税抵扣。但分公司的劣势在于不具备法人资格，在业务、资金、人事等方面受到总公司的管辖，日后若需要剥离重组较为繁琐，不利于拆分出售。

而在国外发达国家案例中，合并纳税主体通常为申报集团内各子公司，而合并规则有较多区域性差异，如抵扣上限、转移合并额度等，如何设置合理有效的集团构架，光伏电站投资者需与税务专家共同进行专业筹划。

5.5 商业尽职调查

相较于对于投资者普遍适用的技术尽调、财税尽调而言，商业尽调一般更适合于对于投资区域市场不熟悉的投资者。而相较于较少面临商业风险的传统地面电站而言，分布式电站由于购电方情况和协议的多样性，因此往往商业尽调的侧重点有所不同。

5.5.1 投资目的地电力市场情况

由于电力市场通常在世界各国均为有一定自然垄断或寡头性质的强监管市场，了解电力市场的结构和主要参与方一般都是光伏投资者需要了解的第一个问题。而在电力自由化的国家，了解电力尤其是新能源的交易机制则是在进入市场形成投资之前必须解决的实际问题。

除此以外，考虑光伏发电的投资周期，投资目的地国家地区的长期电力供需平衡问题、新能源政策也是确保未来收益长期稳定的关键因素。

5.5.2 电网与电源布局与调度原则

除了电力市场的基本情况以外，了解区域电网与电源布局是投资者进入区域市场后指导未来持续投资的重要因素。在很多绿地项目中，评估电网和电源匹配是决定项目开发和投资成本的重要因素。

另外，考虑到电网的平衡需求，投资者也需要了解区域电网的日内和季节性供需峰谷及电网的调度原则。电网的长期平衡性和倾向性也是判断项目长期限电可能性的主要依据。

5.5.3 区域电网内的电源成本

在电力市场化较强的国家，投资者则更需要关注各个电源的成

本及其在较长周期中的变化趋势。除考虑各个电源的能源成本和投资密度以外，通常我们还需要考虑脉冲能源对于电网带来的额外成本。

另外，考虑光伏组件在长期中的价格的下降趋势，成本较高的早期投资电站应尽量考虑锁定长期购电协议（如在澳洲的商业购电协议），而不应该长期暴露在市场电价的竞争之下。

5.5.4 市场电价预测

由于在很多国家，购电协议的覆盖周期（12-20年）通常小于市场认可的光伏电站的生命周期（20-30年），因此很多光伏电站生命周期的后期会暴露在市场电价之下。在面临市场电价的时期，通常投资者需要市场电价以支撑其相应部分收益和对应估值。除此以外，需特别注意的是，在实时竞价的电力市场中，我们不仅需要考虑平均成交价格，也需要考虑光伏作为脉冲能源对于市场电价的捕获率情况，通常该等捕获率会小于100%，而在一些安装了储能的项目中，捕获率则会大幅提升。

市场电价模型是一个极具专业性的预测模型，需要商业顾问有较长时间的积累修正。在很多情况下，投资者会选用专职的电价顾问进行预测。

5.5.5 购电协议和购电方信用审阅

随着分布式能源的兴起和电力体制改革的推进，光伏电站的购电方呈多样化趋势。在实际的分布式项目投资过程中，衡量购电方长期购电能力及购电协议的主要商业条款也是商业尽职调查的重要内容之一。

5.6 财务预测

在普华永道经历的数百个光伏项目的并购当中，财务预测对于光伏电站项目的估值以及未来融资安排都起着至关重要的作用。光伏电站项目的财务预测一般基于技术尽调、财务尽调、商业尽调、法律尽调等确认的假设进行编制。由于光伏电站的未来运营参数的可预见性通常强于制造业企业，其预测周期通常在15-30年。较长的预测期也带来了预测模型结构的复杂性。在实际编制过程中，预测因素和历史延续因素的平衡通常是较为棘手的问题之一，因此，普华永道通常建议财务模型使用与尽职调查相同的基准日。

5.6.1 利润表财务预测

光伏站在收入端有较强的对不可控的光照资源的依赖，而在成本端较多受到已确定商业安排的制约，因此，光伏电站的利润表预测与一般工业企业有较大区别，在假设参数选取上较少考虑历史财务结果和延续因素，而较多的利用技术、财务、商业尽职调查所确认的假设进行建模。

· 收入：

光伏电站的收入预测通常基于发电量、未来电价、上网量等方面假设。其中，发电量的预测来自于对自然环境、设备转化率、衰减率等指标的综合考虑。技术尽职调查通常是最终假设的确认方。一般而言，在股权交易中，通常使用P50发电量假设，而在银行融资中则较多使用P85发电量假设。至于未来电价和上网量的预测，一方面来自于合同约定的价格调整与购电量机制，另一方面也需要商业尽职调查团队根据对未来市场电价及电力平衡的预判，综合评估其合理性。

· 人工成本：

通常根据预算的未来期间所需要的员工人数和平均工资进行估计，在此基础上，还需要考虑通胀或涨薪的影响。

· 运维成本：

通常根据合同条款进行合理匡算，并根据技术尽职调查团队经验进行适当调整。

· 租金费用：

通常根据光伏企业租赁合同约定的价格调整机制进行匡算。需要注意租赁合同安排到期后重新签订租金合同可能导致的租金价格变动风险。

· 财务费用：

通常根据光伏项目未来融资安排中不同的融资类型的本金与利率计算方式进行匡算。尽职调查中尤其需要关注管理层预测中负债的完整性、季节性的短期融资需求、所用预测利率与历史利率的差异、还款计划的合理性等。

5.6.2 资产负债表财务预测

光伏电站的资产负债表预测通常是项目合并报表方和银行融资

方所关注的重点之一，其预测通常是根据财务尽职调查提供的假设进行历史延续的推演。

· 营运资金：

通常基于光伏项目历史期间应收账款、应付账款对应的周转率与未来期间营业收入或营业成本预测数匡算得出。尽职调查中需关注交易后是否有可能导致周转率改变的因素发生，如客户账期、补贴款的申请进度和收回周期变动等。

· 固定资产：

通常根据光伏项目预测的资本支出以及预测期折旧金额匡算得出。尽职调查时需关注资本支出预算是否已经充分考虑了未来新建、扩产、维修等资本支出计划，以及考虑交易后潜在的运营计划变动是否会带来额外的资本性支出。

· 借款：

通常根据光伏项目未来的融资安排及还款计划进行预测。尽职调查时需关注融资安排和还款计划的完整性及合理性，是否会由于控制权变更引起的提前偿还或罚款导致额外的融资等。

5.6.3 现金流量财务预测

类似于杠杆收购项目，现金流量表通常是以估值和融资为目的的光伏电站财务建模的最重要的关注点。不同于部分国内投资者对于利润表的重视，国际成熟投资者通常最为重视现金流量的预测。其通常将光伏电站投资视为类固定收益投资，从而重点关注其现金投资和现金回报，而其预测结果也直接挂钩融资能力与项目估值。

· 公司自由现金流：

公司自由现金流是指一个公司在支付了所有现金经营费用和相关税款，以及资本性支出和流动资金的融资以后，但在支付任何利息费用之前所产生的现金流，其独立于资本结构，因为它代表的是所有资本供应者（包括债权人和股东）可以获得的现金。

· 债权还款现金流：

债权还款现金流是通常指公司与债权人之间产生的净现金流，主要包括利息支付，本金的借入与偿还，以及购入与出售的金融资产。一般根据光伏电站项目历史融资情况，还款计划表以及未来融资安排，对公司预测期内的必要的净债务支付进行匡算。

· 股权自由现金流：

股权自由现金流量是公司在支付现金经营费用和相关税款，资本性支出和净债务支出后可分配给企业股东的剩余现金流量，即公司自由现金流与债券还款现金流的差值，也就是成熟投资者重点关注的项目估值。

5.6.4 其他复杂问题

在复杂光伏资产包中，通常还有更多的专业财务预测问题。普华永道在如下示例说明国内外交易中的一些常见问题供大家探讨。

- **现金陷阱 (cash trap) :**

如前述，由于在光伏电站估值中，DDM方法一般优于FCFE方法，从股权自由现金流转化为线上股权现金流（一般包含分红和股东借款的归还）就尤为重要了。一般我们将两者之间的差异称为现金陷阱，其形成的原因一般分为三种：法定要求（如盈余不足等）、商业安排（如贷款条款限制等）、自然形成（如最低运营资金等）。

- **集团内现金流动：**

由于通常一个光伏资产包中各主体的还款能力不同，因此各主体之间持续的资金流动也是财务模型中需要现实面对的问题。因为各主体的银行贷款可能有不同的限制性条款，因此资金流动的可行性也需要通过各主体的建模以实现。

- **偿债备付率与融资安排：**

偿债备付率（运营性现金流/债券还款现金流）通常是发达国家银行对光伏项目进行融资和再融资的主要关注因素之一。通常该指标需要在融资的生命周期中高于1.3倍，部分的发达国家银行也会根据该比例在光伏融资产品中规划再融资还款时间表。而在国内，该指标的使用则不甚普及。

- **金融衍生品的现金流：**

如前述，对冲光伏电站长期利率风险的衍生品通常有账面价值、交易价值和折现价值。通过财务预测，我们可以准确评估交易时点预期下金融衍生品的未来现金流，从而得到其折现价值。通过折现价值和交易价值的对比，帮助投资者评估衍生品的处置方法。

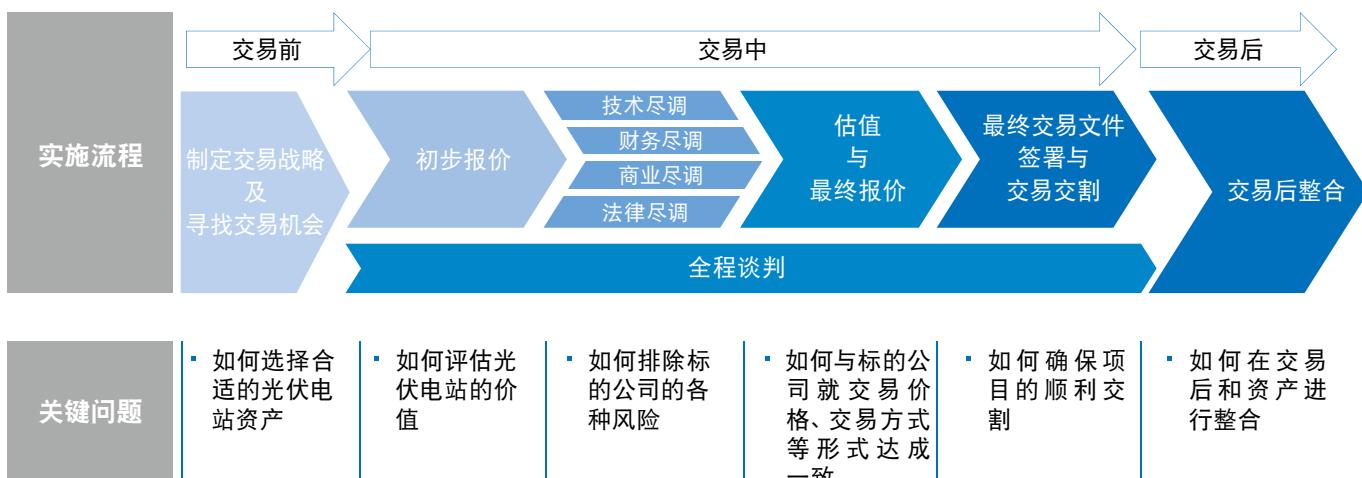
第六章 国内光伏电站交易指南



6.1 光伏电站收购流程

普华永道在过去三年为中国投资者在国内外的并购中多次提供全程的财务顾问服务。专业的财务顾问有助于提升交易效率的同时大幅降低了客户的风险。类似于其他行业的并购项目，有经验的买卖双方在光伏项目的并购当中一般都遵从标准的并购流程。这样的流程一般分为三个阶段，其中又包含了诸多的技术模块。

光伏电站收并购全流程



· 交易战略和寻找交易机会：

在光伏电站交易前期，投资者通常会洞察光伏行业的发展前景和机遇，评估市场竞争和法规环境变化对投资决策的影响，寻找鉴别潜在的光伏资产与交易机会。此外，光伏电站投资者也需要评估自身的投资能力和风险偏好，理解自身资产负债表和现金流的支撑能力，以在长短周期内搭配不同阶段电站的投资组合。

· 报价：

在一般交易中，尤其是竞标交易，投资者报价的主要分为两步：非约束性报价和约束性的最终报价。非约束性报价，主要基于对潜在交易光伏资产的初步调查结果，在这个阶段，参与竞价流程的早期阶段投资人数量较大，其竞价目的是实现竞争态势的最大化，从而提高找到最佳要约报价的可能性；约束性报价普遍基于详尽的对潜在交易光伏资产的尽职调查与估值结果，这个阶段的重点是在少数已经认定其具有购买的战略适宜性或强烈意愿的潜在投资人。

· 尽职调查：

如上述介绍，不再复述

· 交易谈判阶段：

光伏电站交易过程中，通常需要持续性的谈判，而买卖方财务顾问的介入也会从专业性和沟通的顺畅程度上促进光伏电站交易的成功率，也会在交易中提升交易价值，保护客户利益。

· 最终交易文件的签署：

最终交易文件通常指股权转让协议 (SPA, share purchase agreement)，其中涵盖了与交易相关的报价及买卖方承诺条款，是尽职调查、估值、财务顾问、律师等技术性工作的汇总成果。

· 交易交割阶段：

在通常的并购交易中，我们一般使用三种交割机制：交割账户调整机制 (adjustment account)、锁箱机制 (locked box) 和即时交割机制。在光伏电站交易中，我们通常以股权价值进行定价，且其运营资本情况通常较为稳定，因此我们一般不会使用交割账户调整机制。在交割周期 (评估日至交割日) 较长的交易中，我们通常建议使用锁箱机制规避风险，而在一些交割周期较短风险较低的项目中，则可以使用即时交割机制。

· 交易后整合阶段：

光伏项目和光伏运营商在投资后通常面临财务系统、人力、运营等多样的整合。制定专业可行的整合计划也是项目成功的重要因素。

6.2 成功光伏电站交易指南 - 案例分析

通过介绍了国内目前光伏电站资产形成情况，以及在政策和行业发展演化的大环境下，逐渐形成的从新装机市场到电站资产交易市场的转变趋势，同时，对光伏电站资产交易中的典型技术风险和典型财务风险进行了详细的观点分享，并且还介绍了光伏电站的收购流程和一些关键的注意事项。本节通过两个光伏电站资产交易的案例分享，来进一步解读国内成功光伏电站交易所需要注意的事项。

案例一：100MW山地光伏电站资产交易

100MW山地光伏电站交易	
电站类型	集中式山地电站
交易类型	大型集中式光伏电站资产交易
项目容量	100MW
尽职调查时间	2018-08
主要技术尽职调查内容	
1. 关键设备质量和可靠性调查 2. 文件检查和评估 3. 光伏电站设计合理性评估 4. 光伏电站施工建设质量评估 5. 光伏电站性能检测和评估 6. 光伏电站运维现状评估	
技术风险情况及对交易的影响	
关键设备质量问题	<ul style="list-style-type: none">▪ 风险评估： 某品牌的组件存在功率虚标的情况。组件EL缺陷比例较高（组件制造质量缺陷和安装过程缺陷）。▪ 对电站交易影响： 由于关键设备的质量存在重大问题，对电站资产中关键设备的成本需做相应考量和调整。
设计问题	<ul style="list-style-type: none">▪ 风险评估： 未充分考虑山地电站组串朝向不统一的问题，逆变器选型采用集中式大型逆变器，会存在较大的并联失配损失，影响电站的发电收益。▪ 对电站交易影响： 在电站交易的过程的财务测算，需要充分考虑这个风险对发电量的影响。
关键手续文件缺失	<ul style="list-style-type: none">▪ 风险评估： 项目建设用地审批文件，验收文件（环保，消防，并网文件等），这些关键手续文件的缺失会带来重大合规性风险。▪ 对电站交易影响： 需明确手续文件缺失是否可以进行补办。如无法消除相应合规性风险，则可能影响整个电站交易。
设备采购合同的保修条款不清晰	<ul style="list-style-type: none">▪ 风险评估： 存在后期质保的风险。▪ 对电站交易影响： 对电站收购方来讲，后期电站关键设备出现问题时，相应的运维会比较困难，增加由于设备停机的发电损失以及相应的运维成本。
施工建设质量问题	<ul style="list-style-type: none">▪ 风险评估： 施工质量较差，基础和设备施工安装都存在与设计不一致的情况，存在一定的隐患。▪ 对电站交易影响： 在交易中，需考虑具体问题的整改成本。
主要财务评估内容	
1. 会计基础及财务质量 2. 国家及地方补贴的支付和相关资产 3. 债务合理性、利率、期限结构及借贷条款 4. 经营性现金流对于债务偿还现金流的长短期覆盖 5. 估值分析与价格调整因素 6. 潜在限电因素对于未来经营及估值的敏感性	

财务风险情况及对交易的影响	
财务记录	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 出售方出于税务考量, 将较多非电站发生费用计入了电站主体。 ▪ 对电站交易影响: 未来收购后该等成本不会继续发生, 未来经营风险较小, 但应合理考虑未来税务成本。
应收补贴款	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 该电站已建成并网超过两年, 但尚未收到相应国家和地方补贴, 应收金额超过6,000万元人民币。 ▪ 对电站交易影响: 国家补贴部分需合理估计账期, 并在财务模型中进行测算, 结合债务情况考虑融资安排; 地方补贴部分需考虑当地实际情况, 判断是否有减值风险, 并在交易文件中进行相关约定。
负债情况	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 存在与电站经营不相关的小部分贷款利用; 经营期15年贷款含有控制权变更条款; 经营期内经营性现金流对贷款还款覆盖不足。 ▪ 对电站交易影响: 需在交易文件中约定非电站运营资金利用的归还, 建议作为交易交割前条件; 需在交易完成前获得融资银行许可, 建议将银行官方确认作为交割前条件; 需测算未来资金缺口调整融资结构及估值。
估值测算	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 仅使用设计院数据进行估值, 估值中未考虑实际技术因素及补贴的延迟支付。 ▪ 对电站交易影响: 需要使用技术尽调数据进行估值, 保证基础的准确性; 需重新建立财务模型基于现金流对于目标公司进行估值定价。
限电情况的敏感性	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 由于项目公司所处地域局部存在限电情况, 需考虑限电影响。 ▪ 对电站交易影响: 由于限电为长期经营的外部不确定因素, 一般无法通过合同将该风险向交易对手进行长期转移, 因此建议投资者在评估过程中考虑技术和市场尽调评估未来电力市场格局和限电可能性, 并通过财务模型将该等不确定因素进行定量。

案例二: 150MW 分布式光伏电站资产包交易

150MW 分布式光伏电站资产包交易	
电站类型	分布式屋顶光伏电站
交易类型	分布式屋顶光伏电站资产包交易
资产包容量	150MW
资产包中分布式电站容量	50个
尽职调查时间	2018-10
技术尽职调查内容	
1. 所有电站的文件完整性检查 2. 所有电站的发电数据和运维数据评估 3. 关键电站的设计合理性检查 (覆盖所有设计方) 4. 关键电站的施工质量检查 (覆盖所有EPC和施工方) 5. 关键设备的现场检查和实验室测试	
技术风险情况及对交易的影响	
关键设备质量问题	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: <ul style="list-style-type: none"> (1) 电站现场使用的组件是由某品牌组件的OEM工厂生产, 该OEM工厂没有在组件认证报备的制造厂清单中。 (2) 抽测组件实验室测试功率超出组件质保衰减范围。 (3) 组件EL缺陷比例较高 (组件制造质量缺陷和安装过程缺陷)。 ▪ 对电站交易影响: 由于关键设备的质量存在重大问题, 对电站资产中关键设备的成本需做相应考量和调整。

设计问题	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 同一设计方出的设计方案存在相同问题，如组件排布，接地系统等。 ▪ 对电站交易影响: 在电站交易的过程的财务测算，需要充分考虑这个风险对发电量的影响。
文件缺失	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 所有电站都存在不同比例的文件缺失。 ▪ 对电站交易影响: 需明确手续文件缺失是否可以进行补办。如无法消除相应合规性风险，则可能影响整个电站交易。
施工建设质量问题	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 同一EPC及施工方负责的电站存在相同施工质量问题。 ▪ 对电站交易影响: 针对具体质量问题，若问题对电站质量和安全有重大影响，则可以考虑交易中排除该EPC涉及的电站，会影响整个资产包的规模和交易金额。
主要财务评估内容	
1. 资产包的法律及财务主体结构 2. 会计基础及财务质量 3. 购电协议及应收账款 4. 债务合理性、利率、期限结构及借贷条款 5. 集团内资金流向及对集团外的资金流动 6. 估值分析与价格调整因素 7. 发售电风险因素对于未来经营及估值的敏感性	
财务风险情况及对交易的影响	
目标公司结构	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 目标公司由于是一个项目较多的资产包，开发时间里程较长，因此组建了12个项目公司和控股公司持有资产包，其历史沿革情况不一。 ▪ 对电站交易影响: 需通过财务尽职调查和法律尽职调查摸清各法律主体财务情况和历史沿革，并通过交易文件约定，尽量保证交割后资产包无不相关业务、资产及负债，结构清晰，控股公司和项目公司各司其职；在目标公司架构不合理的情况下，应该视风险可控性在交易前或交易后对目标公司结构进行重组实现运营、现金流、税务的优化。
财务质量	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 由于资产包项目较为复杂，其中不同法律主体财务情况有所差异，审计报告无法完整反映各公司具体面貌。 ▪ 对电站交易影响: 需在合并报表层面评估对交易财务风险因素的主要构成，并在交易文件中予以约定；另需要在项目单体层面对于财务报表构成因素进行拆分，理解该等因素对于单个电站财务评估和估值的影响，对财务风险较大的运营资产和法律实体可考虑适当的剥离选择。
购电方风险	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 由于本项目是大规模分布式项目，因此涉及的购电方较多，且背景复杂，购电协议的格式也有较大差异，对购电方的历史和未来购电能力评估较为复杂。 ▪ 对电站交易影响: 建议进行细致的购电协议审阅，并对历史应收账款进行细致信用审阅，或进行专业的商业尽调评估购电方信用展望，并将这些结果反映在未来现金流预期和风险溢价中，得到合理估值。
负债情况	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 目标公司负债结构复杂，笔数较多，融资方式多样，利率久期各异，负债风险是分布式项目所面临的最为重要的长期财务风险之一。 ▪ 对电站交易影响: 建议对全部负债条款进行审阅，并建立财务模型详细测算未来偿债性现金流及其覆盖率；如有短期到期的大额融资，需在交易前考虑再融资可能性；如资产负债存在严重错配且融资可能性较低，则需考虑改变交易方式或放弃交易。
集团内外资金流向	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 风险评估: 由于集团内资产偿债覆盖率不一，内部拆借现象错综复杂，且开发商为了尽快回笼前期资金，对现金流较好的项目进行的大量资金外抽。 ▪ 对电站交易影响: 对于内部拆借，需要从公司财务分红、借款合同、运营资本三个层面考虑其合理性和可持续性，并在财务模型中予以反映；对于外部关联方借款，需要在交易文件中予以约定偿还或在交易对价中予以调整。

估值测算	<ul style="list-style-type: none"> 风险评估: 买卖方未有能力建立复杂的杠杆收购模型进行财务预测和估值。 对电站交易影响: 需要基于集团内资金流动建立基于分红和向上现金流量的杠杆收购模型以进行估值分析；适当考虑商业分布式项目未来现金流入的不确定性，提高风险溢价率。
发售电因素的敏感性	<ul style="list-style-type: none"> 风险评估: 由于分布式项目收入因素较多，未来成本上升可能性较大，可全效运营周期不确定，因此面临较多对估值有影响的风险因素。 对电站交易影响: 需在技术尽调和商业尽调基础上，确定主要风险因素排序，并以杠杆收购模型为基础，进行多元的敏感性测试。

从以上两个案例可以看到，无论是大型集中式山地电站还是分布式光伏电站资产包，其电站资产由于在资产形成阶段期间，都存在着各种各样的潜在风险，这些风险会直接影响电站资产未来的收益，如果在电站资产交易阶段，不去识别和发现这些风险，就无法在交易前要求电站做出整改以及也无法让交易价格真正反映电站资产的水平，从而会对电站收购方在未来持有电站的过程中造成不可避免的损失。因此，一个成功光伏电站资产交易，必须严格按照相应的电站资产交易和收购流程进行，并委托具有公信力的第三方进行详尽的技术尽职调查和财务尽职调查，才能评估和识别各种技术风险和财务风险（详见第三章和第四章对典型技术风险和财务风险的介绍），对电站资产的质量和价格充分的了解和认识，实现光伏电站资产的成功交易。

如需进一步信息，

请与德国莱茵TÜV和普华永道中国联络：

德国莱茵TÜV联系人：

大中华区太阳能服务光伏电站及系统商务经理
安超
电话：+86 21 6081 4936
Email: chao.an@tuv.com

普华永道中国联系人：

普华永道中国交易战略与运营咨询业务总监
鲁冰
电话：+86 21 2323 3102
Email: bing.lu@cn.pwc.com

