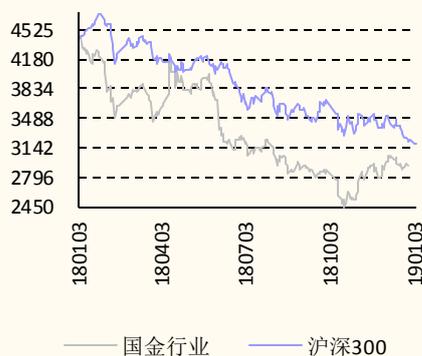


市场数据(人民币)

市场优化平均市盈率	18.90
国金太阳能指数	2921.38
沪深300指数	2964.84
上证指数	2464.36
深证成指	7089.44
中小板综指	7201.67



相关报告

- 《光伏新周期开启，优选制造业龙头-太阳能行业2019年度策略报...》，2019.1.2
- 《光伏政策暖风频吹，景气预期有望上修-太阳能行业点评》，2018.11.5
- 《价廉物美的高效组件技术将迎来快速普及-光伏平价上网系列报告之...》，2018.9.17
- 《光伏电站市场交易活跃，制造运营企业各取所需-太阳能行业行业点...》，2018.7.3
- 《光伏进入平价时代，新的十年高速增长开启-光伏平价上网系列报...》，2018.5.7

姚遥 分析师 SAC 执业编号: S1130512080001
(8621)61357595
yaoy@gjzq.com.cn

张斯琴 联系人
zhangsiqin@gjzq.com.cn

张帅 分析师 SAC 执业编号: S1130511030009
(8621)61038279
zhangshuai@gjzq.com.cn

全球光伏平价大幕开启，海外需求多点开花

——光伏平价上网系列报告之三

行业观点

- 随着近年来光伏发电成本的持续快速下降，“发电侧平价上网”这座光伏行业的“圣杯”，比所有人的预期更早的开始在全球范围内被取得。在我们2018年发布的前两篇光伏平价上网系列报告（国内市场篇&高效组件篇）的基础上，本篇系列之三详细分析展望了中国以外的主要海外市场的短期需求预测，以及各国实现平价之后的装机增长逻辑和成长空间。
- 传统市场开始复苏，新兴市场多点开花，确定性支撑行业中短期需求增长：在国内市场由补贴驱动向全面平价过渡的未来2~3年内，海外市场持续贡献需求增量将是行业需求保持增长、制造业景气持续复苏的核心逻辑之一，我们预计2019年全球市场有望实现20%增长。具体而言：
 - 美国在经历了2018年需求低谷后，未来3年需求将重回13~15GW/年；印度两项税收影响逐年降低，预计2019年恢复50%以上增速；欧洲市场MIP到期取消刺激下短期高增速可期；2018年表现抢眼的澳大利亚、墨西哥未来两年新增装机有望维持高位甚至继续创新高。（假设中国2019年持平）
- 2019~2027年全球逐步实现平价，2026年前后达到约440GW/年的第一个新增装机高峰：我们测算，全球主要国家将在2019~2027年陆续实现光伏发电侧平价及对存量火电电源的替代，进而推动全球光伏装机的新一轮快速增长。2025年起新增装机超过400GW/年，2026年达到约440GW/年的第一个需求峰值。印度、美国将成为海外市场增长主要区域，贡献约30%增量。其中印度在日照优、规划强、人均用电低的背景下，2026年新增装机峰值有望达到80GW/年；美国虽然新能源规划较弱，但在光伏2021年实现与气电平价后，巨大的用电量基数仍能够提供40~50GW/年的新增装机。
- 值得指出的是，以未来20年或更长远的时间周期来看，随着光伏发电成本的持续降低，将进一步促进电力占人类终端能源消费比重的提升，从而在降低全人类能源使用成本的同时，为光伏产品提供更大的需求空间。

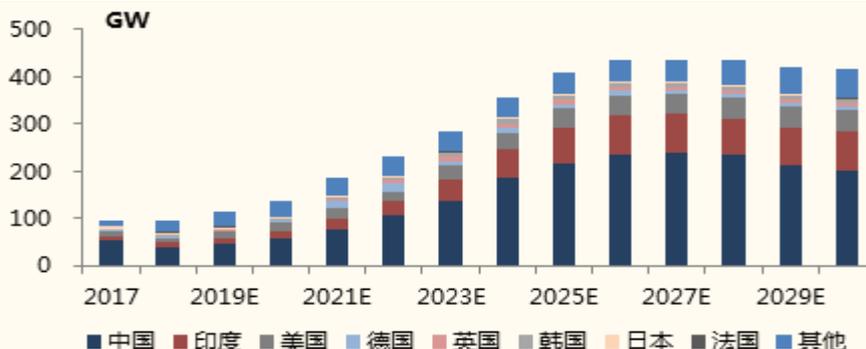
投资建议

- 首选竞争格局已相对稳定的产业链环节中具备维持长期竞争优势能力的制造业龙头，重点推荐：**隆基股份、通威股份、信义光能、福莱特玻璃、大全新能源**，同时关注其他单晶硅片、高效电池组件、电池设备龙头。

风险提示

- 技术进步不及预期，电网升级改造情况不及预期，可再生能源政策变化。

图表：全球光伏新增装机需求预测



来源：IRENA，国金证券研究所

内容目录

光伏发电：正在全球范围内成为最环保且最便宜的电源	5
能源转型大势所趋，奠定光伏长期增长基调.....	5
中印领跑，欧洲复苏，新兴崛起，短期增长动力充足.....	6
降本潜力巨大，2019~2027 年全球逐步实现发电侧平价与电源替代.....	8
短期需求详测：传统市场开始复苏，新兴市场多点开花	10
美国：2018 年需求低谷，2019~2022 年恢复增长.....	10
印度：2018 年受两类税收政策影响低于预期，预计 2019 年重回增长.....	11
欧洲：MIP 到期取消，高性价比中国产品刺激需求复苏	12
澳大利亚：天然气短缺及煤电退役背景下，光伏成为优选能源.....	14
墨西哥：关税取消、分布式接网、电力批发市场成熟，2019 需求将创新高17	
中东：项目储备充沛，增长确定性强	22
平价空间展望：2026 年全球新增装机峰值约 440GW.....	24
美国：替代气电，2025~2030 年装机量潜力 40~50GW/年	25
印度：电力供需缺口大、日照条件优越，2026 年峰值装机 80GW	32
德国：光伏主要增长空间来自核电与煤电的退役.....	38
法国：用电需求增长缓慢，核电延迟退出，新能源发展空间有限.....	39
英国：替代存量气电后 2024 年达 10GW 需求高峰.....	40
日本：人力成本推高光伏单位投资，平价遥远需求受限	41
韩国：各项指标向好，用电规模限制装机峰值在 10GW 左右	42
俄罗斯、加拿大：光伏发展缓慢，年均装机需求不足 1GW.....	43
其他国家：新兴市场带动增长，2028 年需求超过 50GW	44
风险提示	45

图表目录

图表 1：1980 年、2015 年全球一次能源消费结构	5
图表 2：2015-2050 年终端分品种结构预测.....	5
图表 3：一次能源消费需求预测.....	5
图表 4：2015-2050 年全球主要国家电能占终端能源需求比重	6
图表 5：部分国家和地区自主减排承诺及可再生能源发展目标.....	6
图表 6：全球光伏新增装机量 (GW)	7
图表 7：2016-17 年中国组件前 20 大出口国比较.....	7
图表 8：2017 年 1-9 月中国组件主要出口国	8
图表 9：2018 年 1-9 月中国组件主要出口国	8
图表 10：全球主要国家集中式光伏 LCOE，2010~2017	8
图表 11：各国光伏竞拍低价频现（美元/MWh）	9
图表 12：2017~2040 年全球各国光伏发电成本仍有较大下降空间.....	9
图表 13：美国“201”关税与 ITC	10
图表 14：2018 年美国市场光伏产品降价明显.....	10

图表 15: 2018 年美国各类型光伏电站系统造价与去年同期相当	10
图表 16: 美国集中式光伏项目储备充足 (GW)	11
图表 17: 美国短期新增装机与组件需求预测	11
图表 18: 印度拟征收的光伏保障性关税	11
图表 19: 征收 25% 保障性关税后, 中国组件成本仅高于东南亚组件	11
图表 20: 征收 25% 保障性关税后, 中国组件成本仅高于东南亚组件	12
图表 21: 印度保障性关税之外的组件产能	12
图表 22: 预计 2019 年起印度光伏装机需求有所修复	12
图表 23: 欧洲多国光伏实现平价, 具备内生增长力	13
图表 24: 欧洲主要国家已恢复增长	13
图表 25: 欧盟第二次光伏双反调查结果—最低限价机制 (欧元/W)	13
图表 26: 欧洲限价高于中国单晶组件售价	13
图表 27: 欧洲限价高于中国多晶组件售价	13
图表 28: 预计欧洲市场将重现高增长	14
图表 29: 澳大利亚批发电价上涨	15
图表 30: 澳大利亚天然气出口量大于消费量	15
图表 31: 煤电退役速度快于可再生能源发电能力增长	15
图表 32: 澳大利亚煤电站关停计划	15
图表 33: 澳大利亚大型可再生能源规划完成进度	16
图表 34: 澳大利亚分布式光伏安装情况	16
图表 35: 澳大利亚分布式光伏预计覆盖率	16
图表 36: 澳大利亚分布式光伏预计单项目规模	16
图表 37: 澳大利亚光伏装机量预测	17
图表 38: 墨西哥清洁能源发电量占比规划	18
图表 39: 墨西哥 2022E 年发电装机结构	18
图表 40: 墨西哥 2032E 年发电装机结构	18
图表 41: 墨西哥 2022E 年发电量结构	18
图表 42: 墨西哥 2032E 年发电量结构	18
图表 43: 墨西哥配额制比例提升	19
图表 44: 墨西哥 MEM 市场结构图	20
图表 45: 墨西哥光照资源得天独厚	21
图表 46: 墨西哥光伏招标情况	21
图表 47: 墨西哥新增装机量预测	22
图表 48: 中东太阳能 (含光伏、光热、太阳能-燃气联合循环) 建设情况	22
图表 49: 中东光伏项目储备情况	22
图表 50: 中东地区光伏装机增量及预测	23
图表 51: 全球各国发电量占比 (2017 年)	24
图表 52: 全球光伏需求测算结果	24
图表 53: 美国发电量及增速	25
图表 54: 美国发电量结构 (2017 年)	25

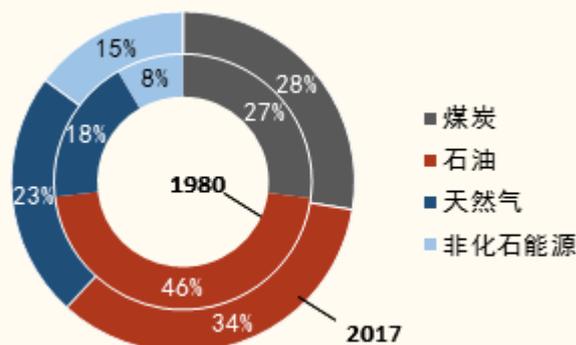
图表 55: 美国各类型电力净发电量 (十亿 kWh)	25
图表 56: 可再生能源净发电量 (十亿 kWh)	25
图表 57: 美国主要光伏扶持政策.....	26
图表 58: 美国 SUNSHOT 计划进程与目标.....	27
图表 59: 美国光伏新增装机量.....	27
图表 60: 美国初始投资成本大幅下降, 2010-2017.....	28
图表 61: 美国光伏 LCOE 大幅下降, 2010-2017.....	28
图表 62: 美国电力 LCOE 预测, 2022 年投产	29
图表 63: 美国电力 LCOE 预测, 2040 年投产	29
图表 64: 美国光伏 LCOE 测算关键假设.....	29
图表 65: 美国燃气发电成本 (2040 年)	29
图表 66: 美国各类型燃气发电机装机容量与占比.....	30
图表 67: 美国光伏将在 2021 年与气电平价, 2025-29 年达成气电替代条件.....	30
图表 68: 美国待满足用电需求组成预测 (亿 kWh)	31
图表 69: 2018~2032 年美国光伏新增装机量预测值.....	32
图表 70: 印度发电量及增速.....	32
图表 71: 印度发电量结构 (2017 年)	33
图表 72: 印度发电装机结构 (2017 年)	33
图表 73: 印度电力覆盖率仅 85%.....	33
图表 74: 印度高峰用电不足率接近 5% (2017 年)	33
图表 75: 印度第三份《国家电力规划》内容.....	34
图表 76: 印度政府光伏激励政策.....	35
图表 77: 印度光伏装机量.....	35
图表 78: 印度光伏竞标最低电价 (2016 年至今, 印度卢比/kWh)	36
图表 79: 煤电与光伏成本测算关键性假设.....	36
图表 80: 煤电与光伏成本测算结果.....	36
图表 81: 印度光伏将于 2019 年平价, 2027 年达成存量煤电替代条件.....	37
图表 82: 印度待满足用电需求组成预测.....	38
图表 83: 2018~2031 年印度光伏新增装机量预测值.....	38
图表 84: 德国可再生能源法案 2017 招标内容.....	39
图表 85: 德国核电退出时间表.....	39
图表 86: 法国可再生能源装机规划.....	40
图表 87: 英国光伏平价时间点测算结果.....	41
图表 88: 日本 2030 年理想电源构成.....	42
图表 89: 韩国第八版长期电力供需基本计划草案装机规划.....	43
图表 90: 加拿大安大略省电力结构与成本.....	43
图表 91: 加拿大光伏与风电装机容量预测.....	44
图表 92: 全球其他国家 (用电量 11 名之后, 占比约 3 成) 光伏装机量预测.....	45

光伏发电：正在全球范围内成为最环保且最便宜的电源

能源转型大势所趋，奠定光伏长期增长基调

- **电力结构优化对全球能源转型至关重要。**目前世界能源仍以化石能源为主，随之而来的能源枯竭问题和能源环境污染问题日益突出，全球能源消费向清洁能源转型大势所趋。根据 BP 数据，1980-2017 年，全球一次能源消费中非化石能源占比由 8% 上升至 15%，未来该比例将继续提升。

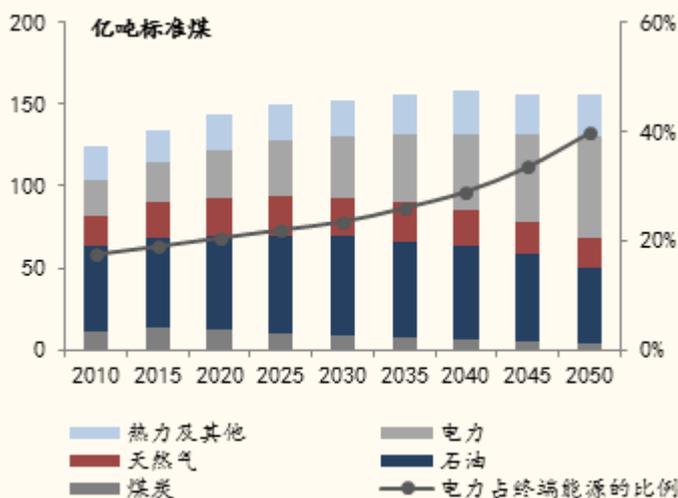
图表 1：1980 年、2015 年全球一次能源消费结构



来源：BP，国金证券研究所

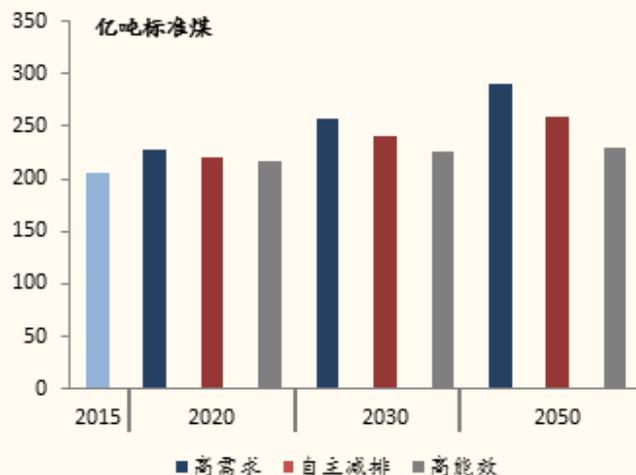
- 电力是能源终端消费的重要形式之一，根据国家电网及 IEA 数据，1980-2017 年其占比由 11% 提高到 19%。随着电力在能源终端消费中占比的提升，发电能源在一次能源消费中的占比也由 1980 年的 25% 左右上升至 40% 左右。
- 国家电网测算显示，未来全球电力需求增速为一次能源消费增速的 4 倍，因此电力在终端能源消费中的占比，以及发电能源在一次能源中的占比都将继续上升。高效情景下，2050 年德国、法国、日本电气化水平超过 55%，相比 2016 年提升超过 25 个百分点。印度、中国电气化水平达到 38%、48%，提升超过 23、26 个百分点。
- 随着占比的提升，电力结构优化对一次能源消费结构优化的重要性也逐渐增强。因此，大力发展光伏等清洁电力将有助于提高非化石能源在全球一次能源消费中的占比，优化全球能源结构。

图表 2：2015-2050 年终端分品种结构预测



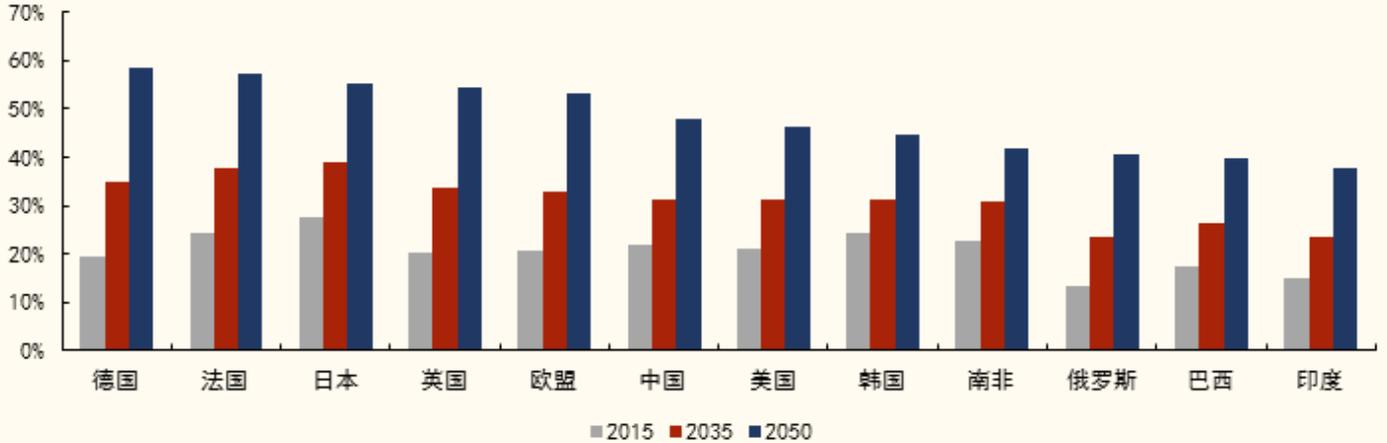
来源：国家电网，国金证券研究所

图表 3：一次能源消费需求预测



来源：国家电网，国金证券研究所

图表 4：2015-2050 年全球主要国家电能占终端能源需求比重



来源：国家电网，国金证券研究所。注：以上预测基于高能效情景

- 为缓解能源枯竭压力、解决能源环境污染问题、应对全球气候变化，全球各国做出自主减排贡献承诺并制定可再生能源发展目标，为各国大力扶持和发展清洁能源之一的光伏埋下伏笔。

图表 5：部分国家和地区自主减排承诺及可再生能源发展目标

美国	可再生能源发展目标	2020 年可再生能源发电占比达 20%
巴西	自主减排承诺	2025 年温室气体排放较 2005 年下降 37%
	可再生能源发展目标	2020 年可再生能源占一次能源的比重达 53%
欧盟	整体目标	2030 年各国温室气体排放较 1990 年至少减少 40%
俄罗斯	自主减排承诺	2030 年人类活动产生的 CO2 排放较 1990 年下降 70%-75%
	可再生能源发展目标	2020 年可再生能源发电占比达到 4.5% (不含大水电)
中国	自主减排承诺	CO2 排放于 2030 年前后达峰，并力争更早达峰； 2030 年单位国内生产总值 CO2 排放较 2005 年下降 60%-65%
	可再生能源发展目标	2020 年非化石能源占一次能源的比重达 15%，2030 年达 20%左右
印度	自主减排承诺	2030 年单位 GDP 排放强度较 2005 年降低 33%-35%
	可再生能源发展目标	2030 年非化石能源发电装机占比达 40%
日本	自主减排承诺	2030 财年 CO2 排放较 2013 财年下降 26%，约 10.4 亿吨
	可再生能源发展目标	2020 年可再生能源占一次能源的比重达到 10%； 可再生能源占终端能源的比重达 13.5%，2030 年达到 20%

来源：各国政府官网，国金证券研究所

中印领跑，欧洲复苏，新兴崛起，短期增长动力充足

- 全球新增装机逐步向中国、美国、印度、日本以及新兴市场转移。2007 年后，西班牙、德国、意大利等欧洲国家光伏需求接连爆发，全球光伏装机规模迎来第一轮高速增长，2007-2011 年全球累计光伏装机规模由 8.6GW 增长至 69GW，年增速维持在 50%-80%。欧债危机后，欧洲各国下调光伏补贴，欧洲光伏需求 2011 年后增长缓慢。随着中国光伏标杆电价政策实施，以及日本福岛核事故后的光伏大发展，中国、日本光伏市场加速开启，新增装机屡创新高。同时，美国、印度、拉美等市场相继启动，全球光伏迎来新一轮装机热潮。

图表 6：全球光伏新增装机量 (GW)



来源：能源局，IRENA，国金证券研究所

- 中国光伏组件出口目标市场集中度持续下降，呈现以新兴市场为主的多点开花局面。2017年，以印度、澳大利亚、墨西哥、阿联酋为代表的新兴市场对中国光伏组件的需求显著增加，中国组件出口对日本、美国、德国等传统需求大国的依赖程度有所下降。

图表 7：2016-17 年中国组件前 20 大出口国比较

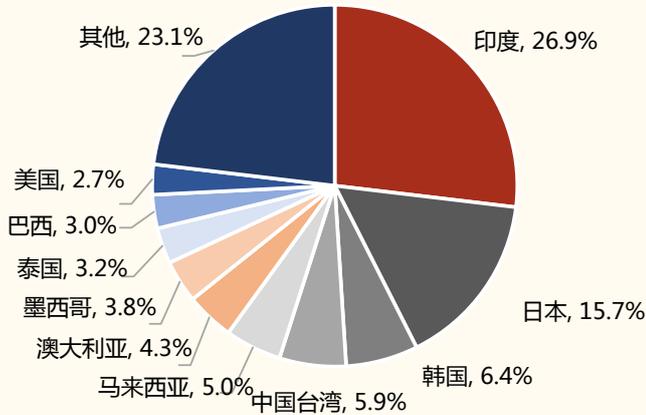
2016年			2017年		
排名	国家	占比	排名	国家	占比
1	日本	23.7%	1	印度	31.7%
2	印度	23.1%	2	日本	16.9%
3	美国	13.7%	3	澳大利亚	6.8%
4	荷兰	4.2%	4	美国	5.6%
5	澳大利亚	3.7%	5	墨西哥	4.9%
6	巴基斯坦	3.2%	6	巴基斯坦	3.6%
7	土耳其	3.0%	7	阿联酋	3.3%
8	智利	2.7%	8	巴西	2.8%
9	巴西	2.1%	9	韩国	2.6%
10	泰国	1.8%	10	荷兰	1.8%
11	英国	1.8%	11	约旦	1.4%
12	韩国	1.8%	12	智利	1.2%
13	伊朗	1.4%	13	伊朗	1.1%
14	费率并	1.3%	14	泰国	1.0%
15	德国	1.0%	15	乌克兰	1.0%
16	墨西哥	0.9%	16	马来西亚	0.9%
17	阿联酋	0.9%	17	秘鲁	0.8%
18	南非	0.6%	18	摩洛哥	0.7%
19	乌克兰	0.6%	19	南非	0.6%
20	约旦	0.5%	20	德国	0.5%
	其他	8.0%		其他	10.8%

来源：PVInfoLink，国金证券研究所

- 2018年1~9月，以新兴市场为主多点开花的局面继续扩大。由于受到商品与服务税 (GST) 及保障性关税影响，中国对印度组件出口额同比下降 21%，占比下降 11 个百分点。欧洲市场有所复苏，中国对荷兰、乌克兰的

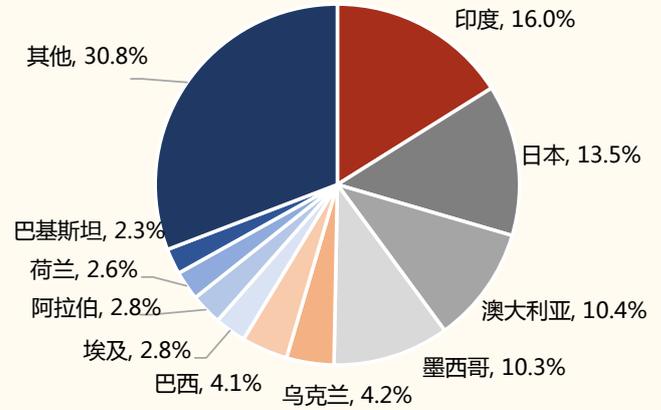
组件出口金额占比分别达到 2.6%、4.2%。此外，澳大利亚、墨西哥进口中国光伏组件金额同比增长 220%、258%，占比分别达到 10.4%、10.3%，同比提升 4.0、4.4 个百分点。

图表 8：2017 年 1-9 月中国组件主要出口国



来源：CPIA，国金证券研究所

图表 9：2018 年 1-9 月中国组件主要出口国

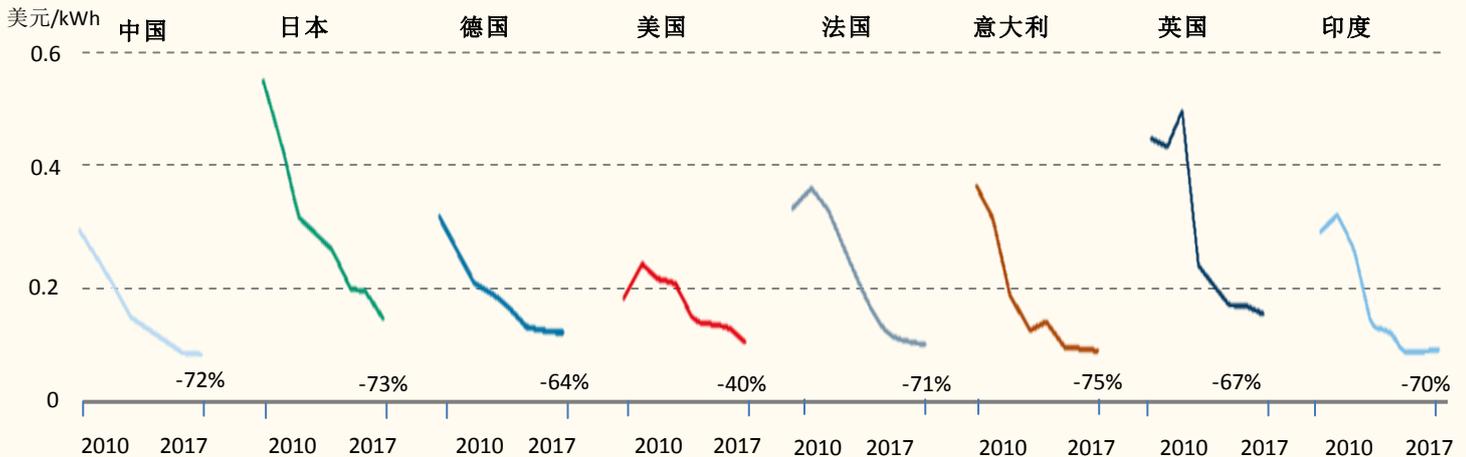


来源：CPIA，国金证券研究所

降本潜力巨大，2019~2027 年全球逐步实现发电侧平价与电源替代

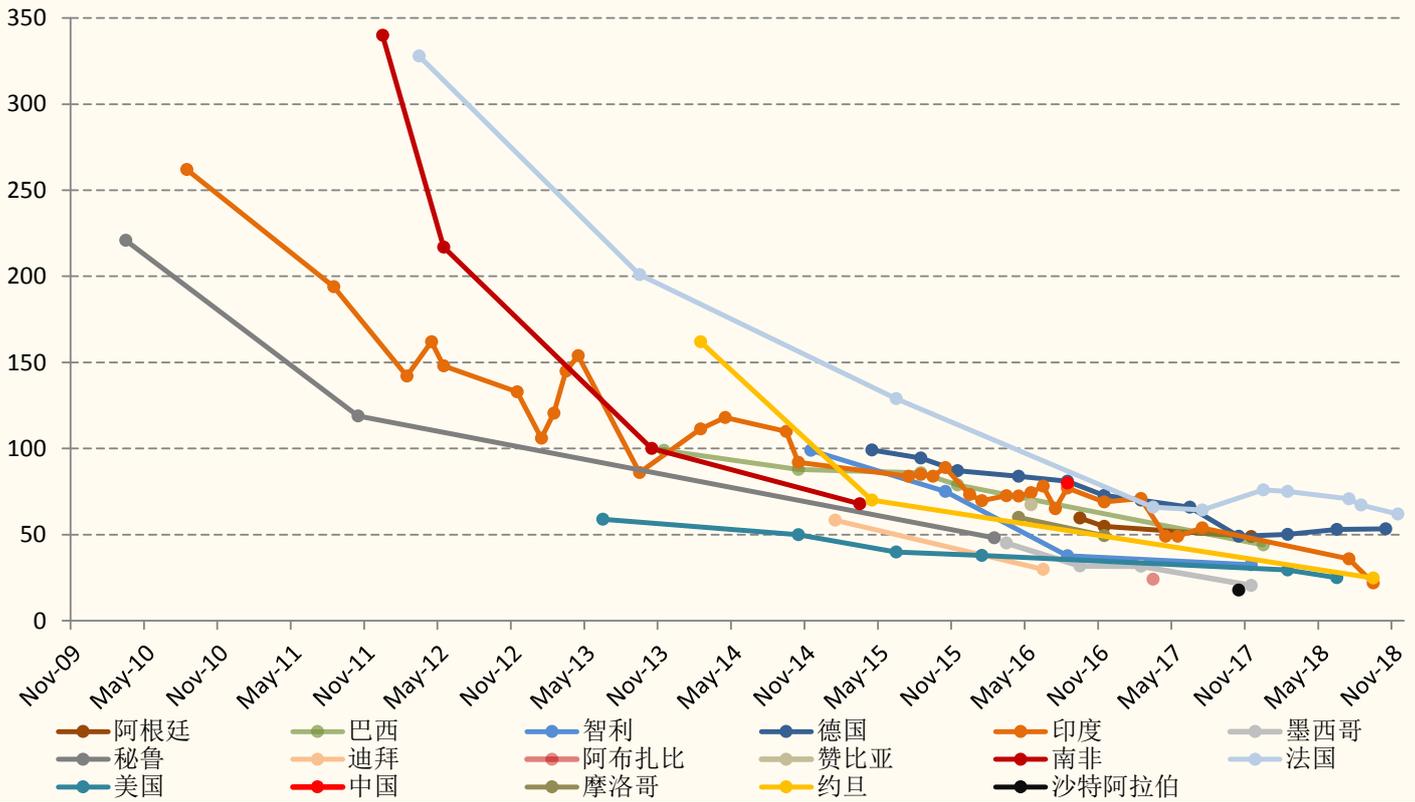
- 全球各国光伏发电成本（LCOE）大幅下降，竞标低价频现，且未来仍有充足降本空间，全球平价可期，发展潜力巨大。2010~2017 年间，受益于光伏组件与电站 BOS 等成本下降，全球主要国家集中式光伏发电 LCOE 下降了 40%~75%。此外，全球光伏项目竞标低价频现，多地光伏竞标电价已低于当地火电上网电价。目前，全球光伏降本潜力未尽，未来仍有大幅下降空间。预计 2017~2040 年全球主要国家光伏发电成本还有 40%~80% 下降空间。
- 在目前全球多个国家光伏竞标电价已低于或接近煤电/气电电价的基础上，各国光伏发电仍然有大幅降本的空间，意味着光伏在未来几年内实现全球发电侧平价已无悬念，有潜力成为最具竞争力的电源形式，进而凭借其经济性、环保性与资源充足性扩大份额成为支柱性电源。

图表 10：全球主要国家集中式光伏 LCOE，2010~2017



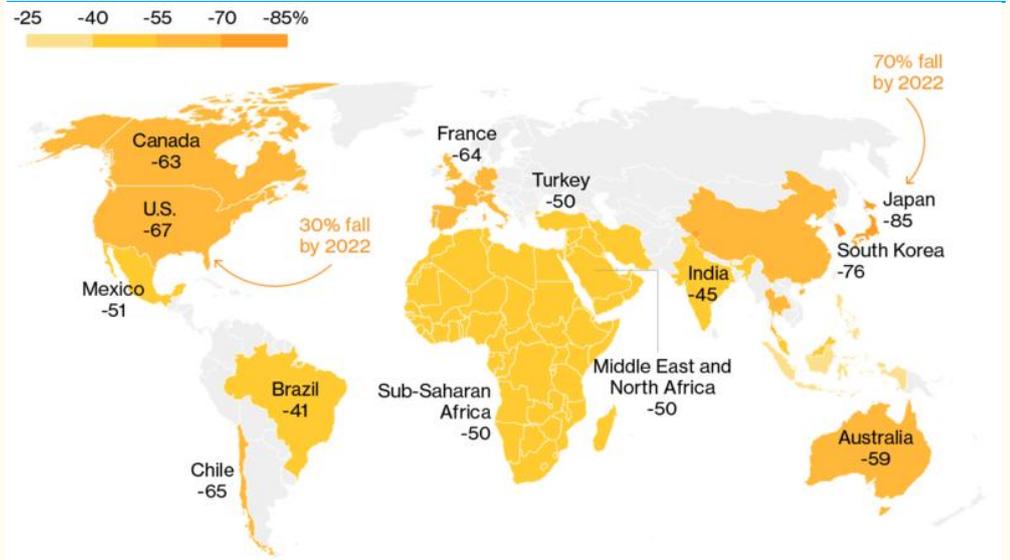
来源：IRENA，国金证券研究所

图表 11: 各国光伏竞拍低价频现 (美元/MWh)



来源: 各国官方网站, 国金证券研究所

图表 12: 2017~2040 年全球各国光伏发电成本仍有较大下降空间



来源: BNEF, 国金证券研究所

- 根据我们的测算, 在主要用电大国中, 除中国以外, 美国将于 2022 年实现光伏发电侧与气电平价, 2027~2029 年达成存量气电替代条件; 印度将于 2019 年实现光伏发电侧与煤电平价, 2027 年左右达成存量煤电替代条件; 其他国家平价时间大部分在 2020 年及之后。

短期需求详测：传统市场开始复苏，新兴市场多点开花

美国：2018 年需求低谷，2019~2022 年恢复增长

- 2018 年预计装机规模维持 10~11GW，实际组件需求 5~6GW。美国 ITC（投资税收减免）政策原定于 2016 年到期，ITC 退坡预期造成 2016 年抢装。2017 年受 ITC 延期利好刺激，美国市场未出现抢装后需求断崖式下跌，新增装机量仍达到 10.6GW。同时，受“201 法案”的加税预期影响，部分开发商开始囤货，因此 2017 年实际组件采购量估计达到 15~16GW。
- 2018 年美国开始执行 30% 的“201 关税”。此外，中国“531”新政后光伏需求急冻，导致全球供需失衡加剧，2019 年光伏产品继续降价预期强烈，两项因素叠加抑制了 2018 年需求增长。尽管如此，归功于产业链降价，美国 2018 年各类型光伏发电系统造价与去年同期相当或略有下降，并未大幅增长，且 ITC 尚未退坡，因此预计 2018 年美国新增装机规模维持在 10~11GW 左右，扣减 2017 年组件囤货量后，2018 年实际组件需求预计仅为 5~6GW。

图表 13：美国“201”关税与 ITC

	“201”税率	豁免配额	ITC
2018	30%	2.5GW	30%
2019	25%	2.5GW	30%
2020	20%	2.5GW	26%
2021	15%	2.5GW	22%
2022 年及之后	—	—	10%；户用 0%

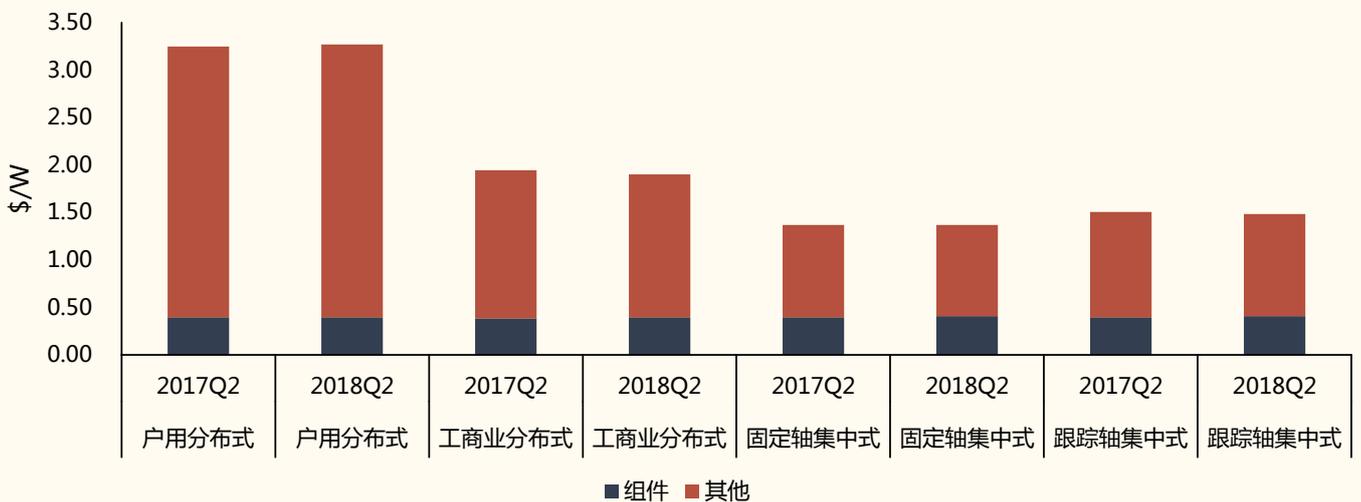
来源：GTM，国金证券研究所

图表 14：2018 年美国市场光伏产品降价明显

	2017Q2	2017Q3	2017Q4	2018Q1	2018Q2
多晶硅	14.39	16.69	18.11	17.75	15.44
硅片	0.14	0.15	0.15	0.14	0.10
电池片	0.21	0.23	0.22	0.20	0.18
组件	0.40	0.45	0.48	0.47	0.42

来源：GTM，国金证券研究所。注：多晶硅单位\$/kg，其他单位\$/W。

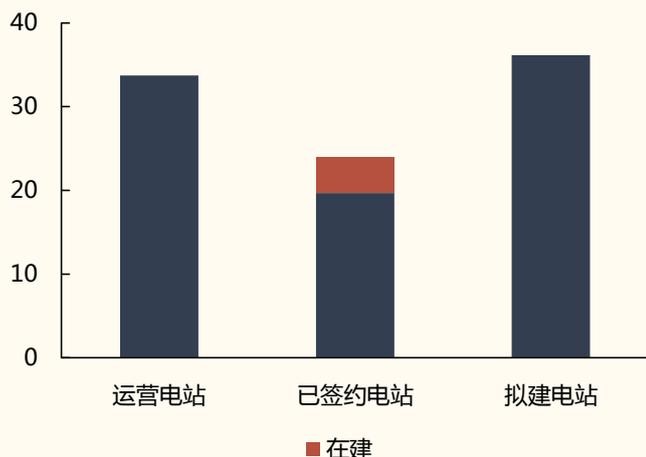
图表 15：2018 年美国各类型光伏电站系统造价与去年同期相当



来源：GTM，国金证券研究所

- 2019~22 年新增装机规模预计达到 13~15GW/年。2022 年之前，ITC 将为美国光伏提供持续装机动力，同时“201 关税”逐年下调与中国组件价格下降将刺激装机需求增长，预计美国光伏市场将于 2019 起恢复增长。ITC 以“开工”为界，大量项目将于 2019~2021 年启动抢补贴，2020~2022 年采购安装避关税，预计每年新增装机需求达到 13~15GW。

图表 16: 美国集中式光伏项目储备充足 (GW)



来源: GTM, 国金证券研究所

图表 17: 美国短期新增装机与组件需求预测



来源: EIA, 国金证券研究所

印度: 2018 年受两类税收政策影响低于预期, 预计 2019 年重回增长

- 2017 年 12 月, 印度太阳能制造商协会 (ISMA) 提出申请对进口的光伏电池 (无论是否封装成组件) 实施保障性关税, 印度财政部下属保障措施总局 (DGS) 发起调查。此后, 印度对保障性关税的征收决策多有反复, 截止目前尚未有定论。此外, 印度商品与服务税 (GST) 已自 2017 年 7 月 1 日起开征, 目前已经明确光伏组件等产品采购订单税率为 5%。光伏系统工程其他部分税率为 18%, 但目前是否严格执行尚有争议。

图表 18: 印度拟征收的光伏保障性关税

期间	保障性关税税率
2018/7/30-2019/7/29	25%
2019/7/30-2020/1/29	20%
2020/1/30-2020/7/29	15%

注: 若后续有反倾销税, 此关税将课征扣除反倾销税之后的税率

来源: 印度财政部, 国金证券研究所

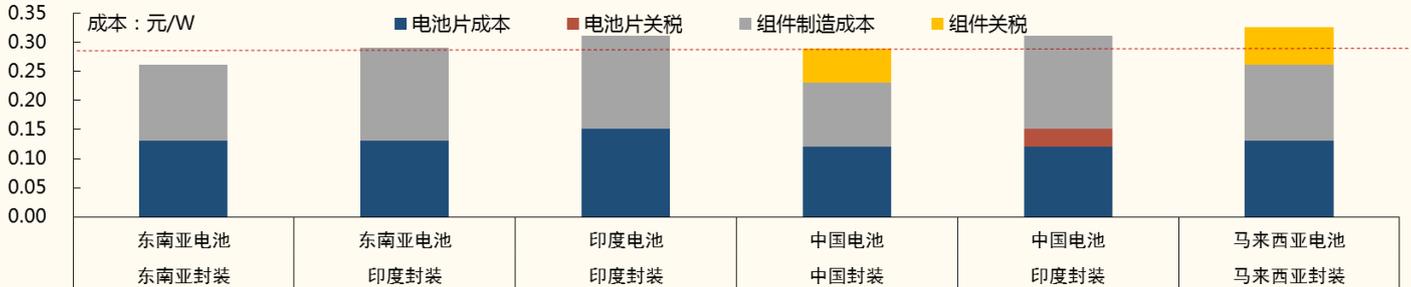
图表 19: 征收 25% 保障性关税后, 中国组件成本仅高于东南亚组件

时间	进度
2017 年 12 月	ISMA 提出申请对进口的光伏电池(无论是否封装成组件)实施保障性关税, DGS 发起调查
2018 年 1 月	DGS 发布初步调查结果, 提议对进口晶硅/薄膜电池及组件征收 70% 关税 (从价税), 为期 200 天
2018 年 4 月	上述建议被取消
2018 年 6 月	DGTR 就保障性关税事项召开听证会
2018 年 7 月	DGTR 就保障性关税做出正式建议: 第一年征收 25%, 第二年的前 6 个月征收 20%, 后 6 个月征收 15%
2018 年 7 月 30 日	印度财政部宣布即日起对中国、马来西亚及其他已开发国家的太阳能电池 (无论是否封装为组件) 征收 25% 的保障性关税
2018 年 8 月 13 日	印度财政部宣布, 8 月 20 日听证会前暂不强制要求支付保障性关税, 但仍需要支付保证金, 待判决后裁定是否退还保证金。

来源: 印度相关部门, 国金证券研究所

- 中国“531”新政后，光伏电池片成本及组件封装成本快速下降。印度向我国进口的光伏组件以多晶为主，根据 PV InfoLink 的数据，新政后中国一线垂直整合组件厂商常规多晶组件全成本低于 0.24 美元/W，即使征收 25% 保障性关税依然低于印度本土组件，仅高于东南亚低成本产能。

图表 20：征收 25% 保障性关税后，中国组件成本仅高于东南亚组件



来源：PVInfoLink, 国金证券研究所

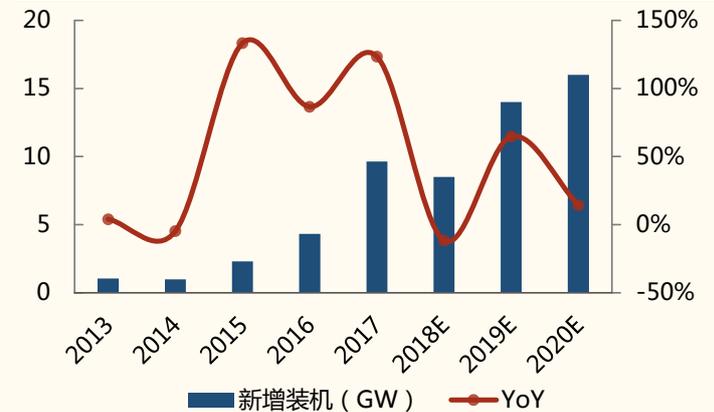
- 保障性关税实施后，印度光伏开发商应首选非马来西亚的东南亚进口组件。然而东南亚低成本产能不足以覆盖印度光伏装机需求，且这些产能主要供给利润率更高的欧美市场。因此，印度仍需从中国进口组件，保障性关税最终将导致印度光伏系统建设成本提高，抑制需求增长。我们预计 2018 年印度光伏新增装机需求小幅下滑至 8~9GW 左右，低于年初市场预期。
- 由于 2019 年 7 月 30 日保障性关税将下调至 20%，预计明年 2 季度需求平淡。下半年关税下调、中国组件成本价格持续下降、国内厂商的印度产线逐渐建成达产，印度需求将有所修复，预计 2019 年全年新增装机 13~15GW。

图表 21：印度保障性关税之外的组件产能

区域	产能
越南	4.5GW
泰国	4.0GW
印度	2.5GW

来源：PVInfoLink, 国金证券研究所

图表 22：预计 2019 年起印度光伏装机需求有所修复

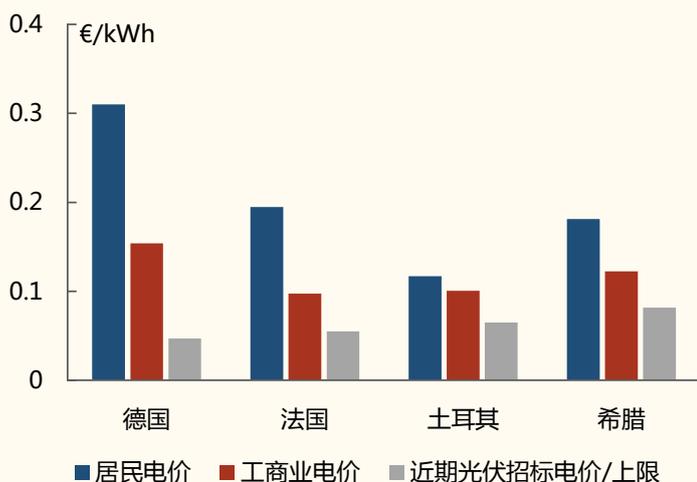


来源：Mercom, 国金证券研究所

欧洲：MIP 到期取消，高性价比中国产品刺激需求复苏

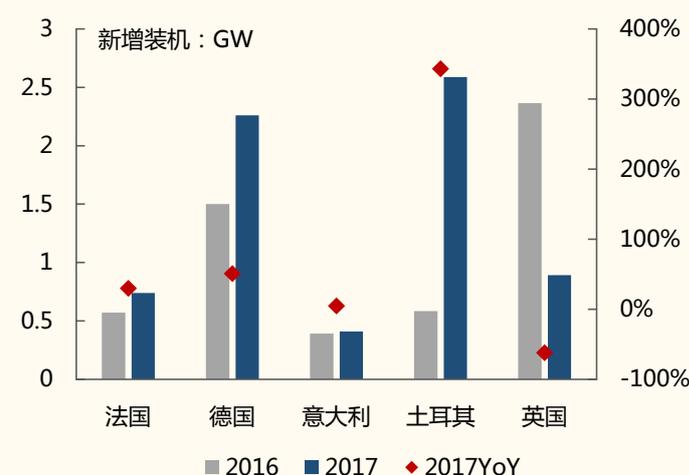
- 德国 2015~2016 年逐步取消光伏电补贴转向竞价机制，西班牙、意大利等欧洲国家效仿。补贴退坡削弱欧洲光伏需求增长动力，2016 年欧洲光伏新增装机仅 6GW，同比下降 30%。但随着光伏发电成本下降，欧洲各国逐步实现平价，内生增长力开始显现。2017 年，欧洲主要国家光伏需求已恢复增长，法国、德国新增装机量增幅 30%~50%，土耳其增幅超过 300%。

图表 23: 欧洲多国光伏实现平价, 具备内生增长力



来源: TaiyangNews, 国金证券研究所

图表 24: 欧洲主要国家已恢复增长



来源: IRENA, 国金证券研究所

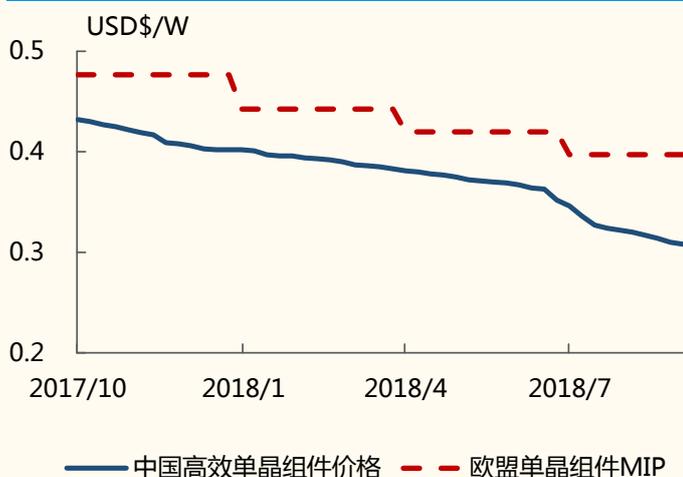
- 2017年10月1日至2018年9月3日, 欧盟对中国大陆光伏产品实施最低限价机制 (Minimum Import Price, MIP), 其中多晶组件最低限价 0.3~0.37 欧元/W, 单晶组件最低限价 0.35~0.42 欧元/W。限价期间, 中国大陆光伏组件在欧洲以外市场的实际售价明显低于 MIP, 以保护欧洲本土光伏制造企业为目的的 MIP 显著抬高了其光伏安装成本, 抑制了需求。

图表 25: 欧盟第二次光伏双反调查结果—最低限价机制 (欧元/W)

适用期间 (清关日期)	多晶电池 MIP	单晶电池 MIP	多晶组件 MIP	单晶组件 MIP
2017.10.01-2017.12.31	0.19	0.23	0.37	0.42
2018.01.01-2018.03.31	0.19	0.22	0.34	0.39
2018.04.01-2018.06.30	0.19	0.22	0.32	0.37
2018.07.01-2018.09.03	0.18	0.21	0.3	0.35

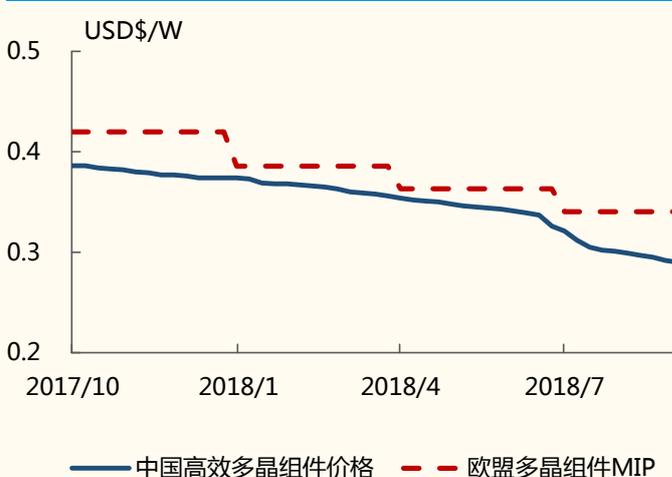
来源: 欧盟委员会, 国金证券研究所

图表 26: 欧洲限价高于中国单晶组件售价



来源: PVInfoLink, 欧盟委员会, 国金证券研究所

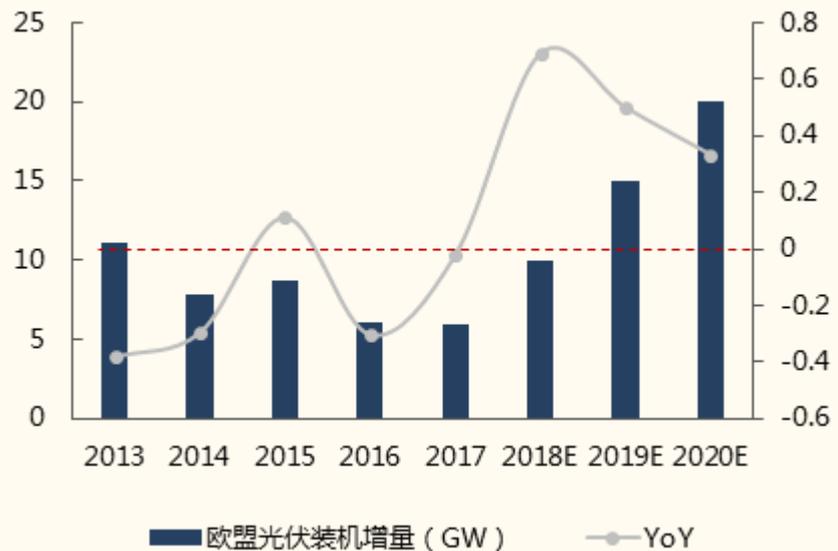
图表 27: 欧洲限价高于中国多晶组件售价



来源: PVInfoLink, 欧盟委员会, 国金证券研究所

- 2018年9月限价结束后，欧洲市场组件价格快速下降30%以上。此外，已经平价且基本脱离补贴的欧洲市场是真正的成长性市场。没有补贴扰动叠加组件大幅降价，欧洲市场或将在沉积多年后再次出现高增长。我们预计欧洲光伏年新增装机需求将重回10GW以上，2018~2020年达到11~20GW的年新增装机规模。

图表 28：预计欧洲市场将重现高增长



来源：IRENA，国金证券研究所

澳大利亚：天然气短缺及煤电退役背景下，光伏成为优选能源

- **电力短缺及电价上涨压力将持续存在。**2016~2017年，澳大利亚天然气短缺及煤电站退役造成澳大利亚出现供电缺口，电价持续大幅度上涨。由于电价昂贵等因素，2017年澳大利亚光伏发电新增装机量达到历史新高1.34GW。虽然澳洲政府正在积极采取措施应对天然气短缺，但我们预计短期内供气及煤电退役将会持续，电价压力将继续推动光伏的发展。
- **1) 天然气短缺，价格上涨抬高电价，且短期内难以缓解。**澳大利亚天然气储量丰富，居亚太之首；靠近日本、中国和韩国三大天然气进口国，运输方便；国内政治环境稳定，因此吸引了大量投资者投建LNG项目。据统计，2018年及2030年澳洲LNG项目总产能或分别达到8550万吨/年、1.3亿吨/年。LNG国际贸易分为长期供货协议（5年以上，或可长达数十年，普遍采取与布伦特原油价格挂钩的计价方式）和现货交易（一年内交付，在长效主合同下提前1-2个月敲定订单细节），后者主要用于应急。无节制的出口导致国内天然气供不应求，澳大利亚天然气内销量约只有出口量的一半。
- 为解决天然气短缺及国内外气价倒挂的问题，2017年7月1日起澳洲开始实施《澳洲国内油气保护机制》（Australia Domestic Gas Security Mechanism），允许政府限制天然气公司出口。但出口量及在建项目受到已签订的长期合约的限制，澳洲天然气公司不得继续履约。若政府贸然干预，或导致开发中的项目中止，反而减少国内供应量，且破坏国际贸易关系。即使没有新签合约，澳大利亚对已签署的长协已有供货压力，澳新银行2015年曾指出，为满足出口需求，2020年澳大利亚的天然气总产量必须增加50%。由于部分州煤层气田不达预期，澳大利亚供应商甚至需要在现货市场大量采购天然气以避免高额违约金。维州拟建LNG接收站以便获得低价LNG，但澳洲基础建设周期较长，不确定性较高，预计2~3年内澳大利亚天然气短缺的问题难以得到缓解。

图表 29: 澳大利亚批发电价上涨



来源: AEMC, 国金证券研究所

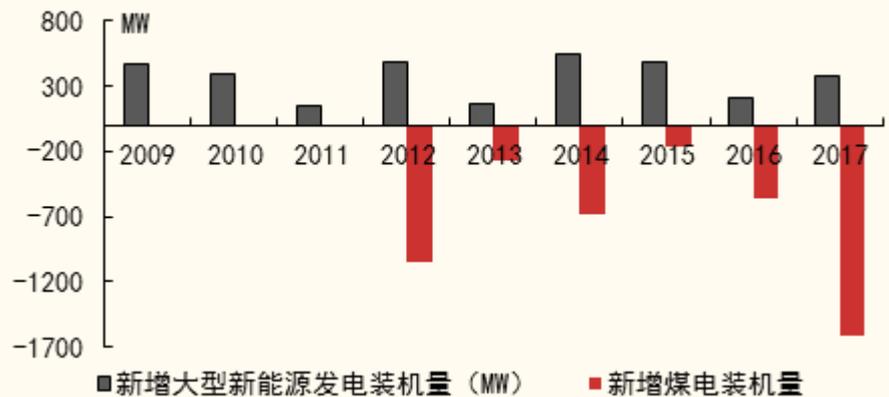
图表 30: 澳大利亚天然气出口量大于消费量



来源: AEMC, 国金证券研究所

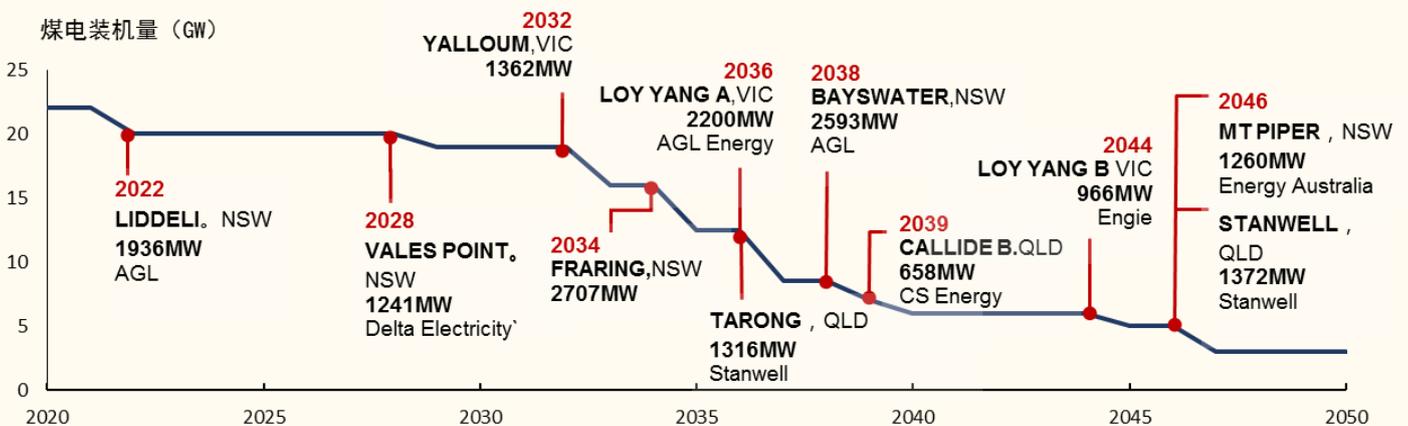
- 2) 煤电站逐步到达退役期, 造成电力供应短缺, 成本升高。2016年8月及2017年4月, 澳大利亚 Northern 及 Hazelwood 煤电厂相继关闭, 2016~2017年煤电厂的退役高于可再生能源发电能力的提升, 造成电力供应减少。2022年全澳第三大煤电厂 Liddell 将退役, 此外, 大量 1960s~1980s 建设的煤电厂将接近退役, 老化的设备造成发电成本升高。

图表 31: 煤电退役速度快于可再生能源发电能力增长



来源: AEMC, 国金证券研究所

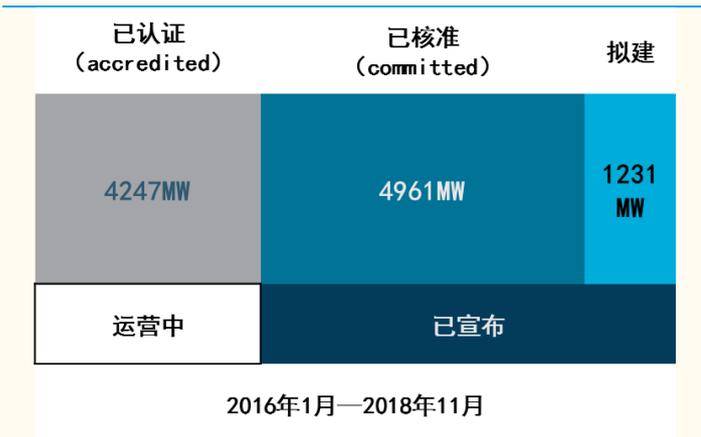
图表 32: 澳大利亚煤电站关停计划



来源: JSY capital, 国金证券研究所

- 可再生能源目标包括大型可再生能源目标(Large-scale Renewable Energy Target, LRET)及小规模可再生能源规划(the Small-scale Renewable Energy Scheme, SRES)。
- 2020 年之前, RET 将持续推动澳大利亚大型集中式光伏电站装机量的提升。LRET 为 2020 年可再生能源发电量达到 33,000GWh。清洁能源监管机构 CER 估计, 若要实现该目标, 2016~2018 年可再生能源装机量需增加 6.4GW, 截止 2018 年 11 月经官方认证的装机增量为 4.25GW, 其中 2018 年 1-11 月新增 3.2GW, 光伏 2.24GW (占比 71%), 进展迅速但与目标仍有一定差距。目前储备项目约 5GW, 为满足 LRET 拟建项目约 1.23GW。
- 分布式光伏覆盖率及单个项目规模的提升将推动装机量增长。SRES 主要通过技术证书(small-scale technology certificates, STCs)来刺激小型可再生能源项目的发展, 将持续到 2030 年, 以光伏为主。
- 2018 年下半年, 分布式光伏装机容量持续提升。CER 统计数据显示, 截止 2018 年 11 月底, 澳大利亚分布式光伏项目安装量已超过 200 万, 家庭覆盖率达到 20%。截止 2018 年 12 月 17 日已安装 19.4 万个项目 (+31%), 合计 1.337GW (+49%), 预计全年装机量将超过 1.6GW。除了项目数量增加外, 分布式光伏装机量的增长还来自于单个项目规模的提升。6~7kW 系统的安装量增加了 135%, 装机量增加了 138%。10~100kW 系统数量及装机容量占比分别达到 9%和 28%, 同比分别增长 72%和 61%。

图表 33: 澳大利亚大型可再生能源规划完成进度



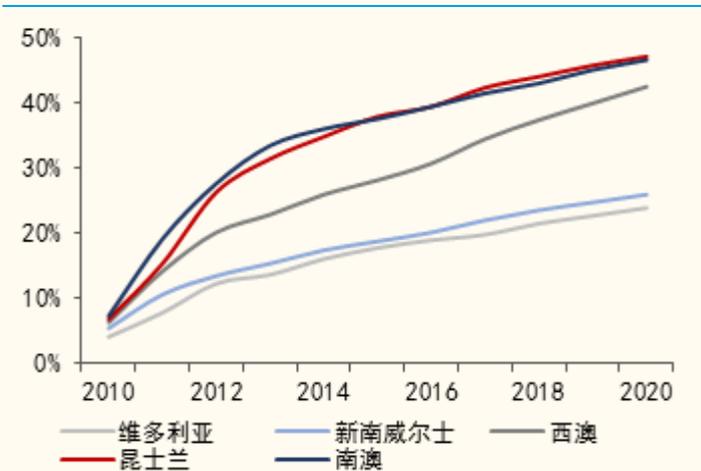
来源: CER, 国金证券研究所

图表 34: 澳大利亚分布式光伏安装情况



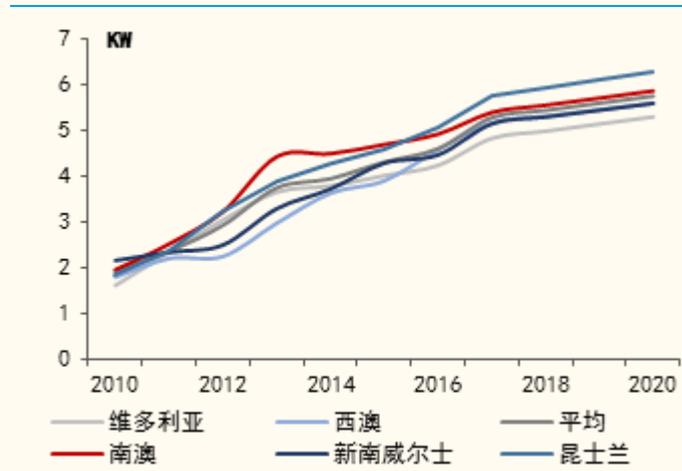
来源: CER, 国金证券研究所

图表 35: 澳大利亚分布式光伏预计覆盖率



来源: GEM, 国金证券研究所

图表 36: 澳大利亚分布式光伏预计单项目规模



来源: GEM, 国金证券研究所

- 截止 2018 年 11 月，集中式光伏电站装机量 2.24GW，分布式光伏电站装机量 1.337GW，预计全年两者分别达到 2.5GW、1.6GW，**2018 年合计装机增量 4GW 左右。**
- 预计 2019 年中国 531 新政带来的组件价格下降，及澳大利亚国内缺气与煤电退役带来的电价压力，将进一步提高光伏的吸引力并刺激装机需求增长。2020 年前 LRET 将持续驱动澳大利亚集中式光伏装机量增长。CER 统计数据显示，目前储备及为完成 LRET 需继续增加的大型清洁能源发电装机量合计超过 6.2GW，按 2018 年光伏占比约 70%的比例估算，2019~2020 年需新增的光伏装机量合计约 4.5GW，预计每年新增 2~3GW。分布式光伏覆盖率及单个项目规模的提升将推动装机量增长。由于目前覆盖率及平均单项目规模已达到较高水平，预计未来两年分布式装机量增量略低于 2018 年，维持在 1~1.5GW 左右。因此，**2019-20 年澳大利亚光伏装机量预计将至少维持在 3~4GW 的较高水平。**

图表 37：澳大利亚光伏装机量预测

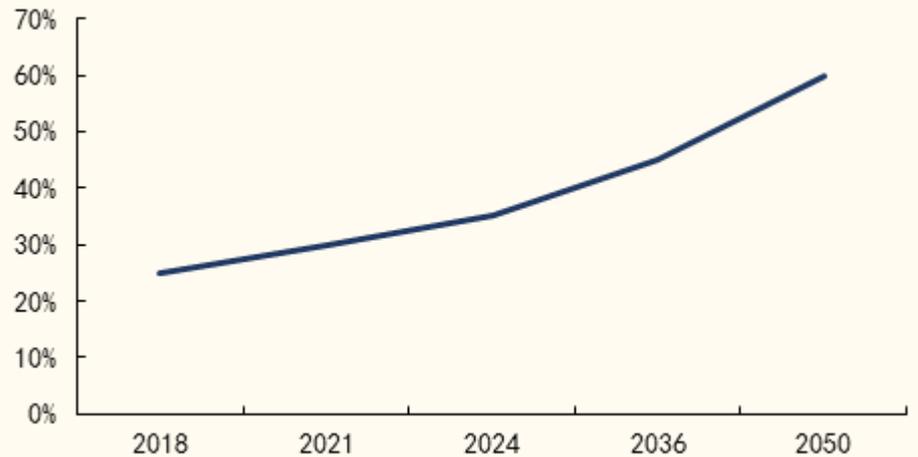


来源：GEM，国金证券研究所

墨西哥：关税取消、分布式接网、电力批发市场成熟，2019 需求将创新高

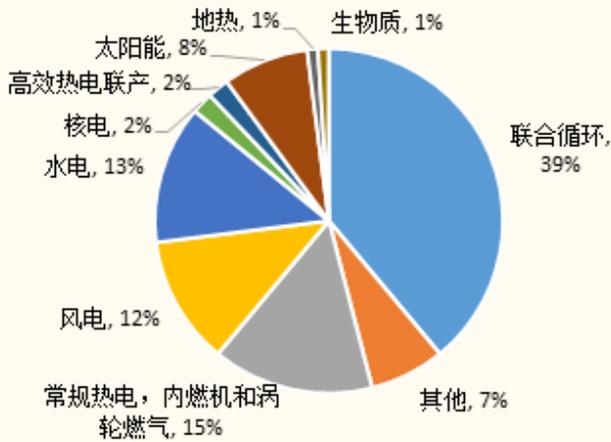
- **新政府大力支持并推进能源及电力市场改革。**2012 年 Nieto 当选总统后，墨西哥开始进行能源改革。墨西哥国会于 2013 年 12 月批准修改宪法以推动能源改革，2014 年 8 月颁布一系列二级立法，其中包括电力工业法 (the Electricity Industry Law)。改革前，墨西哥能源行业由国家垄断，被国家石油和天然气巨头墨西哥石油公司 (PEMEX) 和墨西哥联邦电力委员会 (CFE) 掌控。改革后，墨西哥将能源行业向私人投资者开放，以吸引资本和技术，并通过竞争来实现效率提升与成本下降。CFE 被分解为输电、配电和发电子公司，每个子公司都专注于为墨西哥政府创造利润，这些子公司于 2017 年初开始运营。
- **以光伏为代表的清洁能源发展成为能源转型的重点内容。**2015 年 12 月，墨西哥《能源转型法》通过众议院审批，该法案规定墨西哥清洁能源占发电量的比例在 2018 年达到 25%，2021 年达到 30%，2024 年达到 35%。2017 年能源转型规划中提出该比例将在 2036 年进一步提升至 45%，2050 年达到 60%。
- 根据墨西哥能源部 (SENER) 2018 年 6 月发布的《全国电力系统发展规划》(PRODESEN 2018-2032)，2018-2032 年太阳能领域投资额将达到 119.06 亿美元；光伏及可再生能源发电装机量将分别达到 11.6GW、58.5GW；发电企业、高耗能用电企业的清洁能源证书占总耗电量之比将继续提升。

图表 38：墨西哥清洁能源发电量占比规划



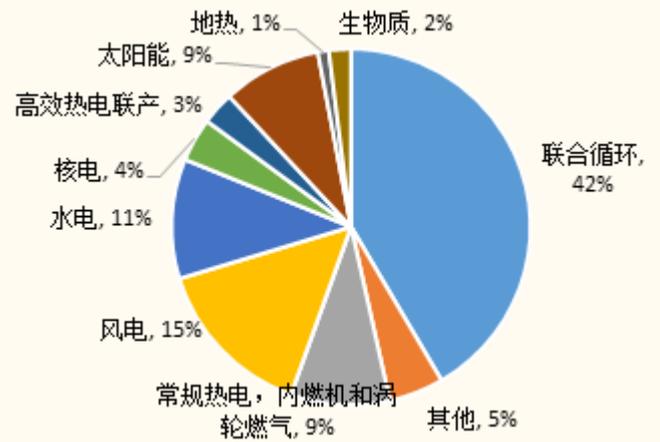
来源：SENER, 国金证券研究所

图表 39：墨西哥 2022E 年发电装机结构



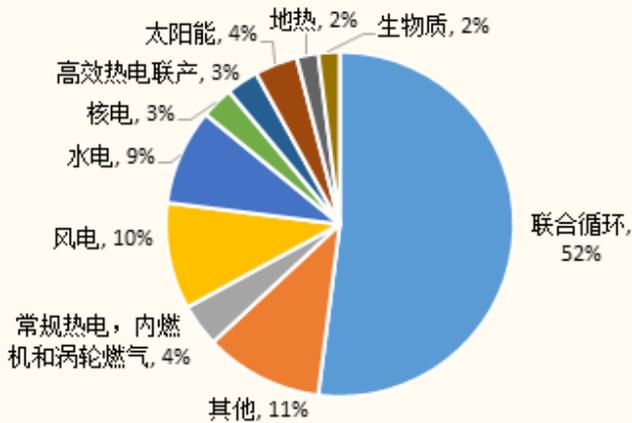
来源：SENER, 国金证券研究所

图表 40：墨西哥 2032E 年发电装机结构



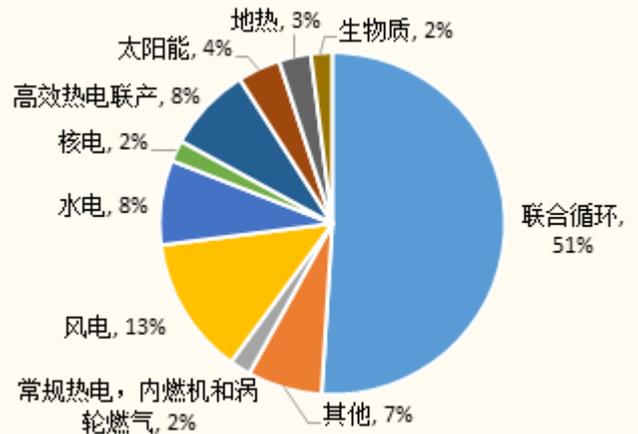
来源：SENER, 国金证券研究所

图表 41：墨西哥 2022E 年发电量结构



来源：SENER, 国金证券研究所

图表 42：墨西哥 2032E 年发电量结构

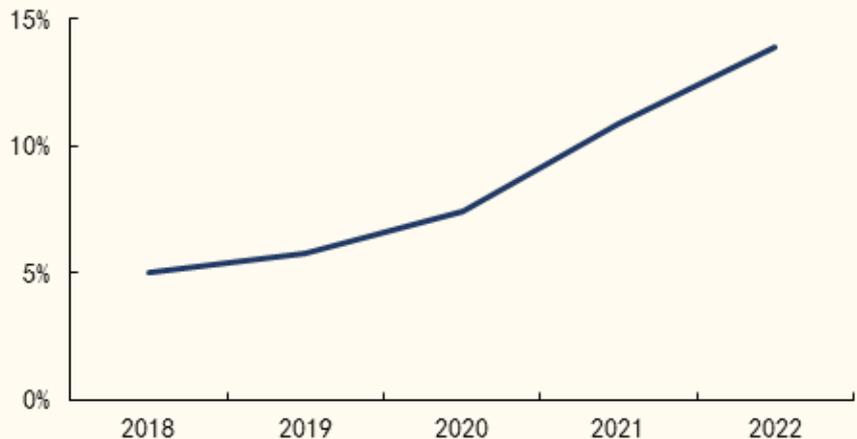


来源：SENER, 国金证券研究所

■ 2014~2017 年，墨西哥出台一系列补贴及激励政策以刺激清洁能源发展：

- **清洁能源电力拍卖 (long-term auctions, LTAs):** 为了鼓励私人部门投资清洁能源, 能源改革引入了长期拍卖机制, 所有交易都按照标准化电力合同完成, 电力合同期 15 年, 清洁能源证书可持续 20 年。只有清洁能源, 即可再生能源、核能、高效热电联产和碳捕获技术, 才能参与电力竞标。墨西哥目前已经进行了三轮招标, 据 SENER 预计, 这三轮招标将吸引大约 90 亿美元的总投资, 主要投资于光伏及风电。
 - **清洁能源许可证交易制度 (配额制):** 减少碳排放量的目标被纳入电力市场改革设计之中, 其形式是清洁能源证书配额制 (clean energy certificates, CELs)。1 张证书对应 1MWh 清洁能源发电量。政府对发电企业、高耗能用电企业的清洁能源证书数量占总耗电量之比提出要求。可再生能源证书数量未达标的企业将受到 \$30~250/MWh 的罚款。
 - **宽松的投融资环境:** 基本取消资本市场限制, 实行贸易自由化与金融自由化政策, 不对国际能源公司融资渠道及资金来源设限, 允许金融投资机构参与新能源信托融资项目, 即投资资格认证计划 (investment project certificate, CerPI)。
- **2018 年以来, 清洁能源扶持力度继续加强。**
- **净计量 (Net metering):** 2018 年 7 月, CFE 解除对分布式发电系统的入网限制, 且用户可将多余电量出售给 CFE 以换取电力补偿或现金支付。净计量政策适用于不超过 500kW 的中小型项目。墨西哥能源监管委员会 (CRE) 曾于 2017 年 2 月放开对分布式光伏发电系统入网的限制, 但于 2017 年 4 月被 CFE 阻挠。
 - **取消光伏关税:** 2018 年 6 月, 墨西哥联邦财政和行政法院宣布取消光伏组件 15% 进口关税。这一关税自 2015 年起征。
 - **配额比例提升:** 根据最新的墨西哥电力发展规划 (PRODESEN 2018-2032), 配额制比例将由 2018 年 5% 提升至 2019 年 5.8%, 2020 年 7.4%, 2021 年 10.9%, 2022 年 13.9%。

图表 43: 墨西哥配额制比例提升



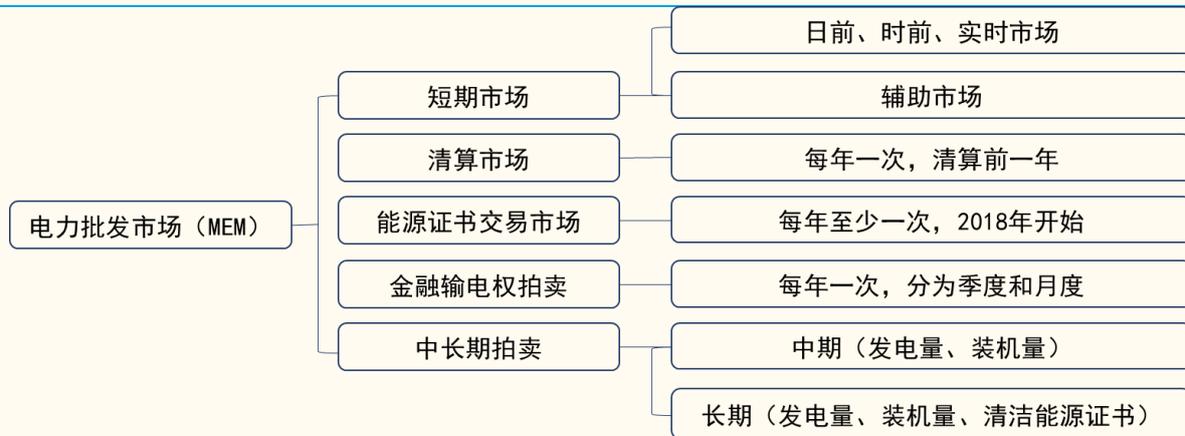
来源: SENER, 国金证券研究所

- **电力批发市场逐渐成熟, 激烈竞争将促进成本下降、装机增长。**墨西哥的能源改革为建立电力批发市场(MEM) 提供了条件, MEM 允许私营企业生产和销售电力, 并与 CFE 等企业竞争。2015 年, SENER 发布电力市场基础规则, 阐述了电力市场的设计和运行原则, 并计划在 2018 年底分两阶段实施。MEM 包括短期市场 (日前、时前、实时和辅助服务)、中期市场 (三年能源合同)、长期能源拍卖、金融输电权(FTR) 拍卖、电力平衡市场和 20 年清洁能源证书市场。
- MEM 于 2016 年开始运营, 由国家能源控制中心(CENACE) 主导。虽然 CFE 仍然是唯一为住宅用户和中小型商业用户提供受管制电价的电力供应

商，但新的市场结构允许大型能源消费者以不同的方式满足电力需求，如直接与发电企业订立双边合同。此外，如果用户需求超过 5MW 或年用电需求在 20GWh 以上，即可以登记为合格用户参加电力与 CELs 拍卖。

- 根据 CENACE 公布的名单，截至 2018 年 1 月底，MEM 共有 80 家市场参与者，其中发电企业 38 家，合格供应商 27 家，注册经纪商 11 家。截至 2017 年底，仅有 6 家开始运营 MEM 市场合约，不过大多数企业已于 2017 年下半年至 2018 年 1 月签署了相关合同。即 MEM 在 2018 年逐渐起效，预计参与者增加与电力市场开放程度提高将使墨西哥电力市场竞争更加激烈，促进技术进步、成本下降与装机量增长。
- 此外，清洁能源的招标情况也印证了这一观点。前两次清洁能源招标只有一个承购商，即 CFE。2017 年的招标首次允许基础服务供应商、合格供应商、最后供应商和合格用户也作为买家参与，中标企业以国外企业为主，电价也大幅下降。

图表 44：墨西哥 MEM 市场结构图



来源：CENACE，国金证券研究所

- **光照资源得天独厚，光伏发电成本优势突出。**地表 15°N-35°N 之间太阳能资源最丰富，这一半干旱地带太阳辐射量最大，且由于云层覆盖和降雨量有限，90% 以上的太阳辐射是直接辐射。墨西哥的领土位于纬度 14°N-33°N、经度 86°W-119°W 之间，意味着墨西哥是全球为数不多的领土全部位于最佳辐射带的国家。墨西哥接收的太阳辐射是德国的两倍，日辐射量 4.4~6.3kWh/m²，日均 5.5kWh/m²，年均日照小时数达到 2190h。丰富的光照资源显著提升墨西哥光伏发电的经济性。墨西哥国家科技委员会指出，墨西哥光伏发电成本约 2 美分/kWh，比天然气发电成本低 50% 左右。
- **清洁能源招标驱动集中式光伏电站装机量增长。**墨西哥已完成三轮清洁能源招标，第四轮招标 2018 年 12 月开始。三轮招标的平均电价降幅明显，且光伏均占据主导地位，其中在 2017 年 11 月的第三轮招标中，意大利 Enel 公司曾以 1.77 美分/kWh 的报价 (0.11 元/kWh) 刷新光伏报价世界纪录。Enel 公司在竞标中采取购电协议模式 (PPA)。据统计，墨西哥拥有近 3GW 光伏项目储备，其中约 2.1GW 已获得购电协议。

图表 45：墨西哥光照资源得天独厚



来源：World Bank, 国金证券研究所

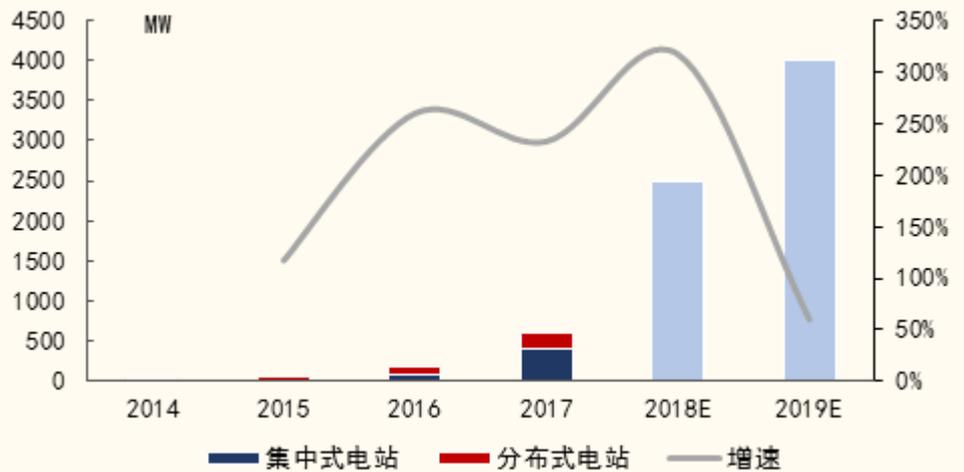
图表 46：墨西哥光伏招标情况

	第一轮	第二轮	第三轮
开始时间	2016 年 3 月	2016 年 9 月	2017 年 11 月
预计建成时间	2018 年 3 月 1 日 前	2019 年 1 月 1 日 前	2020 年 1 月 1 日 前
光伏	1691MW	1853MW	1323MW
风电	394MW	1038MW	689MW
地热		25MW	
气电			550MW
平均价格(USD/MWh)	41.8	33.47	20.57

来源：CENACE, 国金证券研究所

- 光伏 15%进口关税的取消，叠加中国 531 新政后组件价格大幅下降，将进一步降低墨西哥光伏发电成本并刺激未来 2~3 年装机需求释放。同时，成本下降或将使前三轮电力拍卖中因经济性不足被废弃的项目得以重启。分布式光伏发电系统重新接网及净电量政策的实施将大力推动分布式光伏装机量增长。墨西哥银行协会（ABM）和墨西哥气候协会（ICM）预计 2025 年墨西哥分布式光伏总装机量可能超过 9.2GW。此外，电力批发市场虽于 2016 年开始运营，但直到 2018 年初活跃度才开始提升，预计未来两年开始起效，通过引入更多参与者和激烈竞争促进技术进步、成本下降与装机增长。预计多项利好叠加作用下，2018~19 年墨西哥光伏装机量分别达到 2~3GW、4~6GW。

图表 47：墨西哥新增装机量预测



来源：SENER，国金证券研究所

中东：项目储备充沛，增长确定性强

- 截止 2017 年底，整个中东地区拥有太阳能（含光伏、光热、太阳能-燃气联合循环）发电装机量 1.36GW，在建项目 4.90GW，已批准项目 1.14GW。2018 年初，光伏项目储备已达到 11.86GW，预计未来 2~3 年中东将成为全球光伏增长的主要市场之一。

图表 48：中东太阳能（含光伏、光热、太阳能-燃气联合循环）建设情况

国家	拍卖 (MW)	在建 (MW)	运营 (MW)
阿富汗	30	10	
阿尔及利亚			353
埃及		1800	30
约旦	52	453	467
科威特		50	10
摩洛哥		520	180
巴基斯坦		100	
沙特阿拉伯	300		
阿联酋	760	1970	323
Total	1142	4903	1363

来源：MESIA，国金证券研究所。注：以上统计不包括屋顶光伏和 10MW 以下的大型电站

图表 49：中东光伏项目储备情况

国家	装机量 (MW)	状态	客户
巴林	200	宣布	EWA
埃及	600	资格预审	NREA
	200	竞价阶段	EETC
	200	竞价阶段	MEMR
约旦	50	融资结束	NEPCO
	30	资格预审	Water Authority Jordan
科威特	1000	竞价阶段	KNPC
摩洛哥	800	竞价阶段	MASEN
阿曼	500	资格预审	OPWP
	100	资格预审	PDO
卡塔尔	200	宣布	Kaharamaa
沙特阿拉伯	6400	宣布	REPDO

突尼斯	70	竞价阶段	STEG
	10	竞价阶段	STEG
阿联酋	1200	宣布	ADWEA
	300	宣布	DEWA
合计	11860		

来源: MESIA, 国金证券研究所

- **沙特阿拉伯:** 2017 年 10 月, 沙特阿拉伯宣布将投资 5000 亿美元在该国西北部开发一个以太阳能和风能为动力的工业和商业区。沙特阿拉伯公共投资基金(PIF)与软银愿景基金(SoftBank Vision Fund)签署了一份谅解备忘录(MoU), 旨在开发 3GW 太阳能光伏和储能项目。2018 年 2 月 6 日, ACWA Power 以 2.36 美元/千瓦时的电价中标了 300MW 光伏项目, 并随后与沙特电力采购公司(SPPC)签署了一份为期 25 年的 PPA 协议。
- **埃及:** 由于预期电价将上涨, 埃及在第二轮 FiT 计划中纳入了 1.4GW 发电项目。许多太阳能项目已经获得批准, 并将在未来几年开始开发。国际金融公司(IFC) 拟投资 6.6 亿美元用于建设 11 个太阳能发电厂, 合计装机量 500MW。欧洲复兴开发银行(EBRD)拟投资 5 亿美元建设 13 座独立的太阳能发电厂。非洲开发银行(AFD) 批准了 5500 万美元的贷款用于建设 3 个独立的太阳能项目。挪威的 Scatec Solar 签署了 6 个太阳能 PPA, 总装机量为 400MW。埃及电力传输公司(EETC) 根据新的拍卖计划发起了 600MW 的太阳能电力招标, 这是 FIT 计划之外的第一份招标, 将采取 BOO 模式。
- 此外, 其他中东国家光伏也处于快速发展中。科威特 2018 年 1 季度招标了 1GW 光伏项目, 预计 2020 年完工。预计 2020 年摩洛哥光伏和光热发电装机量将达到 2GW。2017 年底, 阿曼水电采购公司(OPWP) 和阿曼石油开发公司(PDO)分别申报了 500MW、100MW 光伏项目。
- 综上, 预计中东地区 2018~20 年光伏增量 1~1.5GW/年。

图表 50: 中东地区光伏装机增量及预测

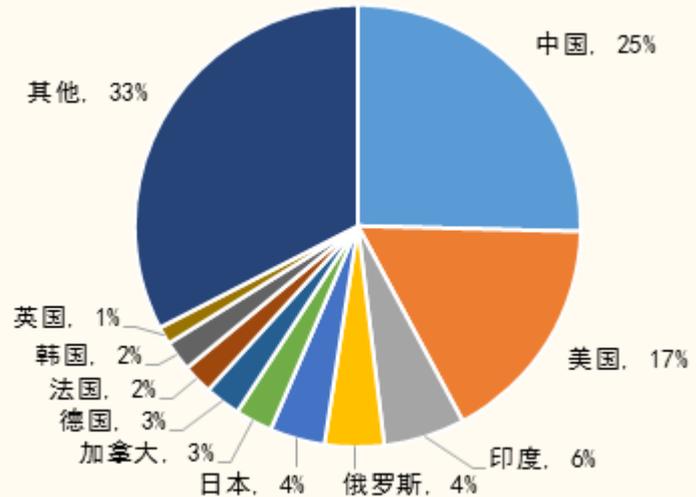


来源: MESIA, 国金证券研究所

平价空间展望：2026 年全球新增装机峰值约 440GW

- 由于各国在发电量增速、资源禀赋、电力结构、政策环境等方面都存在明显差异，而这些差异都将对未来光伏装机需求产生显著影响，因此为了使测算尽可能准确，我们对未来光伏装机需求的测算以国家为单位进行。同时，为了使测算的覆盖范围尽可能全面，我们选取全球发电量靠前的 10 个用电大国作为详细测算对象（合计发电量占全球总发电量之比接近 70%），包括中国、美国、印度、俄罗斯、日本、加拿大、德国、法国、韩国、英国。对全球其他国家进行统一测算。

图表 51：全球各国发电量占比（2017 年）



来源：BP，国金证券研究所

- 测算结果显示，光伏平价后各国市场相继启动，全球光伏新增装机将在 2025 年超过 400GW，并在 2026 年达到需求高峰 440GW 左右。中国、印度、美国依旧是全球光伏需求的主要来源。此外，德国、英国、韩国装机潜力可观，年峰值需求可达 10~20GW。日本、法国、加拿大、俄罗斯预计未来光伏发展速度相对缓慢，年均新增装机需求不超过 5GW。

图表 52：全球光伏需求测算结果

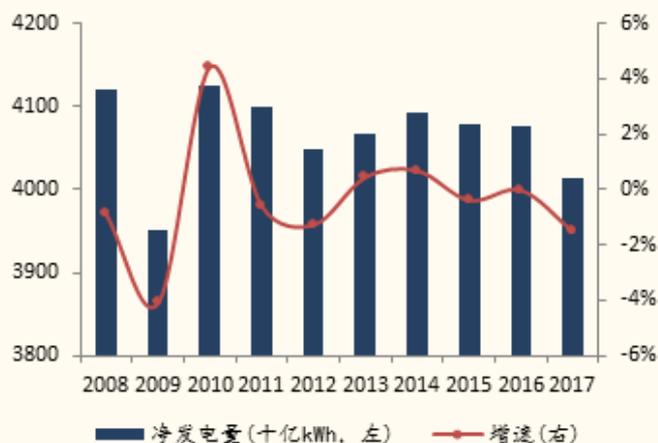


来源：国金证券研究所

美国：替代气电，2025~2030 年装机量潜力 40~50GW/年

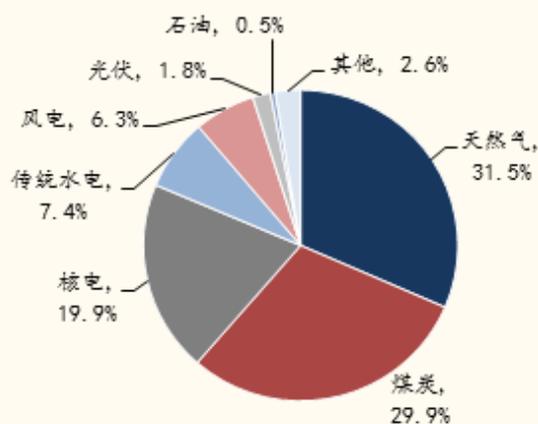
- 美国电力结构以燃气与燃煤发电为主，合计占比超过 61%。美国发电量占全球之比约 17%，是仅次于中国（25%）的用电大国。与中国依赖煤电不同，美国凭借其丰富的天然气资源以及全球领先的燃气轮机技术大力发展燃气发电，而燃煤发电量逐年下滑。2015 年后美国气电超过煤电，成为其最主要电力来源。2017 年美国天然气发电占总发电量的 31.5%，燃煤发电占比 29.9%，合计占比超过六成。
- 可再生能源发电量占比 17%，风光发电量持续上升。受风电及光伏带动，美国可再生能源发电量持续上升。2008~2017 年，美国风电发电量由 554 亿 kWh 上升至 2543 亿 kWh，年复合增速 18%，目前在电力结构中占比 6.3%；光伏发电量由 0.76 亿 kWh 上升至 738 亿 kWh，年复合增速 115%，目前占比 1.8%。此外，2017 年传统水电占比 7.4%，可再生能源发电量合计占比 17.1%。

图表 53：美国发电量及增速



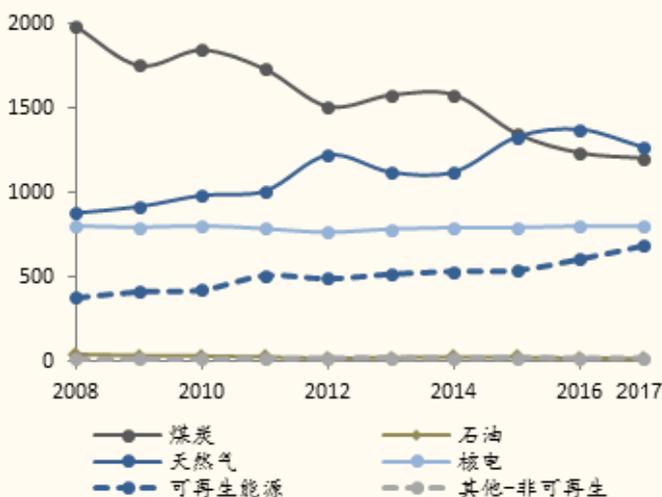
来源：EIA，国金证券研究所

图表 54：美国发电量结构 (2017 年)



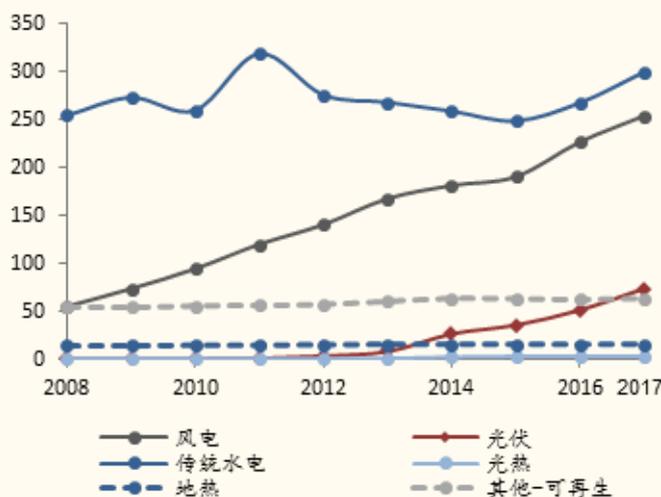
来源：EIA，国金证券研究所

图表 55：美国各类型电力净发电量 (十亿 kWh)



来源：EIA，国金证券研究所

图表 56：可再生能源净发电量 (十亿 kWh)



来源：EIA，国金证券研究所

- 政策不改扶持态度，光伏降本增量态势良好。美国对光伏的扶持政策可分为 (1) 降成本类激励计划，以税收优惠为主，对贷款及担保等投融资流程也有惠及，主要包括光伏投资税收减免政策(ITC)及加速折旧 MACRS；(2) 促消纳类法律法规、标准、约束性指标等，主要包括可再生能源配额制 (RPS)、绿证 (SREC)、净电量计量；(3) 科研支持计划，主要包括美

国能源部启动的太阳计划 (SunShot Initiative)，该计划旨在降低光伏发电系统成本。

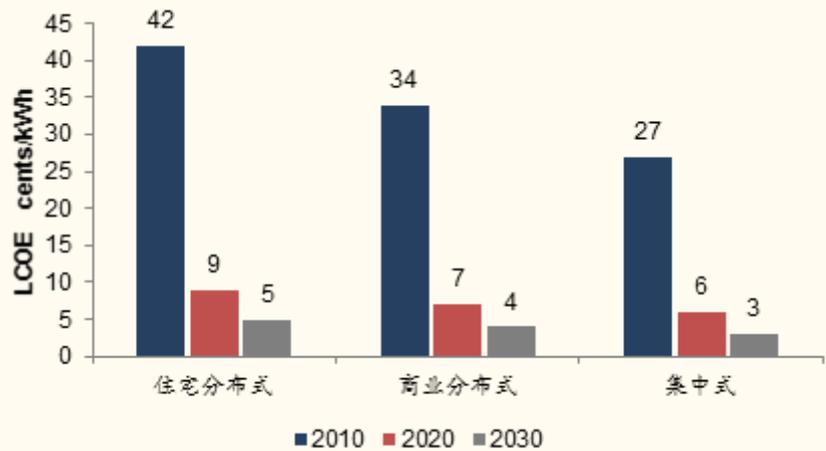
- **ITC 延期至 2022 年，体现补贴退坡“软着陆”态度。**2015 年 12 月，美国将原定将于 2016 年到期的 ITC 政策延长 5 年至 2021 年底，且 2023 年后投运的工商业分布式电站及地面集中式电站仍可享受 10% 税收抵免额度。ITC 是美国光伏发展最主要也最有力的推动政策，按照当前光伏技术发展趋势，5 年时间内美国光伏有较大概率基本实现平价，因此延期的 ITC 显示出美国继续扶持光伏至其顺利“断奶”，以确保其可继续发展的态度。
- **SUNSHOT 2030 计划发布，美国能源部将继续为光伏降本提供支持。**2017 年 11 月，美国能源部发布了“太阳计划 2030” (SUNSHOT 2030)，计划在 2030 年将居民光伏、工商业光伏及大型集中式光伏电站成本分别降为 5、4、3 美分/kWh。美国能源部于 2016 年拨付 6500 万美元用于 SUNSHOT 计划下光伏研究和项目、技术市场项目、系统集成项目；2017 年再次为该计划下 48 个光伏项目提供 4620 万美元资金，对创新性初期太阳能技术进行开发，以降低成本、改善可靠性与效率。
- 此外，SUNSHOT 2030 还预期美国太阳能发电量占比将在 2030 年之前达到 20%，在 2050 年之前达到 40%。

图表 57：美国主要光伏扶持政策

政策	内容
Investment Tax Credit 修正案，即投资税收抵免政策 (ITC)	2015 年 12 月 ITC 将向后延长 5 年至 2021 年底，并依照开始建置的时间给予不同额度的补贴，修正案自颁布之日起开始生效。企业和个人可以继续享受相当于光伏项目总投资额 30% 的所得税抵免额度至 2019 年，2020 年降至 26%，2021 年降至 22%（前提是在 2023 年 12 月 31 日前投运）。2022 年后开建或 2023 年后投运的居民项目税收抵免额降为 0，工商业和公用事业项目永久降为 10%。
奥巴马政府提供 1.2 亿美元以推动美国太阳能发展	资助对象包括：降低太阳能系统成本的新设备和技术，推动新的光伏电池和组件性能，用于将电力、制冷和烹饪提供太阳能发电的项目。
可再生能源配额制 (RPS, Renewable Portfolio Standard)	可再生能源配额制度是一个国家或者一个地区的政府用法律的形式对可再生能源发电的市场份额做出的强制性规定。配额制最大的特点是以法律的形式规定在总电力供应量中必须有规定比例的电力来自可再生能源，从而强制地方推行可再生能源建设。
净电量计量 (Net Metering)	上网电量可以抵减电力费用或上网销售。净电量结算要求用户用电量必须大于光伏发电量，电站的并网点处于用户侧，自发电通过推动电表倒转或者双向计量的方式运行。净电量结算模式下，相当于将电网作为一个天然的大型储能站，可以实现光伏发电的全额消纳，而不用考虑自发自用、发电与负荷匹配等用电方面的问题，并且属于直接替代高阶梯的电价。美国有 43 个州加华盛顿特区实行净电量计量制度。
第三方融资	通过能源采购标准合约 (PPA) 或租赁管理为项目提供融资
SREC (Solar Renewable Energy Certificate, 太阳能可再生能源证书，即绿证)	通过公开交易 SREC 给予光伏项目电价补贴。SREC (太阳能再生能源证书) 是一种可买卖的电子证券，就像其他的有价证券在市场上可以买卖。SREC 的售价是电站发电量以每百万瓦小时美元价格来计算的。在新泽西州，电力公司必须购买 SREC，否则会有罚款。每 MWh 光伏发电产生 1 个 SREC。SREC 价格根据市场供求变化。
加速折旧 MACRS	可再生能源项目采用 5 年折旧期，第一年可以折旧 50%
太阳计划 2030 (SUNSHOT 2030)	由美国能源部于 2011 年启动，旨在降低光伏发电系统成本的为期 10 年的技术开发项目。“太阳计划 2030”计划在 2030 年将居民光伏、工商业光伏及大型集中式光伏电站成本分别降为 5、4、3 美分/kWh，并将太阳能发电在电力供应中的占比进一步提高，预测“在 2030 年之前占到 20%，在 2050 年之前占到 40%”。
其他	能源部贷款担保、能源部部落能源基金、农村能源基金等

来源：美国政府官网，国金证券研究所

图表 58：美国 SUNSHOT 计划进程与目标



来源：DOE，国金证券研究所

- **ITC 延期退坡为中期美国光伏发展提供了稳定的政策环境。**与中国相同，美国光伏的发展也对政策非常敏感，主要受 ITC 政策变化影响。ITC 始于 2005 年的“能源政策法案”，于 2006 年 1 月 1 日起效，初始有效期至 2007 年底。在为期 2 年的初期试验后，“税款减免与健康照护法案”以及“紧急经济稳定法案”将 ITC 延展 8 年至 2016 年底，此后，高达 30% 的投资税收抵免额度带动美国光伏装机量迅猛增长。
- 2015 年，由于 ITC 即将于 2016 年底到期，大量光伏项目为抢装开建，使 2016 年新增装机量激增至 15.1GW 左右。2015 年 12 月 ITC 延期 5 年至 2021 年底，因此 2017 年美国光伏新增装机量 (10.6GW) 虽较 2016 年有所下滑，但并未出现断崖式下跌，美国光伏重回稳健增长状态。截止 2017 年底，美国累计光伏装机量约 53GW。

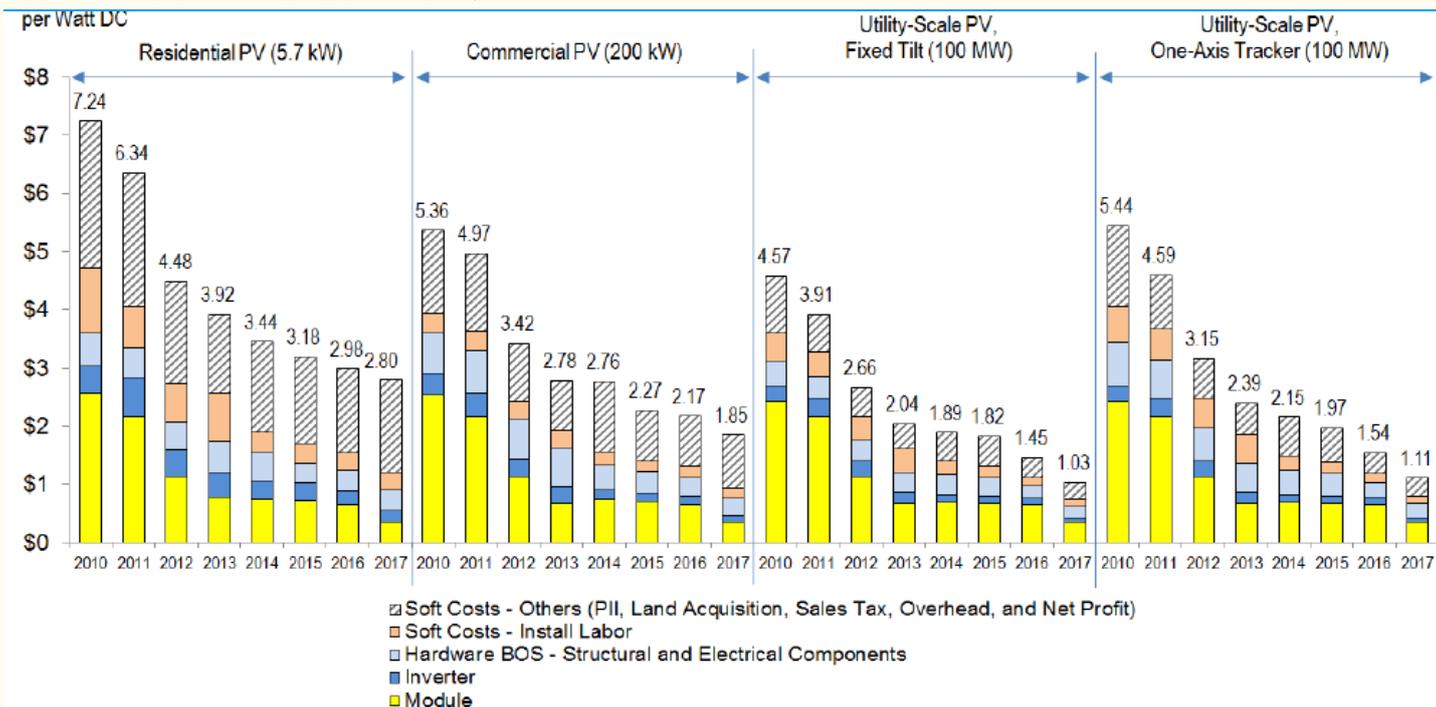
图表 59：美国光伏新增装机量



来源：SEIA，国金证券研究所

- **美国各项政策效果显著，光伏初始投资成本及 LCOE 均大幅降低。**2010-17 年，居民与商业分布式、固定倾角与单轴跟踪集中式光伏系统单位投资成本分别下降了 61%、65%、77%、80%，其中 2016-17 年分别降低 6%、15%、29%、28%，达到 2.8 美元/W、1.85 美元/W、1.03 美元/W、1.11 美元/W。成本下降归因于组件价格降低，此外组件效率提高减少了组件使用量，同时降低了土地、人工等 BOS 与软性成本。

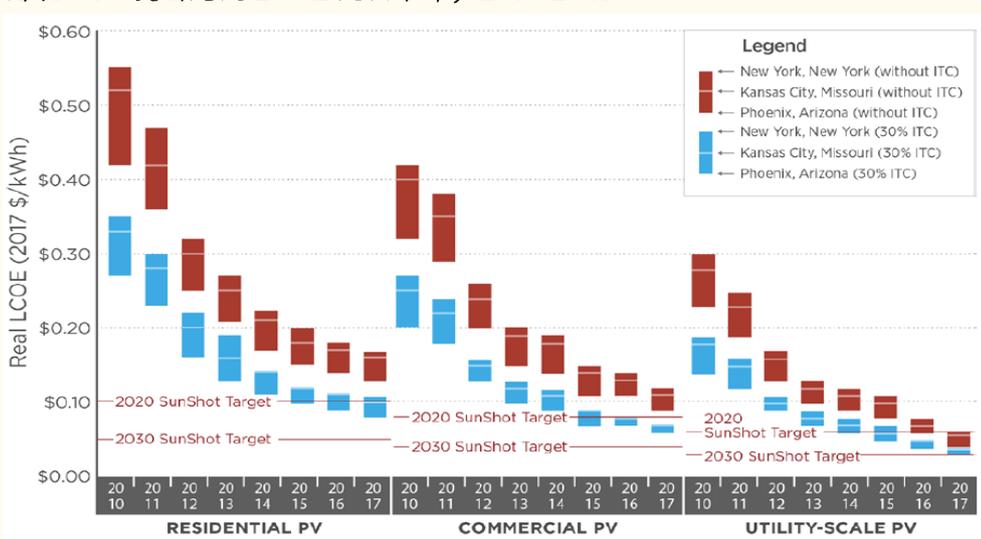
图表 60: 美国初始投资成本大幅下降, 2010-2017



来源: NREL, 国金证券研究所

- 在单位投资成本大幅下降及系统设计与运营水平提高、技术进步的共同作用下, 美国光伏 LCOE 也显著降低。美国能源部可再生能源实验室 (NREL) 测算结果显示 2010~2017 年美国住宅、商用分布式光伏、大型集中式光伏电站 LCOE 下降 70%-80%, 考虑 ITC 30% 投资税收抵免情况下分别达到 0.100 美元/kWh、0.073 美元/kWh、0.038-0.042 美元/kWh, 不考虑 ITC 情况下分别达到 0.157 美元/kWh、0.113 美元/kWh、0.056-0.061 美元/kWh。

图表 61: 美国光伏 LCOE 大幅下降, 2010-2017



来源: NREL, 国金证券研究所

- 天然气发电是美国最便宜的传统电力来源, 目前光伏已与煤电平价, 但与气电仍有差距。美国能源信息署预测, 2022 年新投产集中式光伏电站无补贴简单平均 LCOE 为 63.2 美元/MWh, 无补贴加权平均 LCOE 为 59.1 美元/MWh, 已低于煤电 (120~130 美元/MWh), 但高于气电 (CCGT 48~50 美元/MWh)。2040 年新投产集中式光伏电站无补贴加权平均 LCOE 为 44.1 美元/MWh, 低于气电与风电, 实现平价。由于美国能源信息署测

算时假设光伏建设期 2 年，火电建设期一般也为 2 年，因此测算结果意味着光伏与气电平价的时间点在 2020-38 年之间。

图表 62：美国电力 LCOE 预测，2022 年投产



来源：EIA，国金证券研究所

图表 63：美国电力 LCOE 预测，2040 年投产



来源：EIA，国金证券研究所

- 关于美国市场平价时间点测算的关键性假设：
- 光伏方面：尽管最新的 ITC 政策对 2023 年后投产的光伏项目仍给予 10% 的投资税收抵免，但未来依然有退出的可能，为使测算结果更具可靠性，我们在测算中不考虑 ITC 及 MARCS (加速折旧)。此外，与我们的系列报告第一篇国内需求测算中的假设条件类似，我们假设光伏电池效率提高及材料成本下降将推动单位建设成本在 2018~19 年间年降幅 8%~10%左右，此后年均降幅 4%~5%左右；双面发电、跟踪支架等技术使利用小时数提升 20%左右。
- 气电方面：EIA 测算的气电成本在 2018~2038 年间变动幅度较小，因此我们参考其测算结果进行平价时间点的判断。根据 EIA 测算结果，美国气电中占比最大的 CCGT 机组 (246GW, 54%) 发电成本也最低，LCOE 大约 47.7~50 美元/MWh，营运成本 36~39.1 美元/MWh。CT 机组 (127GW, 28%) LCOE 约 81.5 美元/MWh，营运成本约 61.6 美元/MWh。

图表 64：美国光伏 LCOE 测算关键假设

项目	数值	项目	数值
单位投资(美元/W)	1	发电小时数(h)	1450
残值率	5%	PR	95%
折旧期(年)	25	税率	21%
运营年限(年)	25	折现率	8.0%
贷款比例	70%	营运成本/总投资	2.0%
贷款利率	3.5%		

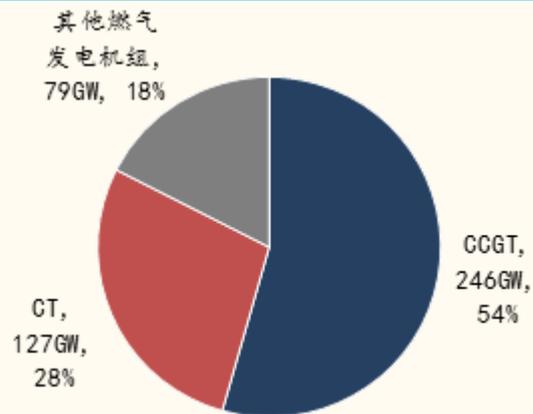
来源：WorldBank, EIA, 国金证券研究所。注：对残值率、运营期、维修保养及职工薪酬等数据的假设参考行业内代表公司实际数据

图表 65：美国燃气发电成本 (2040 年)

美元/MWh	传统 CCGT	先进 CCGT	先进 CT
初始投资	9.4	10.4	17.3
固定成本	1.5	1.3	2.6
可变成本	38.2	35.0	58.7
输电成本	0.9	1.0	2.9
总 LCOE	50.0	47.7	81.5
营运成本	39.1	36.0	61.6

来源：EIA，国金证券研究所。注：营运成本表示关停在运气电厂可避免的成本

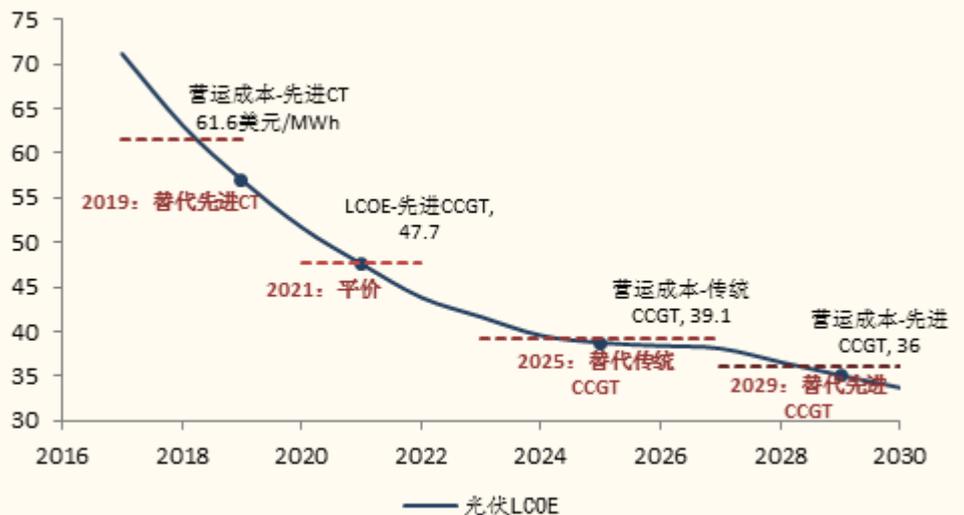
图表 66：美国各类型燃气发电机装机容量与占比



来源：EIA，国金证券研究所

- **2021 年在发电侧与气电平价，2025-29 年达成存量气电替代条件。**测算结果显示，2017 年美国光伏 LCOE 约 71 美元/MWh（利用小时数取 1400h），虽然已低于燃气发电 CT 机组的（81.5 美元/MWh），但仍高于 CCGT 机组（传统机组 50 美元/MWh，先进机组 47.7 美元/MWh）。即使光伏 LCOE 已低于部分燃气发电机组，但只要其 LCOE 仍高于成本最低的先进 CCGT 机组，光伏就不能主导增量/存量更新用电市场。因此，我们认为 **2021 年光伏 LCOE 低于成本最低的先进 CCGT 机组后，美国光伏才真正实现发电侧平价。**此后，**2025-2029 年，美国光伏逐步达成气电替代条件**，即光伏 LCOE 逐渐下降至低于传统、先进 CCGT 机组运营成本，意味着光伏打开广阔的存量电力市场空间，迎来新一轮的需求增长。

图表 67：美国光伏将在 2021 年与气电平价，2025-29 年达成气电替代条件



来源：EIA，国金证券研究所

- **关于用电需求测算的关键性假设：**
- **传统用电需求：**近年来美国发电量增长缓慢，2017 年出现负增长(-1.5%)，但美国能源信息署在其近期发布的《年度能源展望 2018》中预测美国 2017~2050 年电力需求增速 0.6%-1.2%。为保守起见，我们假设未来美国发电量以 0.6%左右的速度增长。
- **新能源汽车用电需求：**美国汽车年销量近年维持在 1700~1800 万辆左右。2017 年，美国纯电动和插电式混合动力汽车的销量约 20 万辆，同比增长 26%，电动车在汽车总销量中的渗透率不足 1.5%，较去年提升 0.25%左右，保守假设这一渗透率到 2030 年逐步提高至 25%（参考：BCG 2017

年发布报告预测 2030 年美国电动车渗透率达到 50%)。电动车百公里电耗 (30.5kWh) 及年行驶里程 (4.2 万公里) 与我们的系列报告第一篇国内需求测算中的假设相同。

- **替代煤电与气电：**美国煤电 LCOE 已显著高于光伏及气电，近年来煤电发电量、装机容量与利用小时数均持续下滑，假设未来仍维持下降趋势，最终转变为调峰电力，发电量占比稳定在 10%左右。2021 年光伏在发电侧与气电平价后，气电装机不再净增长，2025-29 年替代存量气电条件达成后，存量气电利用率将显著下降并加速退役，最终气电也转变为调峰电力，发电量占比稳定在 20%左右。
- 测算结果显示，2021 年光伏发电侧与气电平价后，燃气发电量开始减少，并在 2025~2029 年光伏替代存量气电条件达成后加速下降；随着新能源汽车保有量提升，新能源汽车为增量用电市场提供可观需求；煤电发电量保持下降趋势，但下降速度逐步减缓。综合来看，**预计 2030~2032 年左右待满足用电需求达到高峰，接近 1700 亿 kWh。**

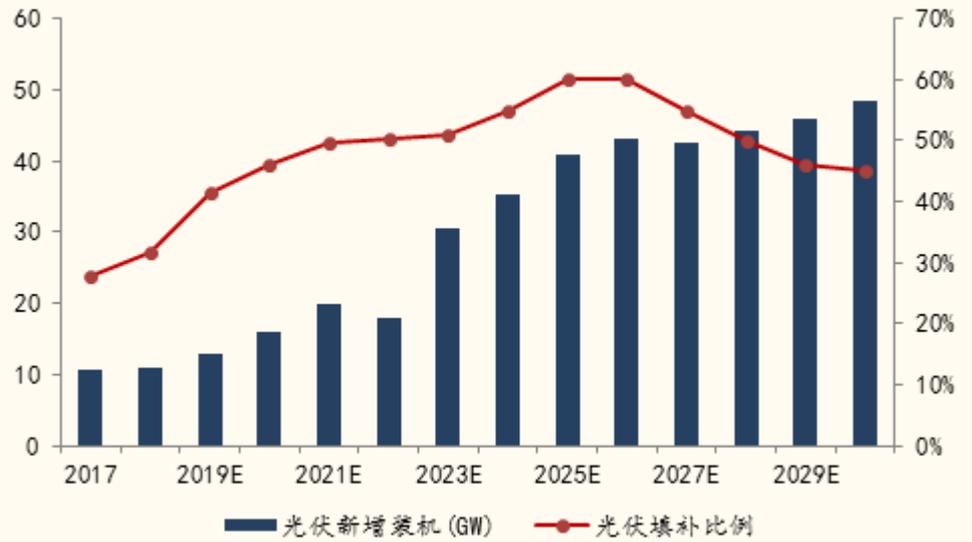
图表 68：美国待满足用电需求组成预测 (亿 kWh)



来源：EIA，国金证券研究所

- 根据 EIA 测算，2024 年风电 PTC 退出后其成本将上升并高于光伏，核电与水电经济性亦不如光伏 (图表 64)，故 2021 年发电侧平价后，待满足的用电需求将主要由光伏补足，预计光伏填补比例最高达到 60%左右，此后受安装资源限制而下降。根据测算结果，我们预计美国在 2021 年平价后光伏新增装机需求将快速上升，并将在 2026 年、2030 年迎来两次高峰，当年新增光伏装机将分别达到 43GW、48GW。

图表 69：2018-2032 年美国光伏新增装机量预测值



来源：EIA，国金证券研究所

印度：电力供需缺口大、日照条件优越，2026 年峰值装机 80GW

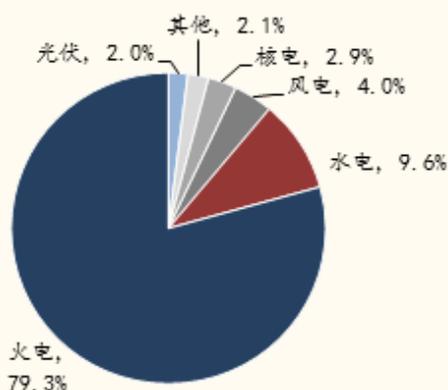
- 发电量增速高，以煤电为主。近年印度发电量维持平稳较快增长，2016 年增速达到 7.1%。与中国相同，印度对煤电依赖度高，截止 2017 年，印度共有煤电装机 193GW，占电力总装机量的 58%，可再生能源装机 60.2GW，占比 18.2%，其中光伏装机量 19.6GW，占比 6%。发电量中火电占比高达 79.3%，光伏占比较小仅 2%左右。

图表 70：印度发电量及增速



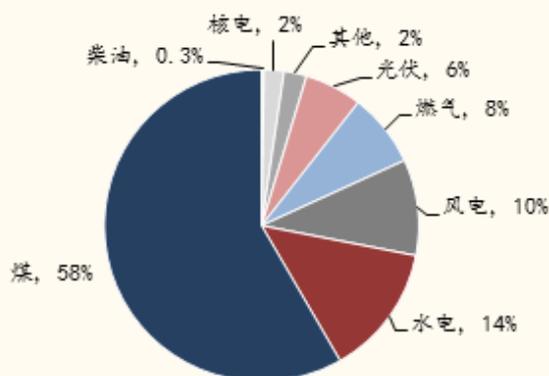
来源：BP，国金证券研究所

图表 71：印度发电量结构（2017 年）



来源：BP，国金证券研究所

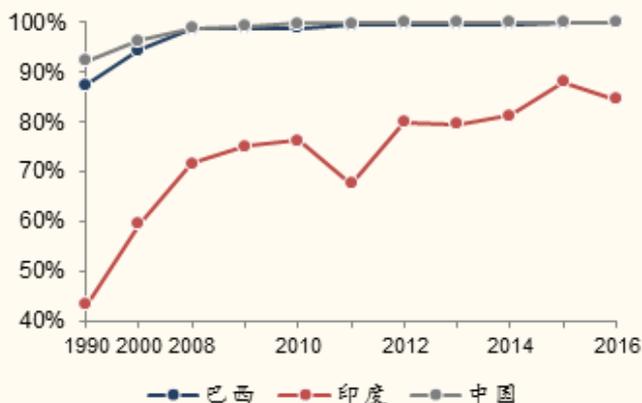
图表 72：印度发电装机结构（2017 年）



来源：CEA，国金证券研究所

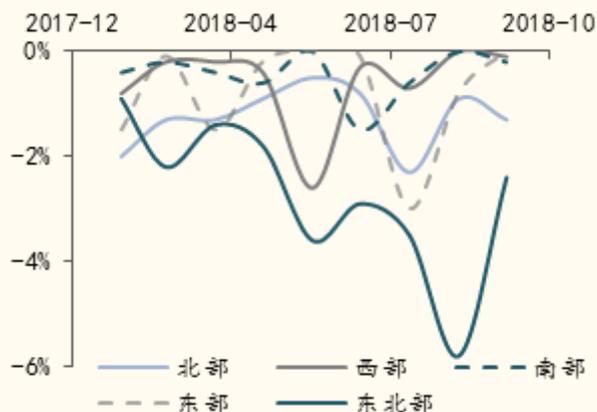
- **印度缺电问题依然存在。** 尽管印度发电量不断增长，但仍存在供电缺口，2017 年印度除北部地区外的其他地区每个月高峰用电期供电均不足，且西部、北部、东北部高峰用电不足率一度超过 4%。
- 此外，2016 年印度电力覆盖率仅为 85%，意味着 15% 的印度人口仍生活在近无电地区，印度也是自 2011 年巴西实现电力全覆盖后全球前 10 大经济体中唯一电力覆盖率没有达到 100% 的国家。2018 年 4 月，印度总理莫迪表示印度已实现全国村庄电网全覆盖，然而印度中央政府对电气化的定义是：基本电气基础设施到位；学校、医院与其他公共场所拥有电力供应；至少 10% 的家庭电力供应。由此可见，村庄电网全覆盖并不意味着电力覆盖率达到 100%，印度缺电问题依然严重。

图表 73：印度电力覆盖率仅 85%



来源：World Bank，国金证券研究所

图表 74：印度高峰用电不足率接近 5%（2017 年）

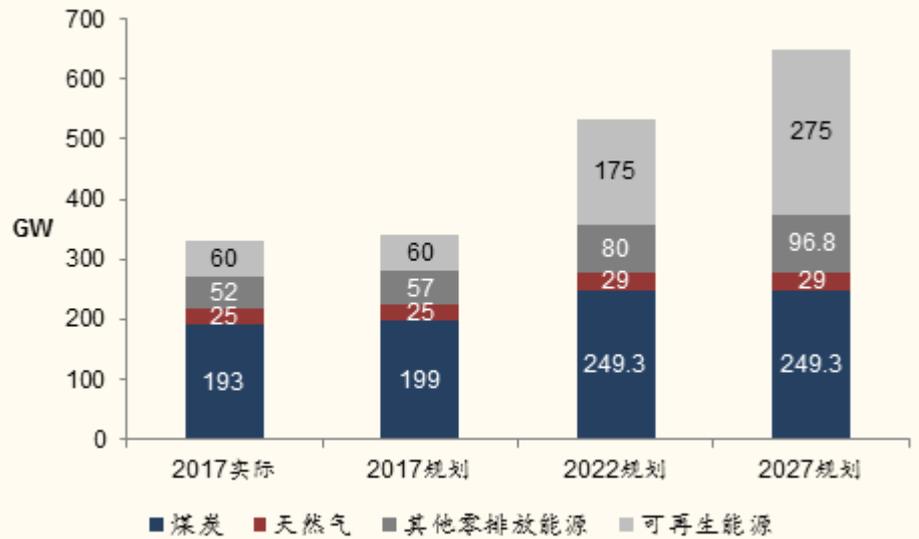


来源：CEA，国金证券研究所

- **弃煤决心大，大力扶持下光伏量升价降显著，煤电持续走弱。**
- **第三份《国家电力规划》(草案)：**印度中央电力管理局 2016 年 12 月发布第三份《国家电力规划》草案，对印度“十三五”（2017~2022 年）及“十四五”（2022~2027 年）期间的电力需求及发展做出了预测与建议。《规划》显示，2022 年、2027 年印度电力装机将分别达到 533GW、650GW，其中，2017~2027 年煤电预计新增 50GW，与在建产能相符，即未来 10 年印度无需新建煤电产能。可再生能源方面，预计 2017~2022 年发电装机量提升至 175GW，其中太阳能 100GW，风电 60GW，在 2017 年基础上分别增加 80.4GW、27GW，2022~2027 年可再生能源装机将再增加 100GW；此外，2017~2027 年还将新增核电 7.6GW、大水电 27.3GW。

- **扩大的国家太阳能计划**：2015年6月，印度总理莫迪批准扩大印度太阳能发电装机容量的目标计划，将贾瓦哈拉尔·尼赫鲁国家太阳能计划(JNNSM)的目标提高了5倍，并网装机目标由2021~2022年达到20GW提升为2021~2022年达到100GW。该计划被认为是推动印度光伏行业发展的主要动力。该计划的装机目标与《国家电力规划》一致。

图表 75：印度第三份《国家电力规划》内容



来源：CEA，国金证券研究所

- 为实现太阳能装机规划，印度政府 **(1) 提高补贴比例**：把对屋顶太阳能的补贴从15%提高至30%，但不包括商业和工业屋顶。**(2) 提高可再生能源购买比例(RPO)**：2011年初RPO要求购买比例0.25%，2022年提高至3%，2016年印度电力部将2022年RPO目标比例提高至8%，进一步刺激光伏发展。**(3) 融资激励**：包括适应性补偿基金(VGF)、加速折旧、十年期公司税、国开行融资便利、以替电力分销公司承担债务风险为目的的UDAY计划等。**(4) 太阳能区域/城市/公园发展计划**：计划2020~2021年前建设10个太阳能区域、50个太阳能城市、25个太阳能公园。

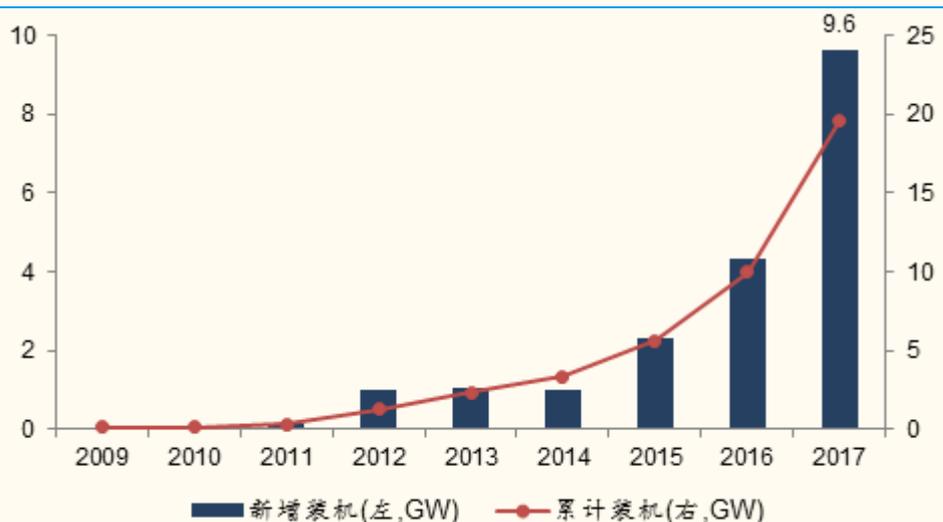
图表 76：印度政府光伏激励政策

政策	内容
RPO 可再生能源购买义务	在 RPO 机制下，配电公司、直购电用户、自发电用户应从本地可再生能源发电商处直接购电，也可以在可再生能源交易市场上购买来自其他邦的“可再生能源证书”（REC）来满足 RPO 法定义务。2016 年印度电力部将 2022 年目标从 3% 提高至 8%
提高屋顶光伏太阳能补贴 15% 增高至 30%	印度新能源与可再生能源部将把对于屋顶太阳能的补贴从 15% 提高至 30%，但不包括商业和工业屋顶。
国家太阳能计划	2015 年 6 月，印度新能源与可再生能源部宣布将国家太阳能计划下的并网装机目标由 2021-22 年达到 20GW 提升为 2021-22 年达到 100GW。
适应性补偿基金机制（VGF）	EPC：土地和运营外项目成本的 30% 或是：5MW 以下，0.25 亿卢比/MW；5-25MW，9.2 亿卢比/MW；25MW 以上，0.15 亿卢比/MW，取两者较低者。
	Developer：5MW 以下，0.25 亿卢比/MW；5-25MW，0.2 亿卢比/MW；25MW 以上，0.15 亿卢比/MW
	对使用国产电池、组件的项目按 0.1 亿卢布/MW 补贴；使用国产组件按 0.05 亿卢布/MW 补贴。
	25 年期上网电价第一年为 5.43 卢比/KWh，之后每年增加 5% 至 6.43 卢比/KWh
National Action Plan on Climate Change 针对气候变化国家行动计划	贾瓦哈拉尔尼赫鲁国家太阳能任务：2009-2010 年可再生能源占比达到 5%，2020 年达到 15%。
太阳能公园	印度政府计划于 2020 年建成共计 40GW 的太阳能公园，并提供 12 亿美元的资金支持。目前，已建成 8.9GW。
UDAY 计划（融资便利）	该计划旨在为电力分销公司承担部分债务，改善其资本结构，降低其经营风险。目前，已有 27 州和联邦属地加入该计划，已引发约 300 亿美元债券，占整个太阳能公司负债近 50%。

来源：印度政府网站，国金证券研究所

- 政策效果明显，光伏装机量大幅增长，竞拍价屡创新低。在政府大力推动下，印度光伏装机量快速增长，2012~2017 年复合增速 57%。截止 2017 年底，印度光伏累计装机量 19.6GW，其中，2017 年新增装机 9.6GW，是 2016 年的 2.2 倍。

图表 77：印度光伏装机量

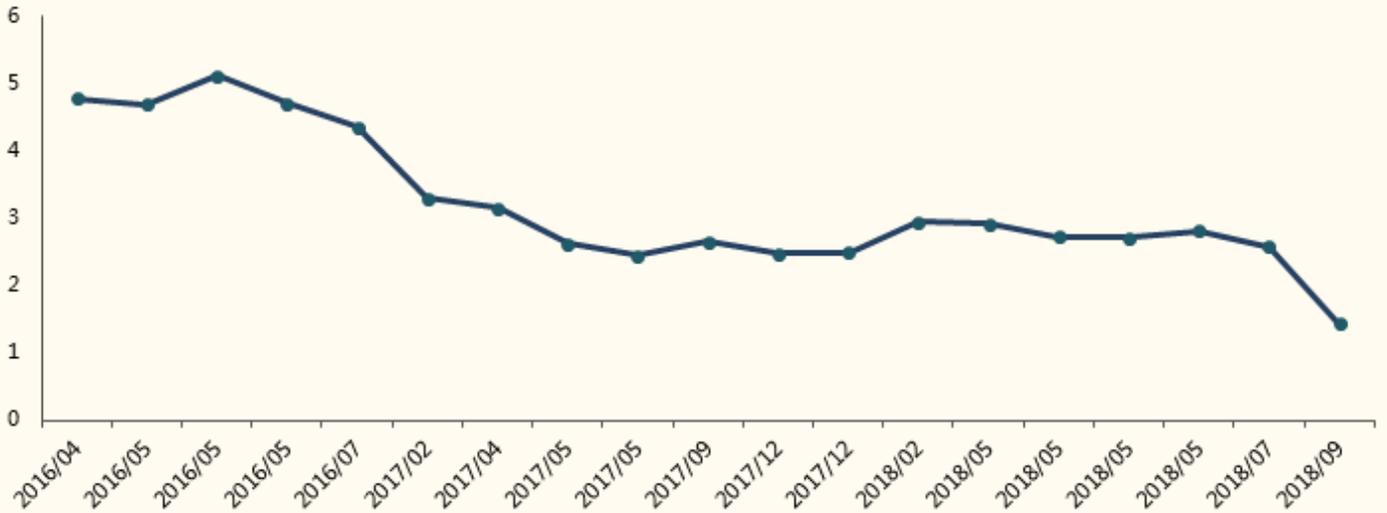


来源：Mercom，国金证券研究所

- 此外，由于从中国进口光伏电池及组件价格大幅下降，2010~2017 年印度光伏项目竞标报价下跌 73%。2010 年 10 月，150MW 项目竞标报价为 12.16 卢比(17 美分)/kWh，2016 年 1 月跌至 4.35 卢比(7 美分)/kWh，而

2017年竞标的报价已经低至2.44卢比(4美分)/kWh，此后印度光伏竞标报价一直维持在较低水平。

图表 78：印度光伏竞标最低电价（2016年至今，印度卢比/kWh）



来源：Mercom，国金证券研究所

- **2019年平价，2027年达成存量煤电替代条件。**测算结果显示，目前印度煤电 LCOE 为 37.1 美元/MWh（利用小时数取 5200h），略低于光伏 LCOE 45.4 美元/MWh（利用小时数取 1500h），但已高于 2018 年印度光伏最新中标价 22~36 美元/MWh。竞标价格在一定程度上反应了开发商对未来成本下降的预期，考虑到印度竞标项目有 2 年左右建设期，我们认为竞标结果反应出印度光伏开发商对于印度新建光伏电站在 2018~2020 年实现平价的信心。

图表 79：煤电与光伏成本测算关键性假设

项目	单位	煤电	光伏
单位投资	美元/W	0.8	0.7
残值率	-	5%	5%
折旧期	年	15	25
运营期	年	15	25
贷款比例	-	70%	70%
贷款利率	-	9.7%	9.7%
发电小时数	h	5200	1500
系统效率 PR	-	-	90%
税率	-	35%	35%
折现率	-	8.0%	8.0%
营运成本/总投资	-	5.0%	2.0%

来源：World Bank, CEA，国金证券研究所

图表 80：煤电与光伏成本测算结果

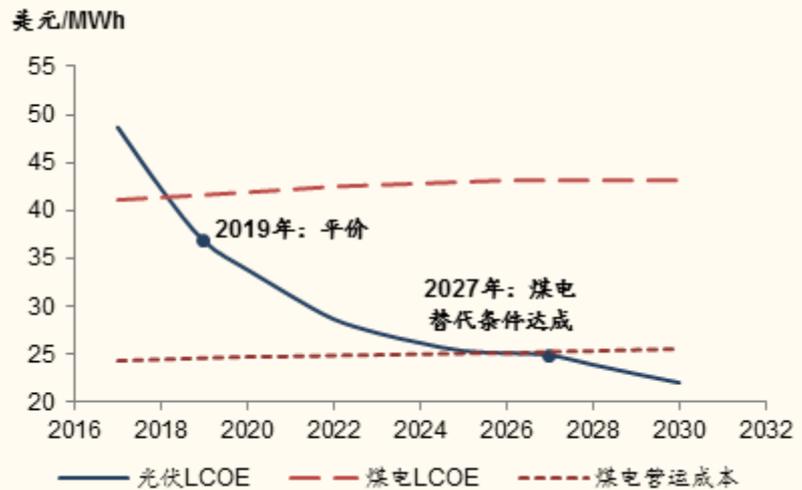
项目	单位	煤电	光伏
燃料成本	美元/MWh	20.4	
财务费用（燃料）	美元/MWh	1.4	
财务费用（投资）	美元/MWh	3.3	11.9
建设投资（含折旧）	美元/MWh	9.5	33.6
折旧抵税	美元/MWh	-2.6	-6.8
运维成本	美元/MWh	5.0	6.7
LCOE	美元/MWh	37.1	45.4
营运成本	美元/MWh	24.2	

来源：CEA，国金证券研究所。注：以上各项成本均已考虑抵税作用

- **关于平价时间点测算的关键性假设：**
- **光伏方面：**预计单位投资成本 2018~2020 年降幅 8%-10%，此后维持年均 5%左右。光伏利用小时数预计最高可达 1650h，此后新建项目利用小时数随优质安装资源（地理位置）减少而下降。
- **煤电方面：**近年印度煤电利用小时数显著下降，印度国家电力规划草案显示，最近 4 年燃煤电站平均负荷因子从 70%左右下降到 62%左右，并将继续降低。

- 测算结果显示，光伏 LCOE 未来将显著下降，同时煤电 LCOE 与运营成本随利用率下降上升，**2019 年光伏 LCOE 低于煤电实现平价，2027 年光伏 LCOE 低于煤电运营成本达成存量煤电替代条件。**

图表 81：印度光伏将于 2019 年平价，2027 年达成存量煤电替代条件



来源：CEA，国金证券研究所

- **关于需求测算的关键性假设：**
- **传统电力需求：**为满足持续增长的用电需求，填补供电缺口，提高电力覆盖率，预计未来印度发电量将以 7% 左右的增速继续增长（参考：印度煤炭及电力部长曾在 2016 年 5 月“电力未来”会议上表示印度 2040 年之前将保持 10% 的电力需求增速）。
- **新能源车用电需求：**印度汽车销量增长较快，2017 年销售约 400 万辆，同比增长 9.5%，假设未来增速保持在 8% 左右。汽车销量中电动车占比较小，目前销量渗透率不足 1%，假设该比例将逐步提高并在 2030 年达到 30%。（参考：印度电力部长 2018 年初表示，2030 年之前印度纯电动汽车占到印度汽车之比将达 30%）。
- **替代煤电：**虽然印度光伏发电将分别在 2019 及 2027 年分别达成替代新增煤电机组与存量煤电机组的条件，但由于印度缺电较为严重，预计将在未来一段时间内保持光伏与煤电共同发展，因此光伏平价上网后新增煤电装机下降速度以及光伏达成煤电替代条件后的实际替代速度都较为缓慢。
- 测算结果显示，印度未来增量用电需求主要来自传统用电需求增长；新能源汽车用电需求随着新能源汽车保有量提升而增加。由于缺电严重，煤电退役缓慢，因此 2025 年前不存在煤电退役带来的供电缺口。预计 2030 年待满足用电需求超过 2800 亿 kWh。

图表 82：印度待满足用电需求组成预测



来源：CEA，国金证券研究所

- 印度的光伏组件主要来自中国及东南亚，可同步享受光伏技术进步带来的成本降低。此外，印度人力等软性成本低于中国，且光照资源优越，使印度光伏单位投资及 LCOE 低于中美及欧洲国家，预计光伏发电将凭借其经济性成为印度满足新增用电需求的主要来源。根据测算，我们预计印度光伏新增装机将在 2026 年左右达到 80GW 的峰值。

图表 83：2018~2031 年印度光伏新增装机量预测值



来源：CEA，国金证券研究所

德国：光伏主要增长空间来自核电与煤电的退役

- 目前德国发电仍以**煤电(37.9%)**与**核电(12.6%)**为主。
- **核电方面**，德国决定 2022 年前关闭所有核电站，并已制定详细时间表，测算中假设核电退出按时间表执行。
- **煤电方面**，路透社消息称德国计划到 2050 年关闭所有煤电站，2016、2017 年德国煤电装机持续下滑，测算中假设煤电装机量与利用率继续下降；
- **新能源汽车用电需求方面**，德国原计划 2020 年、2030 年电动车保有量分别达到 100 万辆、500 万辆，但 2017 年德国总理默克尔、副总理 Sigmar

Gabriel 均表示该计划完成度可能不及 50%，因此我们假设 2020 年、2025 年德国电动车保有量分别达到 40 万辆、250 万辆左右；

- **可再生能源规划方面**，2014 年可再生能源法案（EEG 2014）计划 2025 年、2035 年、2050 年可再生能源发电在总发电量中的占比将分别达到 40-45%、55%-60%、80% 以上；2017 年可再生能源法（EEG 2017）将光伏改为招标制，每年 0.6GW 将分 3 次招标（750KW 以下项目不受限制）；2018 年 1 月德国能源市场创新者协会（bne）负责人 Robert Busch 表示，到 2030 年可再生能源份额将超过原规划达到 65% 左右。
- **测算结果显示**，德国光伏将在 **2020 年实现发电侧与煤电平价**，**2030 年之前暂无法实现存量煤电替代**。**新增装机需求将在 2022 年达到需求高峰 20GW 左右**，主要是由于根据德国核电退出计划，德国数个核电站将在这两年集中退役，产生较大供电缺口，为光伏提供增长空间。

图表 84：德国可再生能源法案 2017 招标内容

能源类型	年招标量
陆上风电	2019 年及之前 2.8GW，2020 年及之后 2.9GW
海上风电	2015-2025 年 3.1GW，2026-2030 年 4.2GW
光伏	2017 年及之后 0.6GW
生物质能	2017-19 年 150MW，2020-22 年 200MW

来源：德国联邦经济能源部，国金证券研究所。注：

图表 85：德国核电退出时间表

电站	类型	装机量 (MW)	投运时间	运营商	2001 年 关停计划	2010 年 关停计划	2011 年 关停计划
Gundremmingen B	BWR	1284	1984 年 4 月	RWE	2016	2030	2017 年底(已退役)
Gundremmingen C	BWR	1288	1985 年 1 月	RWE	2016	2030	2021
Grohnde	PWR	1360	1985 年 2 月	E.ON	2017	2031	2021
Phillipsburg 2	PWR	1392	1985 年 4 月	EnBW	2018	2032	2019
Brokdorf	PWR	1370	1986 年 12 月	E.ON	2019	2033	2021
Lsar 2	PWR	1400	1988 年 4 月	E.ON	2020	2034	2022
Emsland	PWR	1329	1988 年 6 月	RWE	2021	2035	2022
Neckarwestheim 2	PWR	1305	1989 年 4 月	EnBW	2022	2036	2022

来源：世界核协会，国金证券研究所

法国：用电需求增长缓慢，核电延迟退出，新能源发展空间有限

- 法国发电量主要来自**核电（72%左右）**和**水电（10%左右）**，**煤电（不足 2%）**与**气电（7%左右）**占比较低，**可再生能源发电以光伏（1.7%左右）**与**风电（4.5%左右）**为主。
- **核电方面**，法国前政府曾计划 2025 年之前将核电发电量占比降至 50%，但是未采取实际措施。2017 年底，法国环境部长表示该目标要到 2025~2030 年才能实现，法国生态过渡部长表示实现该目标的时间可能要推迟到 2030~2035 年。2018 年 1 月，法国电力公司（EDF，法国核电唯一业主）表示将关闭旧产能（Fessenheim nuclear power plant, 1.8GW）以置换新产能（European Pressurized Reactor, 1.6GW），遵守能源法 63.2GW 核电装机量上限，但 **2029 年之前不会再关停核电站**，2029~2035 年将会有大量核电站服役满 50 年并退役。

- 我们对发电成本的测算结果显示，2030 年左右法国光伏 LCOE 才能低于核电营运成本，与 EDF 2029 年开始关停核电站的计划一致，因此我们预计 **2030 年之前核电仍是法国电力主要来源**，但随着可再生能源发电装机与发电量提升，核电利用率下降，发电量占比到 2030 年下降至 60%左右，此后随着 EDF 关停核电站，核电占比快速下降至 50%以下。
- **煤电方面**，法国总统马克龙 2018 年 1 月在瑞士达沃斯世界经济论坛上承诺 2021 年之前将关闭法国所有燃煤电厂。目前，法国只有 1 座运营 40 年的柯尔德迈电厂(Cordemais power station)，装机量 2.6GW。测算中假设该电厂在 2021 年关停，关停之前利用率逐步下滑（2017 年利用小时数不足 2500h），2021 年后法国不再有燃煤发电。
- **可再生能源规划方面**，法国高级能源理事会(CSE)规划 2018 年光伏装机达到 10.2GW，2023 年达到 20.2GW；风电 2018 年达到 15GW，2023 年达到 25GW；水电 2023 年达到 26GW；2030 年 40%电力来自可再生能源。法国电力公司(EDF)宣布，将于 2020-35 年通过其子公司 EDF Energies Nouvelles 在法国修建 30GW 太阳能电站。
- **测算结果**：由于法国用电需求增长缓慢，光伏 2030 年才能达成存量核电替代条件，因此预计 2030 年前法国光伏仅按 CSE 规划增长，年新增装机不超过 3GW。

图表 86：法国可再生能源装机规划



来源：CSE, TaiyangNews, 国金证券研究所

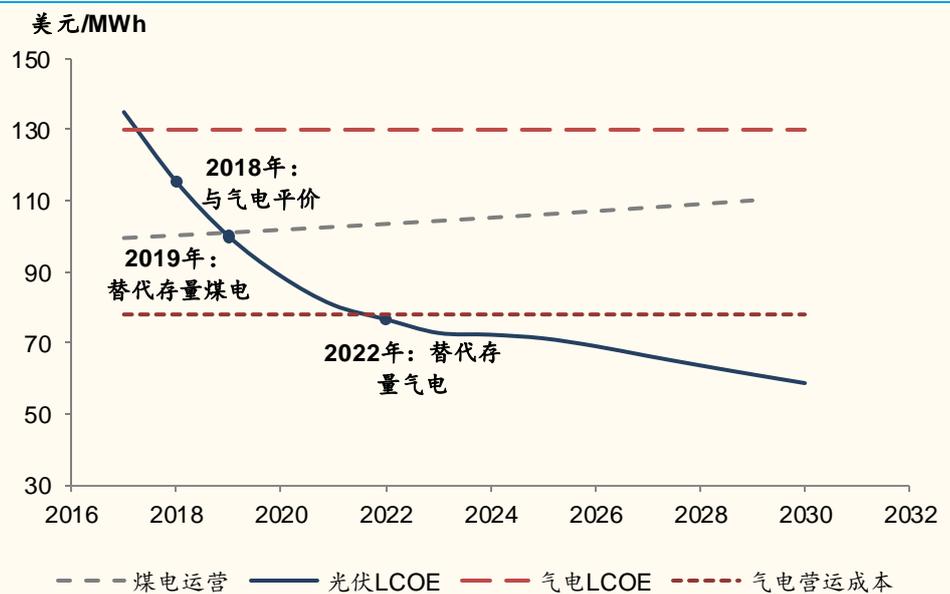
英国：替代存量气电后 2024 年达 10GW 需求高峰

- 英国以燃气发电（40%）与核电（20.9%）为主，近年煤电（6.7%）占比显著下降，可再生能源发电占比逐步提高（29%）。
- **煤电方面**，英国《独立报》报道称，英国政府已证实将从 2025 年 10 月 1 日起关停未采用减排技术以及减排不达标的电厂。目前英国燃煤发电水平已显著降低，煤电占比已从 2015 年的 22%下降至 2016 年的 9%以及 2017 年的 6.7%。测算结果显示光伏 LCOE 已低于煤电，且将于 2019 年达成存量煤电替代条件。此外，严格的减排要求将进一步推高煤电成本，使煤电完全丧失经济性，预计英国煤电将在 2025 年左右退出。
- **核电方面**：英国商业、能源和产业战略部 (BEIS) 2016 年 11 月发布的《英国能源生产展望报告》显示，2030 年英国计划核电装机将达到 18GW（2017 年 8.9GW）。
- **气电与光伏**：英国原能源与气候变化部 (DECC) 2014 年曾预测，2014-2020 年英国燃气发电 LCOE 将从 129 美元/MWh 升至 140 美元/MWh（汇率取 0.61）。根据美国燃气发电情况，可变成本在 LCOE 中占比约 60%-80%，因此保守估计英国燃气发电营运成本约 77-84 美元/MWh。测算结果

显示，英国光伏将于 2018 年实现发电侧与气电平价，2022 年左右达成存量气电替代条件。

- 新能源汽车用电需求方面，BBC、路透社、明镜周刊于 2017 年 7 月报道称，英国政府计划 2040 年前禁售燃油汽车。此外，英国汽车和消费税 (VED) 新规已于 2018 年 4 月 1 日实施，英国当地媒体 Daily Mail 预计新购柴油车首年缴纳的税金将增加 500 英镑。英国政府原计划 2020 年电动车销售占比 9%，但 2015-17 年电动车增长水平低于预期，销量渗透率不足 2%。禁售燃油车及 VED 新规预计将刺激电动车销量，预计电动车 2020 年、2030 年销量渗透率提高到 7%、25% 左右。
- 测算结果显示，2022 年左右光伏 LCOE 将降至 80 美元/MWh 以下，不仅达成替代存量气电条件，且经济性可与风电匹敌（风电成本参考 DECC 测算结果），在新增电力装机中占主导地位。存量气电替代空间的释放使英国光伏在 2024~25 年达到 10GW 左右的需求高峰。

图表 87：英国光伏平价时间点测算结果



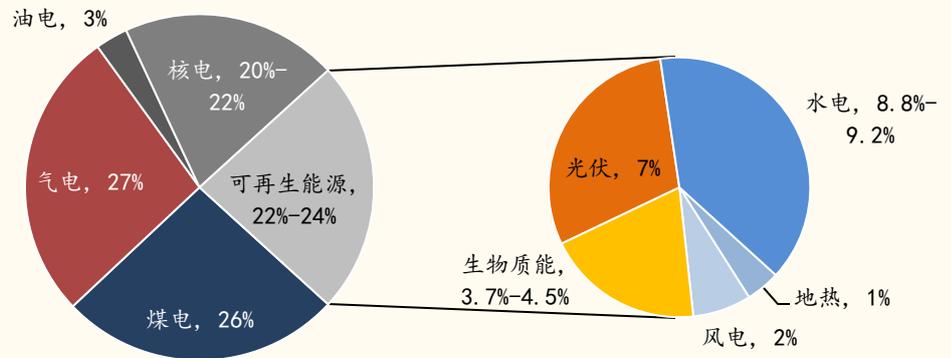
来源：IRENA，国金证券研究所

日本：人力成本推高光伏单位投资，平价遥远需求受限

- 日本发电能源以天然气 (41%) 和煤电 (34%) 为主，可再生能源发电中水电 (8%)、光伏 (4%) 占比最高，福岛核电站事故后日本核电占比大幅下降 (2%)。
- 人力成本推高光伏单位投资，平价还很遥远。2017 年 GTM 发布的一份报告显示，日本光伏单位投资成本在全球主要国家中高居首位，达到 2.07 美元/W，而中国、美国、印度等其他国家单位投资成本仅 0.65-1.17 美元/W，比日本便宜 43%-69%。差距主要来自人力等软性成本，日本软性成本高达 1.34 美元/W，而这项成本在其他国家不超过 0.5 美元/W。高昂的投资成本使日本光伏经济性较差，此外，日本燃煤机组利用率较高，年发电小时数 7000 小时左右，进一步提高煤电相对于光伏的成本优势。测算结果显示日本光伏 2030 年之前都不能实现发电侧与煤电平价，因此未来发展仍需要依赖补贴，预计装机量将按其国内能源规划增长。
- 能源规划：日本经济产业省 (METI) 2015 年 7 月 17 日发布 2030 年度理想电源构成，预计光伏发电量比例 2030 年将提高至 7.0% (约 746 亿 kWh)，换算为装机容量约 64GW。该目标与日本 FIT 2.3 万亿日元税款上限相比。此外，日本光伏发电协会 (JPEA) 也制定了 2030 年光伏发电 64GW 的目标。根据 IRENA 数据，2017 年日本光伏装机量约 48.6GW，这意味着 2018~2030 年日本光伏新增装机总量仅 16.4GW 左右。

- 测算结果显示，受限于过高的投资成本，2030年前日本光伏难以摆脱补贴限制，年新增装机量将不超过 2GW，预计 2018~2030 年总新增装机不超过 20GW。

图表 88：日本 2030 年理想电源构成

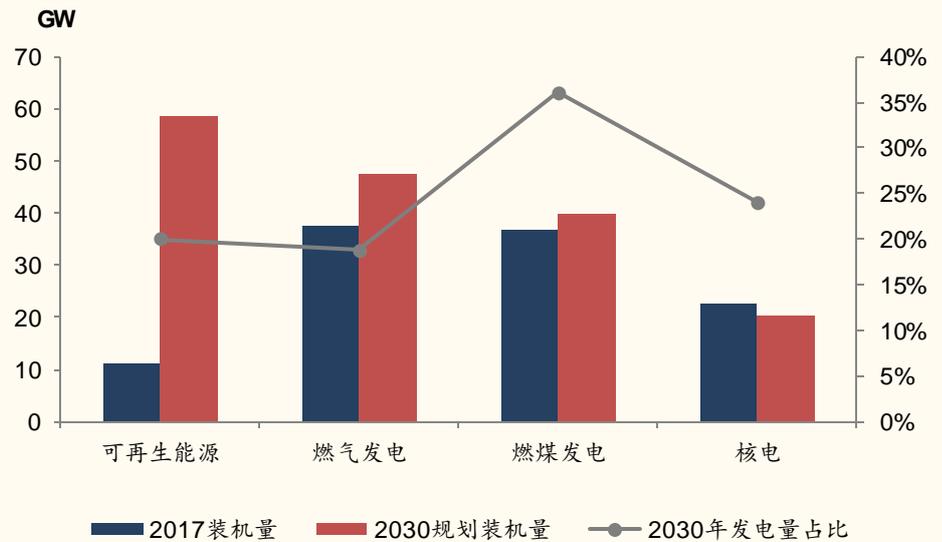


来源：METI，国金证券研究所

韩国：各项指标向好，用电规模限制装机峰值在 10GW 左右

- 韩国电力供应以**煤电（45%）、核电（30%）、天然气（17%）**为主，光伏发电量占比 1%左右，风电发电量占比不足 1%。
- **新能源汽车用电需求方面**：2017 年韩国电动车销量 1.37 万辆，保有量达到 2.5 万辆。韩政府计划到 2030 年将韩国纯电动车的累计销量增加到 100 万辆，假设 2017~2030 年完成目标过程中电动车年销量逐年增长。
- **能源规划**：2017 年 12 月，韩国贸易、工业与能源部（MOTIE）发布第八版长期电力供需基本计划草案，预计 2017-2030 年**可再生能源**发电装机量将从 11.3GW 增加至 58.5GW，增量主要来自光伏和光电；**燃气发电**装机量将从 37.4GW 增加至 47.5GW；**燃煤发电**总装机量将从 36.8GW 增长至 39.9GW；5 个核电站将投产，11 个核电站将退役，**核电**装机量将从 22.5GW 降低至 20.4GW。按计划，2030 年可再生能源发电占比将提高到 20%，气电 18.8%、煤电 36%、核电 24%。
- 测算结果显示，韩国将在 **2020 年实现光伏发电侧与煤电平价，2029 年达成存量煤电替代条件**。虽然韩国传统用电需求近年保持增长（增速 1%-2.5%），电动车发展情况良好（若按规划发展，则 2030 年预计销量渗透率可达到 30%），光伏发电经济性明显，但由于韩国整体用电需求较小（2017 年发电量 5535 亿 kWh，不到中国的 1/10），限制未来光伏新增装机规划，**2029 年峰值 10GW 左右**。

图表 89：韩国第八版长期电力供需基本计划草案装机规划



来源：MOTIE，国金证券研究所

俄罗斯、加拿大：光伏发展缓慢，年均装机需求不足 1GW

- 俄罗斯：2030 年总装机量目标 2.7GW。**2013-16 年间，俄罗斯进行过 4 轮共计 2.06GW 可再生能源系统招标。截止 2016 年底，俄罗斯光伏装机仅 0.54GW，其中 2015-16 年分别新增 60MW、70MW，增长缓慢。2017 年，俄罗斯进行第五轮 1.9GW 再生能源竞标，其中含光伏项目 0.52GW，将于 2018-22 年间建设完成。此外，据俄罗斯风能委员会(RAWI)消息，为优先发展风力发电项目，俄罗斯 2018 年光伏配额或仅有 57MW。削减光伏配额的原因是俄罗斯光伏 2017~2024 年发展目标仅为装机增加至 1.52GW，2024~2030 年再增加 1.18 GW。按此进度，**2017~2030 年俄罗斯年均新增装机仅 166MW 左右。**
- 加拿大：**根据 IRENA 数据，2017 年加拿大光伏累计装机 2.9GW。加拿大国家能源局 (NEB) 2017 年发布的报告显示，绝大部分光伏装机位于光照资源最丰富的安大略省。根据安大略省电力局 2016 年公布的该省电源结构以及成本，光伏发电成本 (0.481 加元/kWh) 明显高于其他电力来源 (0.057~0.14 加元/kWh)。我们的成本测算结果显示，即使在 2017 年光伏单位投资成本降幅 20%，2018~2020 年连续三年成本年均降幅达到 10%，利用小时数最高达到 1700h 的情况下，加拿大光伏 LCOE 也要到 2029 年才能与成本相对较高的气电匹敌，而对作为加拿大主要电力来源的核电和水电依然望尘莫及，预计经济性将限制加拿大光伏增速。

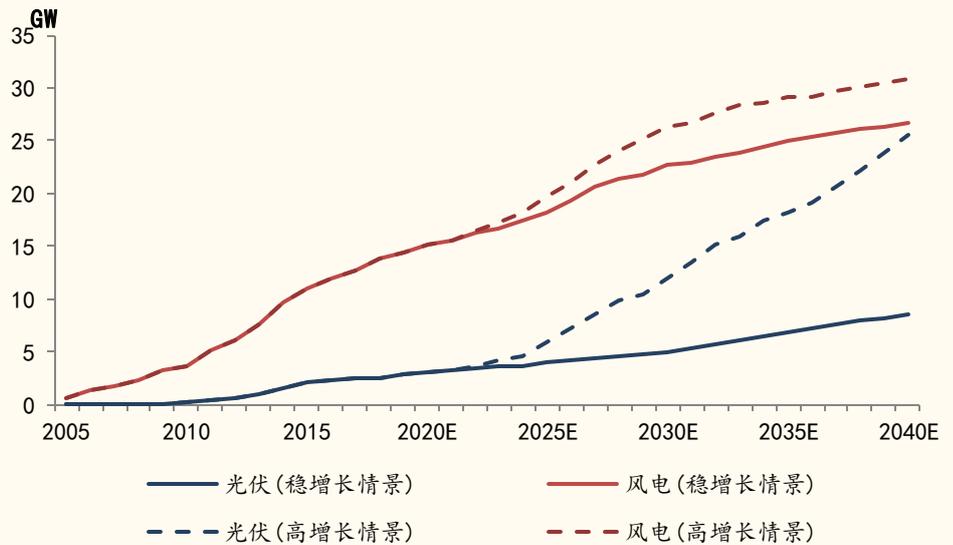
图表 90：加拿大安大略省电力结构与成本

电力来源	发电量占比	发电成本 (加元/kWh)
核电	58%	0.068
水电	23%	0.057
气电	9%	0.140
风电	8%	0.133
光伏	2%	0.481

来源：安大略省电力局，国金证券研究所

- 加拿大国家能源局 2017 年发布的《加拿大能源未来 2017》**报告中预测，2040 年平稳发展状态下光伏总装机量将达到 8.6GW，高速发展状态下光伏总装机量将达到 26GW 左右，**对应 2017~2040 年年均新增装机 0.25~1GW，规模较小。**加拿大太阳能产业协会(CanSIA) 2016 年曾估计加拿大光伏未来将以每年 700MW 的速度稳定成长。

图表 91：加拿大光伏与风电装机容量预测



来源：加拿大国家能源局，国金证券研究所

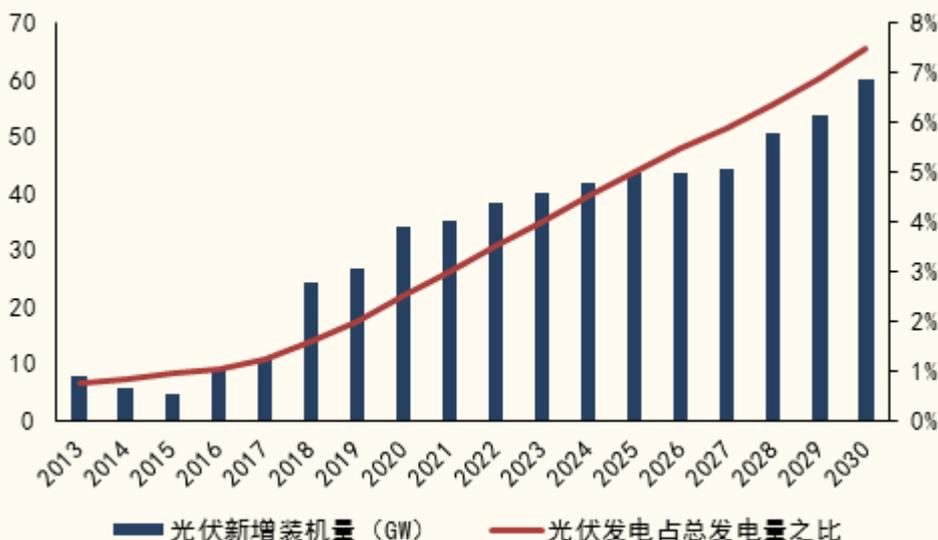
其他国家：新兴市场带动增长，2028 年需求超过 50GW

- **土耳其：**进口化石燃料占土耳其一次能源消费总量的 75%，政府计划到 2023 年将可再生能源发电量之比提高到 30%。2017 年底，土耳其发电总装机 85.2GW，其中 55.08%为化石燃料，32.01%为水电，7.65%为风电，4.01%为太阳能，1.25%为地热，几乎所有天然气和约 40%的煤都需要依赖进口。因此，土耳其希望通过发展可再生能源来实现自给自足。
- 规划方面，土耳其拥有超过 500GW 的太阳能发电潜能。根据土耳其可再生能源总目录 (YEPM)，2023 年光伏装机目标 5GW。2017 年 9 月，土耳其能源和自然资源部 (ETKB) 宣布，未来 10 年的光伏装机目标为 10GW，其中屋顶光伏 4GW，工商业光伏 6GW。第一轮可再生能源指定区域 (YEKA) 招标于 2017 年完成，预计 2019 年建成，第二轮招标将于 2018 年开始，预计将于 2021 年建成。
- 补贴方面，土耳其将为 2020 年 12 月 31 日之前投运的太阳能光伏项目提供 10 年 13.3 美分/千瓦时的 FIT。此外，本地设备前五年将享受额外补贴：1) 光伏组件安装和机械结构+0.8 美分/千瓦时，2) 光伏组件+1.3 美分/千瓦时，3) 光伏电池+3.5 美分/千瓦时，4) 逆变器+0.6 美分/千瓦时，5) 其他辅材+ 0.5 美分/千瓦时。2017 年底，土耳其能源市场监管局 (EPDK) 公布了一项适用于 3-10KW 屋顶光伏的净计量政策草案，预计于 2018 年内生效，工商业及其他光伏系统的净计量规则可能会在稍后阶段发布。
- 截止 2018Q1，土耳其光伏装机量达到 1.17GW，其中屋顶项目占比 15%。
- **巴西：**巴黎协定中，巴西承诺 2030 年非水电可再生能源发电量占比提升至 23%。巴西能源研究所 (EPE) 在 PDE2026 (10 年规划) 中预计 2026 年光伏总装机量将达到 13.3-16.8GW，意味着 2020-2026 年光伏装机增量 1-2GW/年。巴西光伏太阳能协会 (ABSOLAR) 对光伏发展更加乐观，预计 2030 年巴西光伏装机量将超过 30GW。
- 巴西对光伏的激励手段主要是拍卖与净电量政策。2017 年底举行的新能源招标是巴西光伏发展的一个里程碑，光伏项目中标均价(44.31 美元/MWh)首次低于水电、生物质能和化石燃料电价，光伏在巴西各类能源中的竞争力显著提升。在 2018 年 4 月举行的拍卖中，光伏发电中标价进一步下降到 35.25 美元/兆瓦时的历史最低水平。巴西对可再生能源终端消费者实行净电量政策，该政策不仅适用于传统用户，也适用于虚拟网络计量和社区

太阳能机制，分布式光伏发电因此发展出几种创新商业模式，如直销，太阳能社区，合资，租赁，第三方所有权等。

- 2018年上半年，巴西光伏装机量达到1.6GW，预计全年将超过2GW。
- **中东地区：沙特阿拉伯**计划2023年可再生能源装机量达到9.5GW（2020年达到3.4GW）。**科威特**计划2030年可再生能源装机量达到2GW。为减少化石燃料进口，**摩洛哥**政府承诺到2020年将可再生能源在能源结构中的比例提高到42%，到2030年增加到52%。**阿曼**：承诺实施一项长期可再生能源发电计划，目标是到2030年可再生能源发电装机量增加约4GW。可再生能源装机量占比25%，发电量占比10%。
- 在能源转型的大趋势以及全球光伏技术进步、成本下降的背景下，以澳大利亚、墨西哥、土耳其、巴西、中东等新兴市场为代表的全球其他国家也将迎来光伏装机量的增长。在除主要光伏市场外的其他国家，预计光伏发电量占总发电量之比将在2030年提升至7%~8%，则对应年度光伏装机量将在2028年左右超过50GW。

图表 92：全球其他国家（用电量11名之后，占比约3成）光伏装机量预测



来源：IRENA，国金证券研究所

风险提示

- **技术进步不及预期**：如果光伏技术进步及成本下降速度慢于预期，则可能影响平价上网实现的进程，从而对新增装机需求的释放产生不利影响。
- **电网升级改造情况不及预期**：随着光伏发电渗透率的持续提升，电网接入方面需要进行一定的配套升级，以适应高比例可再生能源对电网产生的冲击，如果电网升级改造进度不及预期，可能影响光伏装机增长。
- **可再生能源政策变化风险**：尽管光伏实现平价上网后将不再依赖补贴，但作为能源行业的重要构成，其发展仍然会受到各国能源政策的影响，如果主要国家对可再生能源的发展态度转向负面，则可能影响光伏装机增长。

公司投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；
增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；
中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；
减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；
增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；
中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；
减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明:

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考，不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应对本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；非国金证券 C3 级以上（含 C3 级）的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

上海

电话：021-60753903

传真：021-61038200

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 7 楼

北京

电话：010-66216979

传真：010-66216793

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100053

地址：中国北京西城区长椿街 3 号 4 层

深圳

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：中国深圳福田区深南大道 4001 号

时代金融中心 7GH