



光热发电行业相关信息报告

2019 年 2 月

1

行业研究 章颢缤
责任编辑 吴念慈

目 录

第一章 综述分析.....	4	3. 1. 电力辅助服务市场大发展，光热发电迎新市场机遇？	17
第二章 能源政策动态.....	5	3. 2. 槽式和塔式两种太阳能热发电技术的经济性分析	19
2. 1. 光伏光热发电入选国家发改委鼓励外商投资产业目录！	5	3. 3. 光伏项目管理或将执行五项原则，光热项目竞争性配置怎么走？	24
2. 2. 工信部等三部委：试点梯次利用动力电池作为数据中心削峰填谷储能电池.....	7	3. 4. 调峰缺口 400 万千瓦，酒湖特高压低效运行，光热替代火电更具战略眼光.....	26
2. 3. 国家林业和草原局规范风电场项目建设使用林地的通知.....	8	3. 5. 光热发电——中国下一张“国家名片”？	28
2. 4. 章建华履新国家能源局首发署名文章：大力推进新时代能源改革开放.....	10	3. 6. 清华大学“光热发电经济性研究”被多家权威平台报道.....	31
2. 5. 李俊峰：可再生能源电价附加应征全用好.....	13	3. 7. 三个国家首批光热示范项目被列入 2019 年甘肃省重大建设项目计划.....	32
2. 6. 清洁能源示范省青海发布政府工作报告，提及光热发电发展.....	16	3. 8. 中广核新能源 200 兆瓦光热发电项目有望落地海西州.....	33
第三章 国内光热行业动态.....	17	3. 9. 玉门建化工业区 2019 年重点项目：涉 500MW 光热电站及配套装备制造项目.....	34

3. 10. 光伏竞价机制基本明确，后续光热示范项目走竞价路线是否可行?.....	35
3. 11. 中电建中南院将与和利时联合开发敦煌大成 50MW 光热发电项目控制方案.....	36
3. 12. 兰州大成敦煌 50MW 熔盐线性菲涅尔式光热发电项目最新建设进度.....	37
3. 13. 中能建葛洲坝国际与中控联合体签约希腊 50MW 塔式光热项目 EPC 合同.....	38
3. 14. 金属陶瓷带来换热器材料革新，超临界二氧化碳光热发电技术商业化更进一步.....	39
3. 15. 清洁供暖、垃圾发电...碟式斯特林光热技术多元化市场应用取得显著进展.....	41
第四章 国际光热行业动态.....	43
4. 1. 世行发布摩洛哥超大型努奥光热电站最新宣传片.....	43
4. 2. 美国 CNN 视频报道 510MW Noor 光热电站.....	44
4. 3. 科威特 Shagaya 50MW 槽式光热发电项目全面建成投运.....	45

4. 4. 西班牙光热发电装机将于 2030 年前大幅增至 7303MW.....	46
4. 5. 智利首座太阳能热发电项目近期动态.....	47
4. 6. 澳大利亚将建 50MW 液态钠介质光热光伏混合电站，预计年中完成融资.....	48
4. 7. Aries 将为南非 Redstone 塔式光热发电项目提供独立工程师服务.....	49
4. 8. 南非装机 100MW 的 Kathu 槽式光热电站开始商业化运行.....	50
4. 9. 丹麦 Aalborg 中标迪拜 600MW 槽式光热电站蒸汽发生系统装置.....	51
第五章 能源行业动态.....	52
5. 1. 麦肯锡咨询公司发布《全球能源视角 2019：参考案例》（上）.....	52
5. 2. 麦肯锡咨询公司发布《全球能源视角 2019：参考案例》（下）.....	54
5. 3. 风电、光伏平价新政将带来什么?.....	59

第一章 综述分析

随着新年的到来，我国的新能源发电行业也迎来了新的变化，一方面是国家发改委针对太阳能电价开展了征求意见会议，另一方面能源与道路作为基础设施成为我国一带一路计划中的重点推进项目。

在国家发改委太阳能电价征求意见中，初步拟定光热示范项目电价截止到 2019 年投产的为 1.14 元、2021 年底前投产的为 1.1 元。虽然此次电价征求意见会议没有邀请光热企业参加，但此项政策略微展现出鼓励对光热发电企业做好光热示范项目的态度。光热发电技术难度大，建设周期比光伏、风电长，在政策的响应上也比光伏、风电缓一些。对示范项目延期政策说明了国家发改委正逐步理解光热发电这个即具有发展潜力的新能源产业。

我国一带一路计划承载着促进国家发展的历史使命。在非洲、中东等地，我国开展以人民币作为结算试点，通过一带一路促进国际投资、工程总包的同时，同时也促进着人民币逐步成为全球化结算货币，从而减轻美元定价引起的外汇风险，最重要的是，为中国庞大的外汇储备中的一部分以更具经济效益的方式调整部署开放了大门，刺激中国乃至全球范围内更进一步的经济增长。

光热发电总投资额度大，在南美、非洲、中东、欧洲等地受到重视，新兴地区能源规划主要以光伏+光热为主。中国企业近期在光热方面初展头角，从最初山东电建三公司参与建设摩洛哥二期 200 兆瓦、三期 150 兆瓦光热项目，到 2018 年度，上海电气中标迪拜 700 兆瓦太阳能项目（光伏+光热），再到 2019 年度刚开始，葛洲坝与浙江中控太阳能公司联合签订了希腊 50 兆瓦光热项目，中国企业在光热发电项目中的作用亦越来越重要。

技术驱动产业进步，新兴的光热材料、光热设备的研制，为光热发电的下一步发展奠定着基础。相信在国家发改委、能源局的扶持下，在中国市场的驱动下，在完成一定装机规模的实践下，光热发电将夯实产业基础，为中国及全世界更多提供廉价、稳定的清洁能源！

———以上内容供参考，欢迎交换观点。观点联系邮箱：
zhanghaobin@supcon.com———

中控太阳能北京办事处

2019 年 2 月 28 日

第二章 能源政策动态

2.1. 光伏光热发电入选国家发改委鼓励外商投资产业目录！

日前，国家发改委发布了关于《鼓励外商投资产业目录（征求意见稿）》公开征求意见的公告，其中，**光伏发电、光热发电、地热发电、潮汐发电、波浪发电、垃圾发电、沼气发电、2.5兆瓦及以上风力发电设备及斯特林发电机组制造****列入新能源发电成套设备或关键设备制造。**

根据公告，本次修订总的导向是，适应利用外资新形势新需求，扩大鼓励外商投资范围，优化外商投资产业和区域结构，促进外商投资稳定增长。据了解，该目录包括两部分：

一是全国鼓励外商投资产业目录，是对现行《外商投资产业指导目录》鼓励类的修订，适用于各省（区、市）的外商投资项目。需要说明的是，《外商投资准入特别管理措施（负面清单）》发布后，《外商投资产业指导目录》中的限制类、禁止类已经废止。

二是中西部地区外商投资优势产业目录，是对现行《中西部地区外商投资优势产业目录》的修订，适用于中西部地区、东北地区及海南省的外商投资。外商在中西部地区、东北地区

及海南省投资，享受全国鼓励外商投资产业目录和中西部地区外商投资优势产业目录的相关政策。

公告指出，本次修订总的导向是，适应利用外资新形势新需求，扩大鼓励外商投资范围，优化外商投资产业和区域结构，促进外商投资稳定增长。“全国鼓励外商投资产业目录”积极鼓励外商投资更多投向现代农业、先进制造、高新技术、现代服务业等领域，充分发挥外资在传统产业转型升级、新兴产业发展中的作用，促进经济高质量发展。“中西部地区外商投资优势产业目录”注重发挥地方特色资源等优势，积极支持中西部地区、东北地区承接国际、东部地区外资产业转移，促进沿边开发开放，加强与“一带一路”沿线国家投资合作，发展外向型产业集群，推动开放型经济发展。

目录涉及到的太阳能产业如下：

制造业包括：

高新太阳能电池生产专用设备制造

新能源发电成套设备或关键设备制造：

光伏发电、光热发电、地热发电、潮汐发电、波浪发电、
垃圾发电、沼气发电、2.5兆瓦及以上风力发电设备

斯特林发电机组制造

高技术绿色电池制造：

动力镍氢电池、锌镍蓄电池、钠盐电池、锌银蓄电池、锂
离子电池、太阳能电池、燃料电池等

太阳能空调、采暖系统、太阳能干燥装置制造

新能源电站（包括太阳能、风能、地热能、潮汐能、潮流
能、波浪能、生物质能等）建设、经营

太阳能、风能发电设备及零部件制造

（来源：国家发改委外资司）

2.2. 工信部等三部委：试点梯次利用动力电池作为数据中心削峰填谷储能电池

据工信部网站 2 月 12 日消息，工信部、国家机关事务管理局、国家能源局近日联合印发《关于加强绿色数据中心建设的指导意见》（以下简称意见），明确提出要建立健全绿色数据中心标准评价体系 and 能源资源监管体系，打造一批绿色数据中心先进典型，形成一批具有创新性的绿色技术产品、解决方案，培育一批专业第三方绿色服务机构。到 2022 年，数据中心平均能耗基本达到国际先进水平，新建大型、超大型数据中心的电能使用效率值达到 1.4 以下，高能耗老旧设备基本淘汰，水资源利用效率和清洁能源应用比例大幅提升，废旧电器

电子产品得到有效回收利用。

意见还明确加快高耗能设备淘汰，指导数据中心科学制定老旧设备更新方案，建立规范化、可追溯的产品应用档案，并与产品生产企业、有相应资质的回收企业共同建立废旧电器电子产品回收体系。**在满足可靠性要求的前提下，试点梯次利用动力电池作为数据中心削峰填谷的储能电池。**推动产品生产、回收企业加快废旧电器电子产品资源化利用，推行产品源头控制、绿色生产，在产品全生命周期中最大限度提升资源利用效率。

（来源：工业和信息化部、国家机关事务管理局、国家能源局）

2.3. 国家林业和草原局规范风电场项目建设使用林地的通知

2019年2月27日,国家林业和草原局印发 林资发(2019)17号《关于规范风电场项目建设使用林地的通知》,对风电场项目建设使用林地进行了规范。同时,其中的一些政策条文,对从事光伏电站的建设也有一定的参考意义。

国家林业和草原局关于规范
风电场项目建设使用林地的通知
林资发〔2019〕17号

各省、自治区、直辖市林业和草原主管部门,内蒙古、大兴安岭森工(林业)集团公司,新疆生产建设兵团林业和草原局,国家林业和草原局各派出机构:

近些年来,各地大规模发展风电,风电场项目占用森林和林地面积大幅上升,违法违规使用林地、野蛮施工、植被恢复不到位等问题时有发生,对森林生态功能、森林景观等造成较大损害,引起社会广泛关注。为规范风电场项目建设使用林地,减少对森林植被和生态环境的损害与影响,现将有关事项通知如下:

一、充分认识规范风电场建设使用林地的重要性:陆上风电场项目建设过程中,多沿地势较高的山脊、山岗布设风机,

并配套建设道路和集电线路,点多线长,这些地方既是山地生态系统重要的分水岭,也是生态最脆弱的地带,风机基础挖掘、场地平整、道路和集电线路施工等使用林地,大范围扰动地表,破坏地表植被,极易造成大面积水土流失,加剧区域生态退化,对森林资源安全和森林生态整体功能发挥影响较大。发展风电产业是我国推进能源转型、应对气候变化的重要途径之一,但是,我国是一个缺林少绿、生态脆弱的国家,风电开发必须正确处理好与森林资源保护的关系。各地要深入贯彻落实党的十九大精神,以习近平生态文明思想为指导,牢固树立社会主义生态文明观,坚持节约资源和保护环境的基本国策,实行最严格的生态保护制度,依法规范风电场建设使用林地,促进风电产业健康发展,推动人与自然和谐共生。

二、风电场建设使用林地禁建区域:严格保护生态功能重要、生态脆弱敏感区域的林地。自然遗产地、国家公园、自然保护区、森林公园、湿地公园、地质公园、风景名胜区、鸟类主要迁徙通道和迁徙地等区域以及沿海基干林带和消浪林带,为风电场项目禁止建设区域。

三、风电场建设使用林地限制范围:风电场建设应当节约

集约使用林地。风机基础、施工和检修道路、升压站、集电线路等，禁止占用天然乔木林（竹林）地、年降雨量 400 毫米以下区域的有林地、一级国家级公益林地和二级国家级公益林中的有林地。本通知下发之前已经核准但未取得使用林地手续的风电场项目，要重新合理优化选址和建设方案，加强生态影响分析和评估，不得占用年降雨量 400 毫米以下区域的有林地和一级国家级公益林地，避让二级国家级公益林中有林地集中区域。

四、强化风电场道路建设和临时用地管理：风电场施工和检修道路，应尽可能利用现有森林防火道路、林区道路、乡村道路等道路，在其基础上扩建的风电场道路原则上不得改变现有道路性质。风电场新建配套道路应与风电场一同办理使用林地手续，风电场配套道路要严格控制道路宽度，提高标准，合理建设排水沟、过水涵洞、挡土墙等设施；严格按照设计规范施工，禁止强推强挖式放坡施工，防止废弃砂石任意放置和随意滚落，同步实施水土保持和恢复林业生产条件的措施。吊装

平台、施工道路、弃渣场、集电线路等临时占用林地的，应在临时占用林地期满后一年内恢复林业生产条件，并及时恢复植被。

五、加强风电场建设使用林地的指导和监管：各级林业和草原主管部门要与本地区能源主管部门做好风电开发建设规划和核准工作的衔接，提前介入测风选址工作，指导建设单位避让生态脆弱区和生态敏感区；定期检查，依法严厉打击风电场项目未批先占、少批多占、拆分报批、以其他名义骗取使用林地行政许可等违法违规行为；对野蛮施工破坏林地、林木，未及时恢复林业生产条件及弄虚作假骗取使用林地行政许可的风电场项目，要依法追责。

国家林业和草原局各派驻森林资源监督机构要加强对风电场项目建设的监督检查。

本通知自发布之日起施行，有效期至 2024 年 2 月 28 日。
特此通知。

（来源：国家林业和草原局）

2.4. 章建华履新国家能源局首发署名文章：大力推进新时代能源改革开放

在庆祝改革开放 40 周年大会上，习近平总书记全面总结了我国改革开放 40 年来取得的伟大成就和宝贵经验，系统擘画了推进新时代改革开放的宏伟蓝图。国家能源局广大党员干部要深刻领会讲话精神的丰富内涵和精神实质，求真务实、开拓创新，善于作为、敢于担当，全面落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，大力推进新时代能源改革开放。

1、充分认识改革开放 40 年来能源发展成就。

能源快速增长有力支撑经济社会快速健康发展。到 2017 年底，我国一次能源消费总量达到 44.9 亿吨标准煤、能源生产总量达到 35.9 亿吨标准煤、发电装机容量达到 17.77 亿千瓦、全社会用电量达到 6.3 万亿千瓦时。与 1978 年相比，每年平均分别增长 5.4%、4.6%、9.2%和 8.6%，有力支撑了我国国内生产总值由 1978 年的 3679 亿元快速增长到 2017 年的 82.48 万亿元，增长了 34.5 倍，年均增长 9.5%（按不变价格计算）。我国人均装机容量由 1978 年的 0.06 千瓦跃升到 2017 年的 1.28 千瓦；2015 年，无电地区人口全部用上电；2017 年，“获得电力”指标升至全球第 14 位；“三区三州”深度贫困地区农网改造升级提速；北方地区清洁取暖稳步推进……人民

群众的能源获得感不断增强。

能源成为历次改革的先行或重点领域。沿着由计划向市场、由垄断向竞争等主线，能源行业的改革深入推进。在煤炭行业，从先行推进转换经营机制、实施有水快流的市场化改革，到去产能成为能源领域供给侧结构性改革的重点抓手，每一步改革都强化了基础能源的稳定器作用。在油气行业，从开启石油资源对外合作、撤销石油工业部、组建三个总公司，到建立多元主体的市场结构、推进八项重点改革、稳定市场供应，每一阶段的改革都取得关键性突破。在电力行业，从集资办电、拓宽建设资金渠道，到推行电力市场化交易、推进输配电价试点改革，每一次改革都使电力有效供应迈上新台阶。可以说，能源领域的每次变革都推动着我国经济社会的快速进步。

能源科技创新能力从全部“跟跑”到部分“并跑”。化石能源资源深度勘探和绿色开采应用技术取得进展，页岩气勘探开发、大型天然气液化、超低排放火电等领域的技术攻关和装备研发工作取得了重大突破。新能源和可再生能源技术逐步成熟，建成投运全球最大容量的 80 万千瓦水电机组，基本建立起完整的风电制造体系，光伏制造技术自主创新能力大幅提

升，新一代燃料乙醇及新型地热、海洋能技术取得重要突破，基本掌握了三代核电 AP1000 设计和设备制造技术，建成世界最高电压等级与最大容量的交直流输电工程，建成完整的电动汽车及动力锂电池产业链……我国在部分领域已建立具有国际竞争力的能源装备技术产业，部分能源技术甚至达到世界领先水平，为保障国家能源安全和推动能源清洁低碳转型提供了有力支撑。

能源国际合作从“参与”到全方位“融入”。我国参与能源国际合作进程与国内经济社会发展阶段密不可分，从“引进来”提升国内能源供应水平，到形成以“一带一路”能源合作为引领的全方位能源合作，都具有明显的时代特征。秉持共商、共建、共享原则，我国先后与有关国家新建双边能源合作机制 24 项，发布《共建“一带一路”能源合作伙伴关系部长联合宣言》，推出我国第一个国际化期货品种——原油期货……能源合作对象不断丰富，合作方式不断创新，合作机制不断完善。这些工作成果，有力促进了国内经济社会发展，同时也为稳定国际能源市场与全球能源发展作出了重要贡献。

2、推动能源改革开放迈出新步伐

一是求真务实。必须坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想

为指导，做到解放思想与实事求是辩证统一、发挥主观能动性与尊重客观规律辩证统一。必须坚持理论联系实际，全面把握能源发展规律，科学谋划能源发展蓝图，不断创新中国特色能源发展实践。必须坚持群众路线，深入基层开展调查研究，及时概括提炼基层干部群众创造的经验，更好地把中央的重大决策部署化为能源改革发展的规划、政策、举措。必须坚持以人民为中心的发展思想，全力搞好能源民生保障工程建设，支持贫困地区能源发展，不断完善能源公共服务体系，着力解决能源普遍服务不平衡不充分问题，切实降低用能成本，努力降低能源生产消费对生态环境的影响，让人民群众有更直接、更实在、更丰富的能源获得感。

二是深化改革。要深入研判，精准施策。在推动能源市场化改革时，应该高度重视分析市场的主体构成，拿出操作性更强的举措，切实打好化解煤炭过剩产能和防治污染攻坚战。要“两手抓”，互为协调。必须着力精简审批事项，更好发挥市场在资源配置中的作用。某些能源产品具有准公共产品属性，必须发挥好政府的宏观调控及行业管理部门的监管作用，做好对调度交易、价格成本、管网公平开放、供能服务质量等的监管。要着力解决能源消费总量继续攀升问题。目前我国单位国

内生产总值能耗与国际先进水平仍有差距，必须对高耗能产业和过剩产业实行能源消费总量控制强约束，提高清洁能源利用水平。要注重循序渐进、蹄疾步稳。坚持边实践、边探索、边总结，在实践中逐步完善能源改革的目标、举措，促进改革稳步推进、逐步深入，防止出现大的失误。

三是大胆创新。要注意选好能源技术创新的方向。密切关注世界主要国家能源领域技术发展动态，结合我国实际，在学习经验、吸取教训的基础上，合理规划技术创新的目标和方向，及时调整能源技术发展方略和行动计划，并利用技术和产业路线图指导研发和产业创新。要稳步开展能源技术创新。正确处理好长远与当前、政府与企业、全面推开与优先试点等关系，实现能源产品创新和工艺创新并重，原始创新、集成创新和引进消化吸收再创新并举，建立健全可操作、可接续的政策举措。强化基础研究，坚持政府的主导地位，优化配置能源科技资源，加大资金投入和政策扶持，建立健全一批国家工程技术研究中心、国家能源研发中心和重点实验室。坚持试点先行，列出技术或产品目录，建立负面清单，以点带面、推广推进。充分调

动和发挥企业的主体作用，加快能源企业及能源装备制造企业自主创新技术平台建设，力争在更多“卡脖子”问题上取得突破。

四是全面开放。抓住历史机遇，树立新时代能源合作大局观，积极打造全球能源、生产、贸易、营运等多元合作体系。把确保外部油气稳定供应作为对外合作的首要任务，继续巩固和拓展油气主要进口来源。紧扣“一带一路”建设重点，深入推进绿色低碳能源合作。因地制宜选择合适的国际合作方式，切实降低合作风险。

五是加强领导。增强“四个意识”，坚定“四个自信”，做到“两个维护”，毫不动摇地坚持和完善党对能源工作的领导。认真贯彻落实新时代全面从严治党要求，驰而不息纠正“四风”，切实推进反腐败工作。能源行业广大党员干部要以改革开放的姿态面向未来，积极应变、主动求变，敢于担当、善于作为，切实做到与能源事业发展同向同行。

（来源：《旗帜》杂志）

2.5. 李俊峰：可再生能源电价附加应征全用好

国家虽已推动平价（低价）上网项目建设，但并非立即对全部风电、光伏发电新建项目取消补贴。随着可再生能源发展壮大，在现行补贴机制下，可再生能源补贴资金缺口逐年加大，补足这一缺口、还信于企，是提升政府信誉，增强社会对可再生能源发展信心的当务之急。

1、“可再生能源发展遇到的最大瓶颈，就是补贴机制问题”。《可再生能源法》于 2005 年获表决通过，于 2006 年 1 月 1 日正式实施。可以看到，我国可再生能源经历了从 2005 年到 2018 年的产业化高速发展。2005 年，我国风电、光伏发电装机合计 130 余万千瓦，约占全国总装机容量的 0.2%。截至去年底，可再生能源装机突破 7 亿千瓦，其中，风电、光伏发电装机分别约 1.84 亿千瓦和 1.75 亿千瓦，合计占全国发电总装机近五分之一，而且并网装机量多年保持全球第一。十多年来，风电、光伏发电上下游产业链发展日渐成熟，产业化技术水平不断提升，发电成本大幅下降，产业体系逐步健全，产业竞争力占据全球前列。

《可再生能源法》是推动可再生能源发展的基础，它确立了可再生能源的法律地位、基本制度和政策框架，明确了政府

和社会在可再生能源开发利用方面的责任和义务，对风电、光伏发电产业化发展起到了至关重要的引领和推动作用。它的一些基本原则不能变。但是，可再生能源发展遇到了最大瓶颈，就是补贴机制问题。截至去年底，可再生能源补贴缺口累计超过 1400 亿元人民币。

2、“出现补贴拖欠，很大程度是政府相关主管部门没有认真履行征收义务，导致 35%到 40%的比例没有征收上来”。可再生能源补贴不是“补贴”，而是全社会电力用户为促进可再生能源发展承担的一份义务。按照《可再生能源法》第二十条，电网企业收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，附加在销售电价中分摊。所以说，“可再生能源补贴给国家财政带来负担”的说法是不准确的，实际上，可再生能源补贴没有占用国家财政一分钱，而是来自全社会电力用户的可再生能源电价附加收入。

根据《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，可再生能源电价附加在除西藏自治区以外的全国范围内，对各省、自治区、直辖市扣除农业生产用电（含农业排灌用电）后

的销售电量征收。按照现在平均 1.9 分/千瓦时的征收标准，足以筹集支撑可再生能源发展的电价附加资金。出现补贴拖欠，很大程度是政府相关主管部门没有认真履行征收义务，导致 35%到 40%的比例没有征收上来。

这主要包括三部分：一是近一万亿千瓦时的居民生活用电量未征收，大约 190 亿元，二是自备电厂约一万亿千瓦时的自发自用电量未征收。这两项加起来约 400 亿元，跟当前一年的补贴资金缺口相当。按照可再生能源上述法律法规，这两项资金都应该征收。而征收部门自作主张，扣除居民生活用电电价附加；同时，由于执法力度不够，自发自用自备电厂的供电用户逃避缴费责任。三是垃圾焚烧发电不该补贴，却享受补贴，这接近一百亿元。地方财政可以补贴，但不能从可再生能源电价附加这笔钱走账。

3、“如果认为可再生能源电价附加入不敷出，可依法调高征收标准”。开源节流并举。首先，对居民用电和自备电厂用电未收的电价附加征收上来。而且，国家可以通过财政对贫困、低保家庭给予电费补贴。其次，如果认为可再生能源电价附加入不敷出，可依法调高征收标准。我国可再生能源电价附加的征收标准是从 0.1 分/千瓦时逐步提至目前的 1.9 分/千瓦

时，仍可以继续提高。更为重要的是，为了落实中央关于改善能源结构，减少煤炭消费，增加清洁能源使用的要求，为了更好地履行中国在《巴黎协定》中的承诺，早日实现中国碳排放达峰，提高征收标准有充分的理由。

最后，推进技术不断进步，推进风电、光伏发电竞价上网，促进成本不断降低，逐步减少可再生能源发展对国家补贴的依赖。这一点正在积极推进，2019 年新增的光伏和风电项目基本上不需要补贴了，可再生能源附加主要是解决历史欠账问题。

4、“政府要积极推动可再生能源发展，理顺电价机制，恢复可再生能源电价的基本属性”。第一，政府要积极推动可再生能源发展。国家发展改革委、国家能源局和财政部相关部门要充分协调、积极推进，落实好中央“改善能源结构，减少煤炭消费，增加清洁能源使用”的要求。政府积极推进与否，效果迥异。第二，创新机制，促进高耗煤地区，特别是高耗煤经济发达地区消纳清洁能源。目前，山东、河南、河北、江苏、浙江、安徽等六省煤炭消费量接近 15 亿吨，煤电发电量占地区发电量的比重均在 80%左右，同时，2017 年，这六个省可再生能源的消纳水平远远低于全国平均水平，除了浙江水电比重

略高，可再生能源电力消纳比重为 19.3%，其余五省可再生能源电力消纳比重低于全国平均水平（26.5%）10 个百分点以上，如果这六个省份可再生能源电力消纳比重达到全国平均水平，将增加约 3000 亿千瓦时的清洁电力消纳。要在政治上给这些地方施加压力，在技术上提供解决方案，从政策上形成约束机制，促进其承担更大的清洁能源消纳责任，不能让经济发达地区在清洁能源消纳问题上“掉队”。

第三，参照乌兰察布风电项目经验，充分发挥政府协调作用，推进风电、光伏发电竞价上网和跨区消纳。去年底，内蒙古乌兰察布风电基地一期 600 万千瓦示范项目获核准，该项目所发电量将按照可再生能源优先发电原则，参与京津冀电力市场交易，和火电一样实施平价上网，由电网公司解决输送通道。这种机制既减少了受端地区煤炭消费，改善了环境，又不增加该地区的平均用电电价水平，将实现发电企业、电网企业、送受端省份的多方共赢。

第四，理顺电价机制，恢复可再生能源电价的基本属性。

目前风电、光伏发电采用燃煤标杆电价+补贴的两部制电价，补贴发放要委托专门机构制作补贴目录，国家能源主管部门、财政部门去核实目录的真实性，这都需要跟电网企业沟通。恢复一部制电价，由电网企业按照国家核准的一部制电价收购可再生能源电力，然后直接跟财政部门划转可再生能源电价附加和补贴支出，甚至两者之间可以挂账，可将复杂问题简单化。因为都属于国有资本，财务、审计以及经营上都便于合规操作，对双方影响很小。

最后，着眼于长远，中央部门要带头清欠可再生能源补贴欠款。前不久国务院常务会议决定开展专项行动，解决拖欠民营企业账款问题。这应该包括政府部门还债。目前，可再生能源补贴拖欠企业达千亿量级，相关企业的经营成本提升，影响了社会对发展可再生能源的信心。有关部门应该取信于企业，落实中央的政治要求，抓紧解决可再生能源补贴拖欠问题。

（来源：《电力决策与舆情参考》2019 年 2 月 1 日第 5 期）

2.6. 清洁能源示范省青海发布政府工作报告，提及光热发电发展

作为清洁能源示范大省，青海积极推动和鼓励光热发电产业发展及光热发电示范项目建设。我国已成功并网发电的三座光热发电示范项目中，便有两座坐落于青海省德令哈市，分别为中广核德令哈 50MW 槽式光热发电项目、中控德令哈 50MW 熔盐塔式光热发电项目。

同属于国家首批示范光热电站的中电建青海共和 50MW 熔盐塔式光热发电项目也在顺利推进中；此外，位于青海格尔木的鲁能海西格尔木 50MW 熔盐塔式光热发电项目也已进入最后建设阶段，将于今年上半年并网发电。

在近日发布的青海省政府工作报告中，回顾 2018 年及展望 2019 年重点工作两大板块中均提及光热发电技术及产业发展：

回望过去一年，成绩来之不易。我们主要做了以下工作：一是多措并举，新旧动能加快转换。坚持创新驱动引领，推进

结构优化升级，建成比亚迪锂动力电池一期、青海铜业 10 万吨阴极铜等重点项目，开复工国电投 N 型电池、大美煤业尾气制烯烃等 132 个重点项目，启动重点行业能效“领跑者”专项行动，盐湖氯化锂熔盐电解法制取金属锂生产线贯通。新能源装机容量突破 1200 万千瓦，清洁能源发电量增长 50.9%，德令哈光热发电项目填补了我国大规模槽式光热发电技术空白。

2019 重点工作之一：构建清洁能源体系。深入贯彻“四个革命、一个合作”要求，以新能源规模化开发为重点，以清洁能源示范使用为目标，以智能电网建设为保障，着力推进能源生产方式和消费模式变革。优化开发水能资源，开展提高光伏转化率、延长光热储能时间等重大技术攻关，提升风能综合利用水平，推动核能供热项目落地，启动核能发电前期工作，做好干热岩、页岩气等新型能源开发利用研究，努力构建水、光、风、核、热等多能互补、集成优化的清洁能源体系。

（来源：CSPFocus 光热发电资讯）

第三章 国内光热行业动态

3.1. 电力辅助服务市场大发展，光热发电迎新市场机遇？

我国将大力推进电力辅助服务市场建设，促进电力清洁、安全、高效、可持续发展。国家能源局称，2020 年底前要在全国范围基本建立电力辅助服务市场机制。在此背景下，可控电源的优势将进一步凸显。

1、新电力系统的需要：近年来，我国电力行业尤其是清洁能源电力发展迅速，电源结构、网架结构发生重大变化，系统规模持续扩大，系统运行管理的复杂性随之大大增加，对系统安全稳定运行提出了更高要求。

同时，我国电力供应能力总体宽松，局部地区弃风、弃光、弃水和系统调峰、北方地区供暖季电热矛盾等问题突出，建立电力辅助服务市场机制的必要性日益凸显，补偿机制亟需进一步完善。

2、市场空间和潜力巨大：国家能源局称，将在东北、华北、华东、西北、福建、山西、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃、重庆、江苏、蒙西共 14 个地区研究启动电力辅助服务市场。其中东北、福建、山西、甘肃、宁夏这 5 个地区已经率先

启动。

据初步统计，2018 年，全国（除西藏外）参与电力辅助服务（补偿+市场）的发电企业共 3530 家，涉及装机容量共 12.45 亿千瓦，补偿及市场交易费用共 146.16 亿元。其中，东北、福建、山西、宁夏、甘肃等正式运行的电力辅助服务市场交易费用共 36.6 亿元，占全国电力辅助服务总费用的 25.1%。

而根据国际经验，通常间歇性能源占比越高、灵活性电源需求越多的电力系统，支付的电力辅助服务成本就越高。当前我国电力辅助服务总费用占总电费比重较欧美等电力市场还有很大差距。这意味着未来的市场空间还非常大。

3、新能源纳入市场范畴：随着电力体制改革的不断深化，电力市场建设稳步推进，电力辅助服务补偿机制也亟需向电力辅助服务市场机制推进，电力是商品，辅助服务也是商品。

在新一轮电改以前，电力辅助服务主要覆盖统调火电和大水电机组。未来，我国将进一步扩大电力辅助服务参与主体范

围，实现省级及以上电力调度机构调度的发电机组全部纳入电力辅助服务参与范围。

国家能源局于 2017 年 11 月发布的《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》就已明确，尚未将核电、热电联产、风电、光伏发电等发电机组纳入电力辅助服务参与范围或不同类型机组分立账户的，要完善规则、落实规则、加强监管，促进各类型发电机组在同一平台上公平承担电力辅助服务义务。这意味着，新能源发电机组纳入电力辅助服务参与范畴大势所趋。此前印发的《东北电力辅助服务市场运营规则（暂行）》已正式将光伏纳入了电力辅助服务市场范畴。

4、可控电源价值将凸显：随着新能源装机量的不断增长，电网为了保持稳定性和实时平衡性，调峰和调频需求激增，辅

助服务市场必然需要除火电之外更多、更优质的辅助服务提供主体。如储能系统在调峰调频方面的优势已经得到认同，政策层面也已明确鼓励储能设备参与提供电力辅助服务。

光热发电作为一种优质的可控电源，因当前装机规模过小，尚未引起政策层面的重视。但从电力辅助服务市场的需求本质来看，可控电源的价值必将凸显。有业内人士认为，未来光伏配合储能，或与火电等可控电源进行合作，或将成为一种新常态。**在光伏风电等不可控电源被纳入电力辅助服务市场范畴的趋势下，光热发电发挥其可控优势，提供调峰等电力辅助服务，或将为光热发电带来新的市场空间。**

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.2. 槽式和塔式两种太阳能热发电技术的经济性分析

目前由山东电建三公司建设的摩洛哥努奥二期 200MW 槽式与三期 150MW 塔式光热电站已实现稳定的满负荷运行，累计向摩洛哥电网输送了数亿度电；由上海电气总承包的迪拜 950MW 光热光伏混合电站中，包括 3 个 200MW 槽式电站和 1 个 100MW 塔式电站。项目方将槽式和塔式两种太阳能热发电技术路线充分结合，发挥各自优势。内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（简称内蒙院）是迪拜太阳能热发电项目的技术咨询服务方，首次在国际太阳能光热发电项目中展示了其扎实的技术能力与优质的服务水平。内蒙院发电事业部工程师乔木森近期对槽式和塔式两种太阳能热发电技术的经济性进行了对比分析，特整理如下，以供参考。

1、光热电站的技术路线：从现有光热电站现有装机容量来看，目前槽式光热项目占比较大，同时槽式光热项目起步较早，最为成熟，约占 CSP 总装机的 80%以上，且美国加州 SEGS 电站已有全生命周期运行的机组，成为槽式安全可靠运行的一个最佳案例。虽然现在世界在运行光热电站中槽式占比远远大于其他技术，但从现有光热电站的商业化发展规模综合判断，表 1：各种技术路线参考成本模型系数（见下页）

未来塔式光热发电技术可能是光热发电的主要技术方向。

2、各种技术方案对比基础：结合本工程地理厂址条件、厂址处典型年光资源情况等，分析对比了导热油槽式、熔盐槽式以及熔盐塔式电站等不同方案下的技术经济指标。假定新建 100MW 太阳能光热发电机组，厂址位于甘肃省某地。属于光资源一类地区。

光热电站成本构成主要由集热系统、传热系统、储能系统、发电系统、辅助系统、土地成本等组成，另外还有 EPC 等项目
管理成本。在机组容量确定前提下，各组成部分在总静态投资的占比主要通过太阳倍数（主要反映集热系统、传热系统规模以及土地成本等），储能小时数（主要反应储能系统规模）等反映，各分系统配置不同会导致不同的平准化度电成本（LCOE）。通过收集分析国内外光热产业成本信息，形成了下表所示各种技术路线参考成本模型系数表。其中熔盐塔式电站塔高成本与高度为指数函数关系，吸热器成本也与吸热器表面积为指数函数关系，表中未列出，两者成本模型在计算过程中均已考虑。

表 2：各技术路线在参考成本模型下计算结果表(见下页)

成本构成	单位	技术路线				
		槽式 (ET)	槽式 (UT)	槽式 (UT)	槽式 (UT)	塔式
		传热介质	VP-1	VP-1	硅油	熔盐
集热系统成本	元/m ²	基础	0.98 (根据制造商介绍)	0.98 (根据制造商介绍)	1.03 (需考虑高温真空集热管、集热场高温母管材质等因素)	0.94
传热系统成本	元/m ²	基础	1	1.15 (需考虑硅油成本增加、防凝伴热净化系统成本减少等因素)	无 (单一传热储能介质、无需二次换热)	无 (单一传热储能介质、无需二次换热)
储能系统成本	元/kWh	基础	1	0.85 (需考虑工作温差拉大引起的熔盐量减少、储罐规格变小等因素)	0.69 (需考虑工作温差拉大引起的熔盐量减少、储罐规格变小、高温储罐材质等级变高等因素)	0.69
发电系统成本	元/kWe	基础	1	1	1.03 (主要考虑汽轮机本体、高温管道材质因素)	1.03 (主要考虑汽轮机本体、高温管道材质因素)
辅助系统成本	元/kWe	基础	1	1	1	1
土地成本	元/亩	基础	1	1	1	1
土地整理成本	元/m ²	基础	1	1	1	0.5

注：1）本表依据行业信息编制，待下一步通过询价核实。
2）表中传热系统成本模型参考太阳倍数约 2.5 的工程导热油主泵配置方案推算。
3）表中储能系统成本模型参考太阳倍数约 2.5 的工程的一对熔盐储罐+1 组油盐换热器配置方案推算。

3、槽式光热电站技术经济论证：

槽式光热发电现今提出的技术路线主要有导热油槽式光热电站和熔盐槽式光热电站，上述所指导热油为世界现有商业电站应用最广的联苯-联苯醚低共熔混合物，主要产品有首诺的 VP-1 和陶氏的 DowthermA，下面简称：导热油。在国内也有把传统传热介质更换为有机硅（下面简称：硅油）导热油的案例，本章节也针对此进行技术经济性论证。

（1）1×100MW 槽式导热油光热发电技术方案：在本项目站址地规划场地及参考光资源情况下，利用 SAM 软件对该地建设一台 100MW 导热油槽式光热发电站进行模拟。太阳倍数在 2.5-3 之间 LCOE 降低速率较大，并且此时的参考成本模型较稳定，有利于分析结果，因此选取太阳倍数 2.7（集热场 UT

序号	项目	集热场方案简述	太阳倍数	设计点 DNI 值 (W/m ²)	回路数	反射面积 (万 m ²)	储能小时数 (h)	储能容量 (MWh)	动力岛综合效率 (%)	LCOE (元)	静态投资 (亿元)	年上网电量 (亿 kWh)	年发电量 (亿 kWh)	年均光电转化效率 (%)
1	1×100MW VP-1 导热油槽式	UT 槽，90 管	3.6	760	240	164.4	11.5	2925	39.32	0.768	38.1	3.70	3.99	13.12
2	2×50MW VP-1 导热油槽式	ET 槽，70 管	3.5	760	2×257	2×84.0	11.5	2×1492	38.54	0.795	2×19.6	2×1.80	2×1.95	12.51
3	1×100MW 硅油槽式	UT 槽，90 管	3.5	760	233	159.6	12	2999	40.02	0.760	37.0	3.67	3.93	13.31
4	1×100MW 熔盐槽式	UT 槽，70 管	3.6	760	218	149.3	16.5	3759	43.89	0.850	32.5	2.80	3.85	13.92
5	2×50MW 熔盐槽式	UT 槽，70 管	3.8	760	2×118	2×81.2	19	2180	43.58	0.888	2×17.6	2×1.40	2×1.98	13.20
6	1×100MW 熔盐塔式	96.3m ² 定日镜	2.35	650	13900 台	133.9	13	2962	43.89	0.708	32.24	3.53	3.90	15.74

槽式：回路数为 180，反射面积约为 123.3 万 m²) 较为合理。且根据前述分析，在太阳倍数为 3.6 时，LCOE 出现最小值，因此绘制太阳倍数为 3.6 时，LCOE 随储能小时数的变化曲线。当储能小时为 8-10h 时 LCOE 下降速率出现转折，是曲线导数的拐点位置。因此，将储能小时设置为 8-10h 是合理的。储能小时数定为 9h 后，将太阳倍数定为 2.7 较为合理，其接近 LCOE 下降速率转折点，以较小静态投资能实现较大 LCOE 降幅。因此 1×100MW 导热油槽式方案方案确定镜场太阳倍数为 2.7，对应的集热场 UT 槽回路数为 180 个，反射面积为 123.3 万 m²，储能小时为 9h，对应的储能容量为 2289MWh。

（2）2×50MW 槽式导热油光热发电技术方案：2 个 50MW 槽式电站相邻配置完全一致，以下方案描述主要叙述单台 50MW

机组配置, 2 个 50MW 槽式电站配置即为 1 个槽式电站数量的 2 倍。2×50MW 导热油槽式方案确定镜场太阳倍数为 2.6, 集热场 ET 槽回路数为 191 个, 反射面积为 62.5 万 m², 储能小时为 9h, 对应的储能容量为 1168MWh_t。

3、硅油槽式光热电站技术经济论证: 硅油传热介质高温性能稳定、运行温度区间宽 (-40℃~425℃), 因此硅油介质的使用将会提高汽轮机效率、降低储热成本、降低导热油防凝系统成本, 简化导热油净化系统。SAM 模型建立基础: 根据现有资料分析, 硅油为传热介质的槽式光热系统中, 系统省去了防凝装置、简化了传热介质净化系统、传热介质伴热电缆等, 同时较大的温差也可使的熔盐储热介质质量变小, 减少储罐成本。硅油为传热介质的槽式系统其他方面几乎与传统导热油介质槽式技术基本相同。

由以上分析建立硅油槽式电站模型, 装机规模定为 100MW。采用与 100MW 传统导热油槽式技术相同的集热系统。集热器主要采用现今应用于商业化电站的 UT 槽 (也称终极槽) 方案, 真空集热管采用 90 管。1×100MW 硅油槽式方案确定镜场太阳倍数为 2.7, 对应的集热场 UT 槽回路数为 180 个, 反射面积为 123.3 万 m², 储能小时为 9.5h, 对应的储能容量为 2374MWh_t。

4、熔盐槽式光热电站技术经济论证: 工业上广泛应用的熔盐为硝酸熔盐, 其主要特点体现在: 热容量大、较低的粘度以及化学稳定性。二元盐是现今光热电站唯一商业化的传热介质。以下关于熔盐槽式光热电站的论述, 传热储热介质采用二元盐进行分析。

(1) 1×100MW 熔盐槽式光热发电技术方案: 1×100MW 熔盐槽式方案确定镜场太阳倍数为 3, 对应的集热场 UT 槽回路数为 182 个, 反射面积为 124.7 万 m², 储能小时为 13h, 对应的储能容量为 2962MWh_t。

根据以上 5 种方案优化结果, 列各个方案最优化结果如下表所示, 主要方案包括: 1×100MW 导热油槽式, 2×50MW 导热油槽式, 1×100MW 硅油槽式, 1×100MW 熔盐槽式, 2×50MW 熔盐槽式。

4、塔式光热电站技术经济论证: 对于塔式技术方案, 前文已列举了在现有市场塔式各设备成本的基础上优化到的最优塔式配置, 此时定日镜场面积为 133.9 万 m², 储能小时为 13h, 储热容量为 2962MWh_t, 此时根据参考 DNI, 塔式电站的上网电量为约为 3.53 亿 kWh/a, 静态投资约为 32.24 亿元, 同时纵向对比 100MW 光热电站最优化配置下的 LCOE, 熔盐塔

式电站由于其较好的系统效率，其 LCOE 是技术方案中最优的方案。塔式优化过程不同于槽式，其镜场布置受设计点 DNI 选择的影响较大，不同的设计点 DNI 下布置镜场具有不同定日镜数量及定日镜定位。槽式和塔式技术路线对比分析当中为了简化过程，暂按较为常见 96.3m2 定日镜和常见 535MW 圆柱形吸热器进行对比，下一步可单独比选塔式定日镜规格和吸热器。

表 4 本项目槽式与塔式方案对比

序号	项目	1×100MW 导热油槽式	1×100MW 熔盐塔式
1	回路数	180	12866（定日镜数量）
	反射面积（万 m²）	123.3	123.9
2	储能小时数（h）	9	12
	储能容量（MWh）	2289	2734
3	平均光电转化效率（%）	14.23	16.23
4	LCOE（元）	0.772	0.719
5	上网电量（kW·h）	2.996 亿	3.346 亿
6	估算占地面积（km²）	4.95	6.86（圆形占地）
7	静态投资估算值（亿元）	30.45	31.10

注：1) 初步估算，需在下一阶进一步优化。
2) 厂址为类正方形，而塔式定日镜场为类圆形占地面积约 6.86km²。

序号	项目	1×100MW 导热油槽式	2×50MW 导热油槽式	1×100MW 硅油槽式	1×100MW 熔盐槽式	2×50MW 熔盐槽式
1	集热场方案	UT 槽，90 集热管	ET 槽，70 集热管	UT 槽，90 集热管	UT 槽，70 集热管	UT 槽，70 集热管
2	太阳倍数	2.7	2.6	2.7	3	3
	回路数	180	2×191	180	182	2×93
3	反射面积（万 m²）	123.3	2×62.5	123.3	124.7	2×64.0
	储能小时数（h）	9	9	9.5	13	15
4	储能容量（MWh）	2289	2×1168	2374	2962	2×1721
	发电机组综合效率（%）	39.32	38.54	40.02	43.89	43.58
5	全厂占地面积估算（km²）	4.95	2×2.60	4.95	5.00	2×2.57
6	平均光电转化效率（%）	14.23	13.55	14.27	14.35	14.00
7	上网电量（亿 kW·h）	2.996	2×1.442	3.033	2.416	2×1.195
8	LCOE（元）	0.772	0.802	0.764	0.855	0.882
9	静态投资（亿元）	30.45	2×15.55	30.28	28.03	2×14.62

表 3 槽式方案配置及技术经济对比

波动频次	DNI（地区 1）		DNI（地区 2）		DNI（地区 3）	
	波动 50% 出现天数	波动 30% 出现天数	波动 50% 出现天数	波动 30% 出现天数	波动 50% 出现天数	波动 30% 出现天数
1 次	31	38	51	71	57	68
2 次	11	24	17	34	18	28
3 次	3	4	2	18	11	17
4 次	3	4	0	1	2	7
≥5 次	1	5	1	1	0	5
总天数	49	75	71	125	88	125

注：本次只对参考 DNI 进行了分析，待下一步需要根据更准确 DNI 进一步核实。

表 5 不同地区光资源法向直接辐射波动频次出现大数统计表

表 6 不同设计点 DNI 值下熔盐塔式各方案技术经济参数

序号	设计点 DNI (W/m ²)	用厂界及道路修正 完定日镜数量	LCOE 相对值	静态投资估 值 (亿元)	上网电量 (亿 kWh)
1	630	13935	0.709	32.26	3.534
2	640	13935	0.708	32.27	3.538
3	650	13900	0.708	32.24	3.534
4	660	13882	0.709	32.22	3.530
5	670	13836	0.709	32.17	3.524
6	680	13794	0.709	32.12	3.517
7	690	13732	0.709	32.05	3.508
8	700	13650	0.710	31.96	3.495
9	710	13571	0.711	31.87	3.481
10	720	13489	0.712	31.77	3.466
11	730	13387	0.713	31.66	3.448
12	740	13294	0.713	31.54	3.432
13	750	13207	0.714	31.44	3.419
14	760	13085	0.716	31.29	3.393
15	770	12983	0.717	31.17	3.371
16	780	12866	0.719	31.03	3.346
17	790	12747	0.721	30.89	3.322
18	800	12613	0.723	30.74	3.292
19	810	12469	0.726	30.57	3.263
20	820	12317	0.729	30.38	3.228
21	830	12156	0.731	30.20	3.192
22	840	11992	0.735	30.00	3.152
23	850	11823	0.739	29.80	3.107
24	860	11663	0.743	29.62	3.069
25	870	11496	0.748	29.42	3.026
26	880	11332	0.752	29.23	2.983
27	890	11175	0.756	29.05	2.942
28	900	11018	0.762	28.87	2.898

结论：储能小时为 12h 时，具有最优的 LCOE 值，因此，确定参比 100MW 熔盐塔式电站方案的设计点 DNI 为 780W/m2，储能小时为 12h。

5、影响光热电站正常运行因素分析：（1）气温影响分析（2）沙尘影响分析（3）风速影响分析（4）DNI 波动影响分析（5）地形坡度影响分析（6）其他因素影响分析：①辅助燃料供应 ②安全性防火 ③进口件。

综上所述，太阳能热发电槽式塔式技术各有优势，选择什么样的技术路线，还需因地制宜，因地施策。但国际上成功案例已经表明将槽式和塔式两种太阳能热发电技术路线充分结合的可行性。

（来源：太阳能光热产业技术创新战略联盟）

3.3. 光伏项目管理或将执行五项原则，光热项目竞争性配置怎么走？

2月18日下午，国家能源局新能源和可再生能源司召开座谈会，就2019年光伏发电建设管理相关工作向20余家电网及光伏企业征求意见。

据光伏行业媒体报道，2019年光伏发电建设规模管理的规则可以总结为五句话：**财政部定补贴规模、发改委定补贴上限、能源局定竞争规则、企业定补贴强度、市场定建设规模**。这与往年施行的管理规则发生了巨大变化，在新政下，国家能源局将不再设定全年补贴装机规模，而是根据申报电价，在一定的年度补贴总规模下，由市场本身确定补贴装机规模。以电价为核心，通过市场竞争放大增量规模，平均补贴强度越低，可安排新增规模越大。这种市场竞争配置项目的方式，**充分发挥了市场配置资源的决定性作用，是此轮政策调整最明显的变化。而这对光热发电后续示范项目的政策制定也具有一定的参考意义。**

1、地方组织招标全国范围竞价，对于应当进行市场配置的所有项目，均由地方组织招标，由各省综合考虑发展规划、当地资源条件、监测预警、市场消纳、建设成本等因素，自行

选择一定装机规模的项目组织招标，作为拟申报国家补贴的新建项目。

国家能源局要求，省级能源主管部门应按国家政策要求制定本地区统一的竞争性配置资源的管理办法，把预期上网电价作为主要竞争条件，且不得高于国家制定的招标上限价格(或竞价上限，下同)。明确项目招标和补贴竞价程序。项目补贴竞价由地方组织申报、国家统一排序。

2、光伏项目竞争性配置的流程；

3、建设期限及附加要求限制：**在首批光热发电示范项目的建设过程中，部分项目方拿到项目指标却未能推进建设，且未给予一定的惩罚，导致部分宝贵指标浪费，遭到部分行业人士诟病。**在申报时，要求各项目上报时明确建设期限。进入国家补贴范围的项目，应在申报的预计投产季度末之前建成并网，如逾期未建成，则按国家电价政策实施电价和补贴同等幅度退坡。如果在申报并网季度后两个季度内仍未建成并网，则视为自动放弃，取消项目补贴资格，并影响所在地区的市场环境测评价，最终影响该业主单位的下一年度项目申报。由上可见，光伏项目对此的规则限制并不严格。**但对于光热发电项目来**

说，总体补贴盘子不会像光伏这么大，项目指标有限，不容浪费，对此规则设置的出发点应定位于如何筛选出真正有实力启动建设的项目。

4、后续光热项目的指标分配设想：从以上光伏政策来看，2019 年的光伏产业将迎来全新的管理办法，而后续光热示范项目的指标筛选和分配也不会采用首批示范项目的玩法，将可能会采用市场竞争的配置思路。基于上述光伏项目的竞争性配置流程，我们尝试探讨光热项目的指标分配流程：

（1）发改委为光热发电项目设定补贴上限电价（比如设置为 1 元/kWh），财政部为光热发电项目划定年度新增补贴规模（比如安排 10 亿元）；

（2）各省能源主管部门根据本省实际情况设置本省光热示范项目的申报规则，各项目开发商提交项目建设申请，省能源主管部门按申报电价高低排序汇总年度拟新建项目名单；

（3）各省名单上报至国家能源局，国家能源局根据上网电价申报价格较招标上限电价的下降额高低排序（降幅大的排在

前面、降幅小的排在后面），通过申报项目的预期年发电小时数，乘以申报电价和装机容量，得到该项目的年度补贴需求量。直至入选项目补贴总额达到 10 亿元；

（4）国家主管部门对外公示、发布项目名单及各项目的补贴标准；

5、项目业主依法依规办理相关手续、进行项目建设，在国家规定期限内建成并网，并在项目经营期内享受申报确认的国家补贴。若未能按期建成或未建，可采取限制该项目方甚至该项目所在省区下一年度的新增项目申报等规则。光热发电项目本身的技术难度、融资难度都甚于光伏，上述仅是非常粗浅的对光伏对应政策的复制，要制定一套较好的光热项目管理政策，需要针对光热项目的特点，认真研究确定。

2019 年，光伏、风电项目都将走向竞价上网，光热发电在尚需补贴支持的环境下走向竞争性配置已是大势所趋。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.4. 调峰缺口 400 万千瓦，酒湖特高压低效运行，光热替代火电更具战略眼光

中国首条大规模输送新能源的特高压工程酒湖特高压于 2017 年 6 月 23 日正式带电投产，设计送电能力高达 800 万千瓦，设计年送电量 400 亿度。但据了解，由于配套电源未同步等原因，截至 2018 年 4 月底，投运 10 个月累计仅向湖南输电 96.2 亿度，与设计输电能力相去甚远。总投资达 262 亿元的 ±800 千伏酒湖（酒泉—湖南）特高压直流输电工程起于酒泉市瓜州县，穿越河西走廊，途经甘肃、陕西、重庆、湖北、湖南 5 省市，止于湖南省湘潭市湘潭县，线路全长 2383 公里。工程于 2015 年 5 月获得国家发改委核准，2015 年 6 月开工建设，2016 年 12 月底全线贯通，2017 年 6 月 23 日全线带电投产。

为实现 800 万千瓦的设计送电能力，实现风光火打捆外送，该工程的配套电源规模高达 1580 万千瓦，其中包括火电 600 万千瓦、风电 700 万千瓦、光伏发电 280 万千瓦，新能源送电占比超过 40%，而火电的 600 万千瓦主要用于新能源外送的配套调峰电源。

1、600 万千瓦调峰电源在哪里？这 600 万千瓦火电调峰电源未能同步投运是酒湖特高压低效运行的主要原因之一，按

照规划，其中 400 万千瓦火电新建，剩下的 200 万千瓦从网内组织。与之配套的 400 万千瓦新建调峰火电装机规划于酒泉瓜州，名为常乐电厂，但却姗姗来迟。据媒体报道，常乐电厂 2016 年 8 月才拿到甘肃省发改委《关于甘肃电投常乐电厂调峰火电项目核准的批复》。但随后我国开始严控煤电项目建设，常乐电厂的建设再次延期。

2017 年 1 月，国家能源局向甘肃省发改委下发《关于衔接甘肃省“十三五”煤电投资规模的函》，常乐电厂 4×100 万千瓦工程中的两台 100 万千瓦机组被要求推迟至“十四五”及以后。2017 年 9 月 8 日，常乐电厂 1、2 号机组终于得以开工，计划于 2019 年 11 月和 2020 年 2 月建成投产。而此时，酒湖特高压已经投运。但即便常乐火电厂如期投运，2020 年也仅仅能实现 200 万千瓦的火电配套，剩下的 200 万千瓦调峰电源装机仍不知所踪，如果无法完成配套，则酒湖特高压就不可能实现设计送电目标。业内专家表示，酒湖特高压要想实现盈亏平衡，运送能力需要达到设计值的 80%，但到 2020 年左右 1、2 号火电机组投运时，也仅能达到 75% 左右。换言之，酒湖特高压恐将面临长期亏损。

2、光热替代火电作配套调峰电源？综合来看，酒湖特高压送电能力不足的主要原因在于，“甘肃电网新能源装机比例大，电网脆弱；配套调峰电源建设未能同步；在出现全国性电煤供应紧张时，火电若发生缺煤停机，也会影响送出能力；晚高峰时甘肃光伏发电能力下降，无法满足湖南的用电曲线需求。”投资 200 多亿元的特高压工程亏损运行绝非各方乐见，解决这一问题的当务之急在于尽快补足配套电源，这也是最具可行性的举措。但在国家严控煤电建设规模的要求下，常乐电厂 3、4 号两台 100 万千瓦火电机组的建设遥遥无期。

电力规划设计总院副院长孙锐等行业专家提出了一个替代方案，配套建设 200 万千瓦光热发电装机作为调峰电源，替代未能开建的 200 万千瓦火电。据悉，该方案已经提报政府主管部门审批。单从技术层面讲，在甘肃地区新建 200 万千瓦光热机组作为调峰电源，完全具备可行性。其同时可以进一步提高酒湖特高压的绿电外送比例，符合国家严控火电新建规模、发展新能源的大政方针。但也有言论指出，200 万千瓦光热装机大概需要投资 500 亿元，远远超出同等装机的火电建设投资。这笔钱从哪里来？如果走电价补贴，则其带来的补贴资金需求也很大，首批示范项目的总批复装机才仅仅 1.35GW，政

府会为酒湖特高压单独批复 2GW 光热装机的可能性看起来不大。另外，以调峰为主要职能的光热电站将可能不得不牺牲部分发电量，现行示范项目的电价政策并不适宜，还需针对性研究调峰电价。而以长远的发展眼光来看，我国多条特高压线路建设的目的是实现新能源的大比例外送，外送新能源同时要被捆绑上一定装机的火电，与能源的长期战略是相悖的，用光热发电这种兼具绿色与可调功能的新型电源替代火电调峰更具战略眼光。

目前，国家电网已累计建成“八交十直”特高压工程，在建“三交一直”特高压工程。但低效运行的特高压线路不仅只酒湖特高压，据了解，目前哈郑特高压、锡盟能源基地外送特高压工程都不同程度存在实际利用率低于设计值的情况。

特高压的建设仍在提速，2018 年 9 月 3 日，国家能源局印发的《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》指出，要在两年内核准开工九项重点输变电工程，合计输电能力 5700 万千瓦。2019 年 1 月 15 日，《国家发展改革委关于陕北-湖北±800 千伏特高压直流输电工程核准的批复》下发。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.5. 光热发电——中国下一张“国家名片”？

近期，中国能建葛洲坝国际公司与 Nur-MOH Heliothermal S. A. 公司签署希腊 MINOS 50MW 塔式光热发电项目 EPC 合同。

项目位于希腊最大的岛屿——克里特岛，在地中海中，爱琴海之南。项目利用光热技术的储能功能，降低岛内对柴油发电依赖的同时，保护当地生态环境。

该项目是葛洲坝国际公司与浙江中控太阳能技术有限公司（简称中控太阳能）组成的联营体与英国投资商在希腊国别的成功合作，是中国光热发电产业首次以完整的“技术+设备+工程”模式走出国门。

提起太阳能发电，人们就会想起光伏。其实，除了光伏，还有一种太阳能的利用方式，这就是光热。顾名思义，光热是利用太阳光照的热效应，将阳光的热能转化为电能，这是它与光伏的最大区别。用比较通俗的话说，就是利用太阳光的热量来发电。

与光伏相比，光热发电的最大优点在于，作为一种热电站，它可以直接产生与火电站完全相同的满足电网品质要求的交流电，保证电网的电压和频率稳定，对现有火电站及电网系统有更好的兼容性。

一般来说，太阳能光热发电有槽式、塔式、碟式（盘式）、菲涅尔式四种形式。

在这四种光热发电方式中，槽式太阳能热发电系统是利用槽型抛物面聚光反射镜加热其上方集热管中的导热油，再利用导热油加热锅炉产生蒸汽，驱动汽轮机带动发电机组发电；

菲涅尔式与之类似，只不过用来反射太阳光的不是抛物面聚光反射镜，而是镜面阵列，同时其集热管是固定式的；

盘式（又称碟式）太阳能热发电系统是用圆形的抛物面聚光反射镜聚焦阳光作为斯特林发动机的外部热源，用斯特林发动机带动发电机发电；

塔式太阳能光热发电是指利用大规模阵列抛物或碟形镜面反射太阳光到集热塔顶端的集热器，集热器中的热量通过换热装置加热锅炉产生蒸汽，驱动汽轮机带动发电机组发电。

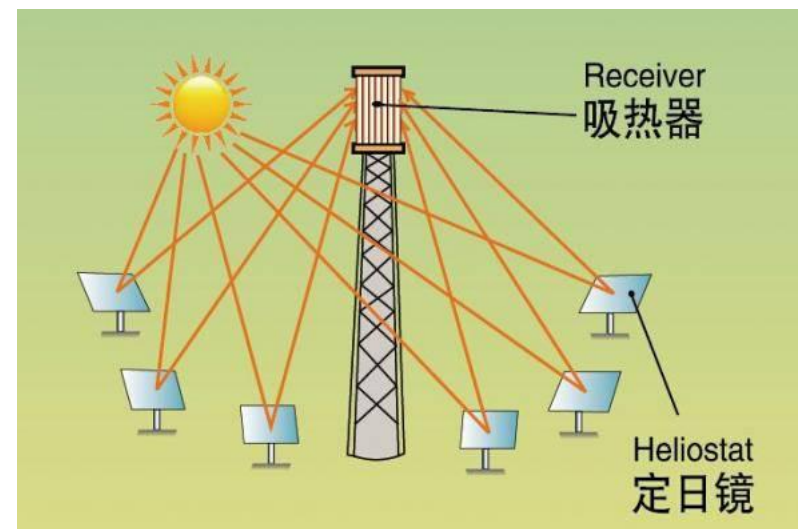
塔式太阳能光热发电原理示意图。太阳光经定日镜反射后聚焦在集热塔顶端的集热器，产生大量热量。这种集热方式的集热效率比槽式系统高 15%。

与其它三种光热发电方式相比，塔式光热发电的最大优点在于，它的聚光比高达 1000 倍，远高于槽式（100 倍）和菲

涅尔式（50 倍），接近碟式的圆形抛物面的水平，这使得其热电效率高于槽式光热发电系统；同时，因为可以通过扩大镜场和增加反射镜数量来扩大规模，这使得单个的塔式光热发电系统不像碟式那样有规模限制，便于大规模开发，从而降低建设成本。因此，自从 1981 年第一座太阳能光热发电站在美国建成以来，塔式电站一直是太阳能光热发电站的主要发展方向。

中国的太阳能光热发电产业及相关技术的发展起步于 21 世纪初。2006 年 12 月，国家“863”计划“太阳能热发电技术及系统示范”重点项目正式立项，其目标是研究塔式太阳能热发电关键技术，建立太阳能热发电实验系统和实验平台，探索高效能、大规模、低成本的商业化电站的技术路径，为我国太阳能热发电技术的研发奠定基础。

在此计划支持下，位于北京延庆八达岭的中科院电工所 1MW 塔式试验电站（又名大汉电站）正式启动，该项目由中科院、皇明太阳能股份有限公司和华电集团联合开发建设，总投资 1.2 亿元。经过六年的建设和努力，2012 年 7 月 1 日，电站汽轮发电机平稳通过临界转速；2012 年 7 月 17 日，电站汽轮发电机达到额定转速；2012 年 7 月 22 日，电站汽轮发电机



首次发电试验成功；2012 年 8 月 4 日下午，首次带负载运行发电实验成功；2012 年 8 月 9 日下午 13:18 分，电站首次全面运行发电实验成功。

该项目是我国自行研发、设计和建设的首座 MW 级塔式太阳能电站，也是亚洲首座 MW 级电站，项目的成功发电意味着我国建立起了一个完整的塔式太阳能光热发电产业实验平台，对我国光热发电产业化意义重大。

同样是在 2012 年 8 月，中控太阳能德令哈 50MW 塔式太阳能热发电站一期工程（10MW）成功产出蒸汽，蒸汽参数达到设计指标，并实现连续稳定运行。2016 年 8 月 20 日 14 时 18 分，该电站一次性打通全流程并成功并网发电，至 21 日 15 时 45

分，该电站实现满负荷发电。这是中国第一座正式投入商业运营的塔式太阳能光热电站（上网电价 1.2 元/千瓦）。

值得一提的是，该电站完全采用中控太阳能公司自主研发的技术和装备，锅炉系统由杭州锅炉集团研制，汽轮机则由杭州汽轮机股份有限公司研制。它的成功投运表明我国的塔式光热发电技术和装备完全实现了国产化，充分展示了我国具有自主知识产权的塔式光热系统核心装备研制能力和集成技术水平，意义极为巨大。

这两次成功经验，为中国企业增加了“走出去”的信心。2018 年 4 月 13 日，上海电气与 ACWAPower 公司在上海签订迪拜水电局光热四期 700 兆瓦电站项目总承包合同。该项目由三个装机为 200 兆瓦的槽式电站和一个装机为 100 兆瓦的塔式电站组成，总计 700 兆瓦，是目前世界上投资规模最大、装机容量最大、熔岩罐储热量最大的光热项目；同时，该项目 100 兆瓦熔盐塔式电站塔高设计为 260 米，为目前世界最高。能够拿下这一项目，充分说明了中国企业在这一领域的技术实力。

2018 年 7 月，习近平主席在对阿联酋访问前夕，在阿联

酋《联邦报》、《国民报》发表题为《携手前行，共创未来》的署名文章，文中特别提到迪拜 700 兆瓦光热发电项目，盛赞它“是世界上规模最大、技术最先进的光热发电站”。习近平主席的这一评价，是对中国在光热发电领域实力的最好肯定。

不过，略有遗憾的是，这次上海电气还只是一个 EPC（工程总承包），镜场技术和汽轮发电机系统都由西方国家的公司提供。

这个遗憾在这次希腊的 MINOS 50MW 塔式光热发电项目中终于得以弥补。如前所述，中控太阳能拥有完全独立自主的塔式太阳能光热发电技术和装备，这次葛洲坝国际公司与中控太阳能组成的联营体承建希腊 MINOS 50MW 塔式光热发电项目，第一次实现了中国光热发电产业以完整的“技术+设备+工程”模式走出国门。笔者相信，假以时日，光热发电相关产业必能成为继高铁、核电之后，中国的又一张“国家名片”。

（来源：观察者网）

3.6. 清华大学“光热发电经济性研究”被多家权威平台报道

近日，著名的《IEEE 纵览》杂志 2019 年第 2 期在讨论中国光热发电的专题中报道了清华大学电机系的学术成果《接入太阳能光热发电对含高比例可再生能源电网的经济性分析》。该论文发表于 2018 年 7 月发表于《应用能源》。论文基于电机系团队研发的“电力规划决策支持系统（GOPT）”，依据青海省和甘肃省电网“十三五”期间风电和光伏的装机容量，分析了青海电网和甘肃电网接入光热发电后的能量效益以及降低弃风与弃光的灵活性效益。

研究发现，在青海电网和甘肃电网中接入高比例风电和光伏发电时，将一部分光伏或风电规划容量替换为光热发电能带来更多经济效益。其原因是由于光热机组能够采用储热的方式提供额外的调度灵活性，减少弃风和弃光的边际效益很高。即使光热电站的投资成本显著高于风电和光伏（约为风电的 5 倍，光伏的 3 倍），在高比例可再生能源并网的背景下，光热发电仍然具有很好的技术经济性（即使不考虑补贴，其总体社会效益仍显著大于投资成本）。该研究还通过模拟不同的替换比例，进一步得出光热发电机组的最佳装机容量，为我国未来光热发电的规划提供理论依据。

清华大学电机系夏清教授、康重庆教授团队目前主要从事电力系统规划、调度运行、智能电网、电力市场、负荷预测、新能源、低碳电力和综合能源系统等领域的研究工作。近 5 年团队发表或录用 SCI 论文 50 余篇，其中 30 余篇发表在 IEEETransactions 上，近 5 年 EI 论文 150 余篇。所研发的负荷预测软件在我国 200 余家地市电网得到推广应用，发电计划与检修计划软件在全国 10 余个省级调度中心应用，电力系统运行模拟软件在全国 10 余个省级经研院或规划中心应用。（作者：杜尔顺，张宁，康重庆，夏清）

该团队研发的“电力规划决策支持系统（GOPT）”已成功应用于我国内蒙、青海、甘肃等地区电力规划与运行决策的研究中，该系统综合考虑火电、燃机、水电、抽蓄、风电等多种类型电源的运行方式，以日前机组组合和经济调度为核心，多维度的精细化评估各类电源规划的安全可靠性、经济性、适应性和环保性。提出并实现了大规模新能源的运行模拟方法，为新形势下接入大规模可再生能源的我国电力系统的规划与运行决策提供科学有力的支撑。

（来源：CSPFocus 光热发电资讯）

3.7. 三个国家首批光热示范项目被列入 2019 年甘肃省重大建设项目计划

近日，据酒泉市发展和改革委员会方面消息，入选国家首批光热发电示范项目、位于该市的兰州大成敦煌 50 兆瓦熔盐线性菲涅尔式光热发电项目、玉门鑫能光热第一电力有限公司 50 兆瓦熔盐塔式光热发电项目和玉门龙腾新能光热开发有限公司玉门东镇导热油槽式 50 兆瓦光热发电示范项目以及计划新开工的凯盛大明太阳能光热和光伏发电用聚光材料及深加工项目被列入 2019 年甘肃省重大建设项目计划。

其中，三个光热发电示范项目作为续建项目被列入，兰州大成敦煌 50MW 菲涅尔项目 2019 年度计划投资 13.87 亿元，力

争建成；玉门鑫能光热第一电力有限公司 50 兆瓦熔盐塔式光热发电项目 2019 年度计划投资 7.3 亿元，力争建成调试；玉门龙腾新能光热开发有限公司玉门东镇导热油槽式 50 兆瓦光热发电示范项目 2019 年度计划投资 12.86 亿元，力争完成工程建设，进入系统调试。新开工项目凯盛大明太阳能光热和光伏发电用聚光材料及深加工项目 2019 年度计划投资 12 亿元，力争完成部分生产线建设。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.8. 中广核新能源 200 兆瓦光热发电项目有望落地海西州

近日，在青海省第十三届人民代表大会第三次会议上，省长刘宁在所作政府工作报告中回顾 2018 年工作时，提及中广核德令哈 50 兆瓦光热发电项目填补了我国大规模槽式光热发电技术空白。2019 年青海省将重点加快构建清洁能源体系，开展延长光热储能时间重大技术攻关。

1、50MW 示范项目倍受瞩目：自 2018 年 10 月 10 日正式商运以来，中广核德令哈 50 兆瓦光热发电示范项目（以下简称“德令哈光热项目”）成为我国第一个投运的示范项目，也是目前国内唯一建成投运的槽式光热项目，可谓万众瞩目。此次项目被写入青海省政府工作报告，充分表明德令哈光热项目示范效应显著、中国广核新能源控股有限公司光热发展对青海省能源体系构建影响巨大。德令哈光热项目年发电量 1.975 亿度，每年可等效节约近 6 万吨标准煤，减少二氧化碳排放约 10 万吨，环保效益相当于造林 4200 亩，项目的环保意义突出。作为清洁能源示范大省，青海省积极推动和鼓励光热发电产业发展及光热发电示范项目建设。据了解，自该项目主体开工建设以来，青海省委副书记、省长王建军，青海省副省长张建民，青海省人大常委会党组书记穆东升等领导先后开展调研并高

度重视项目建设进度，帮助协调解决实际困难。

2、200MW 光热发电项目有望落地：2019 年 1 月 22 日，青海省海西州州委书记文国栋调研时表示，德令哈光热发电项目成功投运，为地方经济和社会发展做出了积极贡献。欢迎中广核新能源 200 兆瓦光热发电项目开发在海西州落地，希望中广核新能源德令哈公司在延长光热储能时间重大技术方面开展攻关，州委州政府将一如既往地支持企业发展，提供更好更优质的营商环境，积极帮助企业解决实际困难和问题。

3、引领行业，助力打造“世界光热之都”：自德令哈光热项目投运以来，中广核新能源光热的品牌已经打响，作为国内光热重镇的德令哈市正在聚力打造“世界光热之都”，并且已经连续三年举办光热大会，邀请国内外光热专家、学者、企业家深入探讨光热行业话题，德令哈光热项目也是每届光热大会嘉宾必访之处。中广核新能源德令哈公司和地方政府的政企联合、互相促进发展模式已经凸显良好形势，有效地推动了中广核新能源光热的后续发展。

（来源：中广核新能源德令哈光热）

3.9. 玉门建化工业区 2019 年重点项目：涉 500MW 光热电站及配套装备制造项目

近日，玉门东镇建化工业园区发布了 2019 年工作计划，并发布了 2019 年计划实施的重点项目名单，其中包含 9 个光热发电项目及光热发电产业配套装备制造项目（发电项目总装机 500MW），详见下表：

2019 年，园区将以党的十九大精神及习近平新时代中国特色社会主义思想为指引，按照市委、市政府“工业强市、多业并举、城乡协调”发展战略，牢固树立新发展理念，不断强化协调服务，完善基础设施，加强项目建设，狠抓招商引资，提升发展质量，努力实现“3 个百亿元”发展目标，即：力争到 2020 年，固定资产投资上 100 亿元，工业总产值超 100 亿元，培育一个销售收入过 100 亿元企业。

一是精准谋划五大产业链；二是加大基础设施投入建设力度；三是抓好重点项目建设；四是着力打造临铁物流港；五是多角度、多方位招商引资。

序号	项目名称	项目进度
续建项目		
1	北京国华电力有限责任公司神华国华玉门塔式熔盐10万千瓦光热发电示范项目	可研、环评、土地等手续已全部办理，三通一平已完成，正在协调移交事宜
2	玉门龙腾新光热开发有限公司玉门东镇导热油槽式5万千瓦光热发电项目	场平已完成，硅油已到场，集热管、汽轮机、发电机等设备已订购。正在架设供电线路，中轴路路基即将开工。
3	玉门中尚明德光热发电有限公司玉门东镇导热油槽式5万千瓦光热发电项目	已完成4个台阶的场平工程，汽轮机、发电机等主要设备已订购，部分太阳岛反射镜已到场。
新建项目		
1	玉门龙腾新光热开发有限公司光热发电装备制造项目	生产光热支架，正在办理前期手续。
2	玉门中尚明德光热发电有限公司光热发电装备制造项目	生产光热支架，正在办理前期手续。
3	玉门东康能源有限公司1兆瓦光热发电示范项目	正在办理前期手续。
对接洽谈项目		
1	兰州蓝天浮法玻璃日产1000吨超白太阳能光热玻璃项目	
2	成都博昱新能源有限公司玉门花海导热油槽式10万千瓦光热发电示范项目	
3	华峰珠海新能源科技有限公司200兆瓦槽式光热发电项目	

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.10. 光伏竞价机制基本明确，后续光热示范项目走竞价路线是否可行？

光伏新政已基本确定，将引入市场竞争机制。国家能源局将不再设定全年补贴装机规模，而是根据申报电价，在一定的年度补贴总规模下，由市场本身确定补贴装机规模。**这在根本上改变了传统的行政分配项目资源模式。**

首批光热示范项目的确定即属于传统的行政确定指标方式，对于后续示范项目的指标确定，当前有言论认为可以参考光伏这种竞价机制，也有言论认为不可行。

在探讨这一个问题之前，首先我们假定后续示范项目在2019年下半年启动，在这一时间点采用竞价机制是否合适？

支持观点认为，光热发电难以大规模发展的最大障碍目前还是成本问题，通过竞价机制，可以刺激光热发电成本下降，让低成本光热发电技术获得发展空间，有益光热长远发展。

反对观点认为，光热和光伏不同，当前光热尚处发展初期，竞价机制下药过猛，特别是对国企影响较大。光热电站投资大，应激发国企的参与热情，竞价机制与国企当前的项目审批制度相悖，国企普遍不掌握光热技术，无法准确衡量成本，竞价机制下难以决策定价，没有国企参与，单靠民企光热很难形成规模化发展。

中立观点认为，光热竞价是大势所趋，但在2019年就推行并不合适。在首批示范项目有了一个最终的结果之后，至少在2020年十三五结束后，方具备竞价的产业条件和基础。未来两到三年，走竞价路线风险较大。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.11. 中电建中南院将与和利时联合开发敦煌大成 50MW 光热发电项目控制方案

近日，杭州和利时自动化有限公司（以下简称“杭和”）与中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司（以下简称“中南院”）举办了“联合开发世界首座熔盐线性菲涅尔式太阳能光热发电商业化示范电站（敦煌大成 50 兆瓦光热发电项目）控制方案合作协议”签约仪式。

双方将整合各自优势资源，增强双方团队协作能力，针对国内光热电站全厂联动控制领域的空白及反馈滞后、多因素耦合的控制难点，共同负责储换热系统及全厂联动控制策略的制定，提升我国在光热电站全厂联动控制领域的竞争力。

中南院副总经理陈鹏、新能源院院长刘小松、新能源院热电所副所长徐灿君、新能源院热电所副所长王佳明，杭和总裁助理刘德成、新能源行业部总经理沈长虹等领导参加了签约仪式，见证这一重要时刻。

敦煌大成 50 兆瓦熔盐线性菲涅尔光热发电项目为国家首

批 20 个光热发电示范项目之一，技术路线采用线性菲涅尔，集热介质为高温熔盐。项目占地约 4800 亩，太阳岛总集热面积 127.16 万平米，高温熔盐储热时长 15 小时，总静态投资约 16.86 亿元。

中南院和杭和双方均强调，联合开发全球首创的熔盐线性菲涅尔式光热发电项目控制方案要充分发挥各自的技术优势，形成优势互补，互利共赢，并在生物质发电及综合能源利用等领域开展更加深入广阔的合作，共同发展进步。

目前，和利时在太阳能光热发电行业已经完整覆盖槽式光热发电、塔式一次反射光热发电、塔式二次反射光热发电、线性菲涅尔光热发电四条技术路线，并根据各技术路线工艺装置，与太阳能光热发电用户共同联合研发完整的控制解决方案，成功从自动化产品供应商向行业解决方案供应商转型。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.12. 兰州大成敦煌 50MW 熔盐线性菲涅尔式光热发电项目最新建设进度

近日获悉，兰州大成敦煌 50MW 熔盐线性菲涅尔式光热发电项目自 2 月 15 日节后正式复工后，各施工单位正在加紧工程建设进度，工程建设继续全面开展。

目前，综合办公楼框架已完成，正准备进行内外部装修工作，计划 5 月份投入使用；生产值班楼已完成地基浇筑；储热岛、发电岛的基础完成开挖和部分基础混凝土浇筑工作；集热岛基础土建工程完成 50%；集热岛结构件开始安装；组装车间建设和试生产工作已完成。

兰州大成 5 万千瓦光热发电项目于 2016 年 9 月成功入选我国首批光热发电示范项目，项目位于甘肃省敦煌市七里镇光电产业园区，项目 EPC 总包方为中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司。

本项目规划装机容量 50MW，采用兰州大成具有自主知识产权的线性菲涅尔聚光集热技术，并采用熔盐作为集热、传热和储热的统一介质。

(来源：CSPPLAZA 光热发电平台)

3.13. 中能建葛洲坝国际与中控联合体签约希腊 50MW 塔式光热项目 EPC 合同

近期，中国能建葛洲坝国际公司与 Nur-MOH Heliothermal S. A. 公司签署希腊 MINOS 50MW 塔式光热发电项目 EPC 合同，成功开创了中西方企业在第三方市场合作的范例，为中国太阳能光热发电走向更广阔的国际市场打下了重要基础。

项目位于希腊最大的岛屿——克里特岛，在地中海中，爱琴海之南。项目利用光热技术的储能功能，将当地丰富、可再生、清洁无污染的光照资源转化为连续稳定的、可调峰的电力资源，在降低岛内对柴油发电依赖的同时，保护当地生态环境。

该项目是葛洲坝国际公司与浙江中控太阳能技术有限公司（简称中控太阳能）组成的联营体与英国投资商在希腊国别

的成功合作，是中国光热发电产业首次以完整的“技术+设备+工程”模式走出国门。作为“新能源国际投资联盟”成员单位，中国能建葛洲坝国际公司与中控太阳能的此次紧密合作极大突显了新能源国际投资联盟对于中国新能源全产业链优势资源的强大整合能力，为联盟发展壮大提供了强有力支撑。

作为中国企业在希腊签约的首个电力绿地投资项目，该项目的成功签约是葛洲坝国际推动国际工程承包与投资双轮驱动战略转型的又一次成功实践，是公司在希腊能源合作领域的一次新的突破。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.14. 金属陶瓷带来换热器材料革新，超临界二氧化碳光热发电技术商业化更进一步

运行于 700 摄氏度甚至更高温度的光热电站将带来光热发电的技术革命，但要解决的难题很多，其中一个就是适用于这种高温光热电站的换热器材料。

1、高温光热电站的材料难题：到目前为止，光热电站一般仍使用导热油或熔盐作为传储热介质，系统温度因此被限制在 550 摄氏度左右，效率也因此被限制。美国 BraytonEnergy 公司，国家可再生能源实验室（NREL）和桑迪亚（Sandia）实验室等机构都在为此努力，他们致力于研发出温度在 700 摄氏度以上的新型光热电站设计。这三个团队正在竞争能源部 2500 万美元的资金扶持，该笔资金用于支持建立一个高温光热发电系统示范项目。

这种新型发电系统即超临界二氧化碳循环光热发电技术，其运行温度高达 700 摄氏度以上，可实现更高效率和更低的发电成本，且理论上已经被证明是可行的。但现实中其面临的一个难题即是材料问题。研究人员表示，高温超临界二氧化碳布雷顿循环光热电站的热电转换效率比传统电站可提高 20% 以上。这意味着可将光热电站的平准化电力成本（LCOE）降低约五分之一。但更高温的光热电站需要更耐用的部件，例如热交

换器，管道系统和涡轮机，都需要重新优化设计和制造。这其中，换热器是一个难点。

2、高温换热器的材料革新：传统上，换热器一般由不锈钢或镍基合金制成，但这些材料制造的换热器在较高温度下长期运行会软化和被腐蚀。几个美国大学的研发人员组成的团队现在已经开发出一种新的“金属陶瓷复合材料”（由陶瓷和金属制成的一种新材料），测试表明，这种材料比传统的合金更坚固，更耐用、且耐高温。

由 Sandhage 和 Henry 领导的研究小组开发出的这种材料是由碳化锆和钨制成的金属陶瓷复合材料。该项成果已经在 2018 年 10 月发表在自然杂志上。“在测试阶段表现出的主要性能是优化的断裂强度，对 SCO_2 的耐腐蚀性和导热系数比钢或镍基合金高出两到三倍（超过 700 摄氏度运行温度下），”研究人员表示。

3、综合制造成本持平甚至更低：金属陶瓷换热器的成本等于甚至低于传统的合金制造解决方案，在性能提升的同时还能够带来制造成本的下降，这为光热电站提供更好的经济解决方案。

威斯康星大学麦迪逊分校和橡树岭国家实验室（ORNL）的成本分析发现，新型换热器的成本与紧凑型镍基合金解决方案相当或更低。测试表明，金属陶瓷的制造和劳动力成本的降低超过了原材料成本的增加。

用于制造印刷电路热交换器的传统金属合金板通常使用最先进的光化学蚀刻来制造。金属陶瓷方案则通过多孔碳化钨预成型板与通道式碳化钨预成型板的机械连接，使用孔隙度补

偿（DCP）和扩散结合工艺来制造。

研究人员表示，这意味着可以使用比金属合金设计更便宜，速度更快的方案制造。“这就是降低成本的地方，”他们说。如果这种新型材料被成功商业化，高温超临界二氧化碳布雷顿循环光热发电技术的商业化将更进一步。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

3.15. 清洁供暖、垃圾发电…碟式斯特林光热技术多元化市场应用取得显著进展

碟式斯特林光热技术的多元化市场应用开发取得显著进展，据东方宏海新能源科技发展有限公司（简称东方宏海）消息，2018 年以来，该公司在碟式太阳能供暖、斯特林机垃圾焚烧发电等多元化市场领域取得显著突破，这对推动碟式光热技术和斯特林发动机的市场应用具有重要意义。

1、建成多个碟式太阳能供暖项目：位于甘肃酒泉瓜州的锁阳城镇燃煤锅炉清洁能源改造项目于 2018 年 11 月开始建设，12 月底集热并入管网进行供暖。该项目设计安装 12 台碟式太阳能聚光跟踪集热系统设备，一期共计安装 6 台碟式太阳能聚光跟踪集热系统设备+1 台 600kW 电锅炉设备，满足全镇（办公及公共设施建筑）供暖面积约 7000 平方米。

该项目采用东方宏海碟式太阳能聚光跟踪集热技术，高效的聚集太阳能，通过防冻液介质将太阳能高温热量置换成 60℃ 以上的热水进行供暖。系统设置了 2*100m³ 储水罐，当太阳光照强度 DNI 指标平均在 800W/m² 时，全年集热量 >3000GJ，经测试碟式太阳能集热设备的光热转化效率达到 86%。

目前已经建成的一期项目 6 台碟式太阳能集热设备能够满足全镇白天时段供暖，夜间使用电锅炉低谷电加热进行供

暖；二期再增加 6 台碟式太阳能集热设备共计 12 台碟式太阳能集热设备，能够满足全镇全天 24 小时供暖，当遇到连续 2 天以上阴雨无太阳天气，则系统自动启动电锅炉进行补充供暖。

据东方宏海方面数据，截至目前，该项目一期（6 台）供暖季节约用电约 86 万度电，节约电费约 45~50 万元/采暖季，每个采暖季节约标准煤约 120 吨，减少 CO₂ 排放 319 吨，减少 SO₂ 排放 21 吨，减少氮氧化物排放 10 吨。2018 年，东方宏海还在鄂尔多斯完成了 18 台碟式太阳能供蒸汽机组的安装，目前即将进入调试运行期。

2、垃圾焚烧发电市场取得新突破：“斯特林机作为一款“贵族产品”，此前主要应用于航空航天、核潜艇等高端领域。宏海新能源经过近八年的坚持，现已成功地将国产斯特林机的成本降低至商业化市场可接受范围内。在余热回收领域、垃圾发电、生物质能等民用市场，斯特林机都具有广阔的应用前景”。

多年的坚持终于迎来突破，2019 年 1 月 5 日，东方宏海与重庆市华茂投资有限责任公司（简称华茂投资）合作开发垃

圾焚烧发电项目战略合作协议签字仪式举行，该项目采用斯特林发电技术，填补了国内 150 吨以下中小型垃圾焚烧发电项目的技术空白，开创了中小型企业垃圾焚烧发电项目的先河，更开创了斯特林发动机在垃圾发电市场的应用先例。

该战略合作框架下的第一个项目，重庆市酉阳县铜鼓镇铜鼓村乡镇生活垃圾无害化处理项目已于 1 月 9 日开工建设。华茂投资总经理冉跃表示，该项目首次把‘斯特林’发电机用在了民用垃圾的焚烧处理上，预计每吨垃圾能够发电 433 度。后

续有望进一步提高到每吨垃圾实现发电 700 度，实现社会效益、环境效益、经济效益三丰收。

在传统的发电市场，作为国内为数甚少的坚持致力于碟式斯特林技术商业化的民营企业，东方宏海近十年来的坚持即将迎来收获期，而这更代表了碟式光热技术和斯特林发动机技术市场化的大幕正在拉开。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

第四章 国际光热行业动态

4.1. 世行发布摩洛哥超大型努奥光热电站最新宣传片

近日，世界银行（简称世行，World Bank）在其官方社交媒体平台上发布了其参与投资的摩洛哥 510MW Noor Ouarzazate（努奥瓦尔扎扎特）光热发电综合体宣传片，展示了光热发电（CSP）作为一种新型的清洁能源技术已然崛起，在全球清洁能源发展进程中担当越来越重要的角色。

据 CSPFocus 光略咨询此前报道，摩洛哥努奥太阳能发电项目包含三个光热和一个 70MW 光伏发电项目，三期光热发电项目分别为 160MW 槽式、200MW 槽式和 150MW 熔盐塔式。

其中二期和三期项目由中国电建山东电力建设第三工程公司与西班牙 SENER 公司担任 EPC 总包，我国西北电力设计院参与 NOORo3 三期塔式电站发电单元、BOP 以及全厂的工程设计工作。

努奥二三期光热电站是中国公司首次在海外承建的光热工程，工程汇集当今世界最先进的光热发电技术，对中国公司

掌握光热发电最前沿科技、占领世界新能源开发利用的制高点具有重要意义。

目前，整个项目已全部建成，为全球在运行的最大规模光热发电综合体。

努奥一期 160MW 槽式电站，3 小时储热，2016 年初投运；

努奥二期 200MW 槽式电站，6 小时储热，2018 年 1 月 10 日首次并网一次成功；利用 65 万面总面积达 180 万平方米的反射镜和总长达 27 万米的集热管聚热发电；

努奥三期 150MW 熔盐塔式电站，7.5 小时储热，塔高 248 米，2018 年 9 月实现满负荷运行；采用 7400 面单个面积达 178 平方米的定日镜追光聚热；世界单机容量最大的塔式光热电站。

（来源：CSPFocus 光热发电资讯）

4.2. 美国 CNN 视频报道 510MW Noor 光热电站

位于摩洛哥中部德拉特菲拉 (Drâa-Tafilalet) 地区瓦尔扎扎特 (Ouarzazate) 市的 Noor 太阳能发电综合园区总装机为 580MW, 占地 2000 公顷, 耗资 27 亿美元, 包括 510MW 的光热发电装机和 70MW 的光伏装机。

这是全球即将建成的装机最大的光热发电综合体项目, 虽然全球第一的名号将被迪拜 700MW 光热发电综合体项目取代, 但至少在 2020 年之前, 其依然是建成的最大的光热发电综合体项目。

目前该项目已经全面建成投运, 其可为逾 100 万户家庭提供稳定电力, 年减排二氧化碳量超 760000 吨。510MW 的光热装机由 160MW 的 NOOR1、200MW 的 NOOR2 以及 150MW 的 NOOR3 光热项目组成, 其中 NOOR2&NOOR3 项目由中国企业山东电力建设三公司与西班牙企业共同承建。

作为摩洛哥可再生能源发电计划的一部分, 该项目自开建以来便备受瞩目。

(来源: CSPPLAZA 光热发电平台)

4.3. 科威特 Shagaya 50MW 槽式光热发电项目全面建成投运

当地时间 2 月 20 日，位于科威特西北部 Jahra 省的 Shagaya RE Park (Shagaya Renewable Energy Park) 一期工程举行了投运仪式，科威特科学研究院(Kuwait Institute for Scientific Research) 院长 Samira Omar 在仪式上宣布，**园区一期工程已全面建成投运（其中包含 50MW 槽式光热发电项目）**。Shagaya RE Park 是一个综合性的发电园区，规划总装机 2000 兆瓦，**其中包括 750MW 槽式光热项目，450MW 熔盐塔式光热项目以及 142MW 的风电项目**。

上述一期项目总装机 70MW，由装机 50MW 的 Shagaya 槽式光热电站、一个 10MW 的光伏电站和一个 10MW 的风电场组成。

Shagaya 光热电站选址于沙漠地带，项目地多沙尘天气，采用抛物线槽式光热技术，配置双罐熔盐储热系统，储热时长不少于 10 小时，配套建设 2×5 单元模块直接空冷系统，计划年发电量为 180GWh。

该电站占地面积约为 247 公顷，区域地面平整，约有 100 万方的场平工作，采用 SKAL-ET 槽，集热面积达 673,620 平方



米，总计 206 个回路，安装 275000 面反射镜，10000 支集热管，20000 吨金属结构、3000 吨导热油、33000 吨熔盐。

该园区可助力科威特实现 2030 年前可再生能源发电占比提高至 15%的目标，全面建成后年减排二氧化碳量可达 500 万吨。

（来源： CSPPLAZA 光热发电平台）

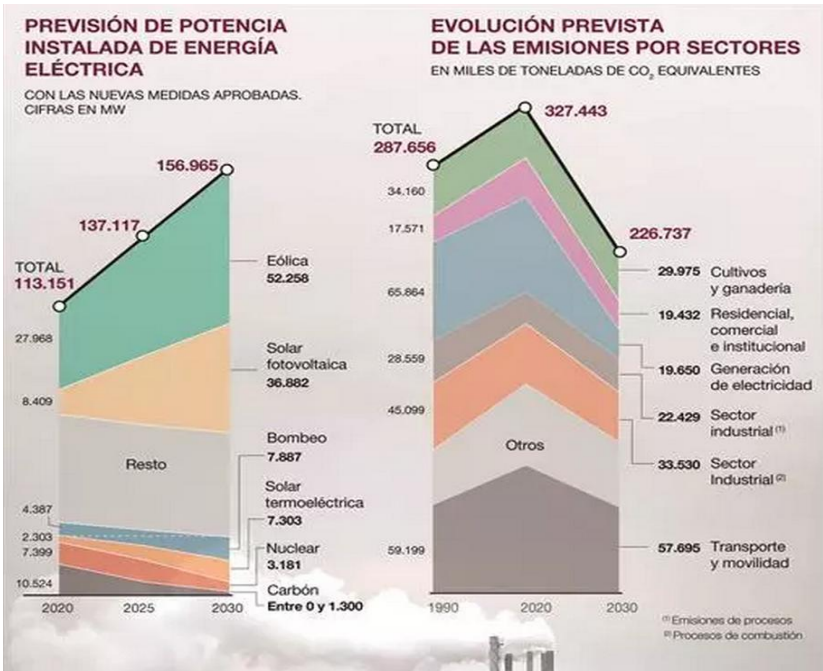
4.4. 西班牙光热发电装机将于 2030 年前大幅增至 7303MW

欧盟于近期发布的《The National Integrated Energy and Climate Plan 2030》（PNIEC 2030，2030 年国家能源和气候综合计划）指出，到 2030 年，西班牙风电装机量将由 2015 年的 22,925MW 增加至 50,528MW，太阳能光伏发电装机量将从 4,854MW 增至 36,882MW，而光热发电装机量则将从 2,300MW 增至 7,303MW。

按照该计划，到 2030 年，西班牙总发电装机量将为 157GW，其中光热发电装机（7.3GW）占比将为 4.65%，而风能发电将成为该国的最主流发电技术。

未来 11 年，西班牙 70% 的电力将使用绿色方式发电，满足全国 40% 电力需求。此外，该国还将于 2025-2035 年之间关闭核电站。

但就现实情况而言，西班牙市场因此前政策趋冷导致光热



发电已连续多年无任何新增装机，发展前景不明，目前尚不清楚该计划对此装机数据的判断依据。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

4.5. 智利首座太阳能热发电项目近期动态

Cerro Dominado 电站是智利首座太阳能热发电项目，装机容量为 110MW，采用塔式技术路线，配置 17.5 小时储能系统，可以实现 24 小时连续发电。该电站业主为 Cerro DominadorCSP 公司，EPC 方为 Abengoa/Acciona，O&M 方为 Abengoa。电站预计 2020 年投运，年减排二氧化碳 87 万吨。

1 月 11 日，Cerro Dominado 被国际项目融资组织授予“美洲最佳可再生能源融资项目”称号。去年 8 月，包括 Natixis, Deutsche Bank, SocieteGenerale, ABN AMRO, Santander, Commerzbank, Helaba, Brookfield, KB Insurance, KfW-IPEX, Kyobo and BTG Pactual 在内的国际和国内融资机构签订了超过 8 亿美元的项目融资协议。该颁奖



典礼将于 2 月在伦敦举行。

（来源：太阳能光热产业技术创新战略联盟）

4.6. 澳大利亚将建 50MW 液态钠介质光热光伏混合电站，预计年中完成融资

近日，澳大利亚创新塔式技术公司 Vast solar 正在为推进建设一个装机 30MW、总投资约为 2.4 亿美元的商业化光热电站而寻求融资合作伙伴，融资额为 7500 万美元。

此前，Vast solar 曾在澳大利亚新南威尔士州(New South Wales)建设了一个装机 1MW、配储能的试验型光热电站，并创新地采用了液态钠作为吸热介质。目前该电站已成功运行 12 个月左右。

据 Vast solar 首席执行官 Craig Wood 介绍，该试验性电站正在吸引全球瞩目，因为它的成功运行证明了用液态钠作为光热电站吸热介质的可行性，且这种介质可保证电站在多云天气下的高效运行。

得益于上述试验项目的成功运行，Vast solar 计划加快 30MW 商业化光热电站的推进步伐。另外，Vast solar 还将建



设一个装机 20MW 的光伏电站。两者将组成总装机 50MW 的光热-光伏混合电站。

拟建的 30MW 光热电站将继续采用液态钠作为吸热介质，并采用熔盐作为储热介质，电站储热时长将达 10 个小时。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

4.7. Aries 将为南非 Redstone 塔式光热发电项目提供独立工程师服务

近日，国际知名工程公司 Aries Energia 表示，其已确定将为南非 Redstone 光热发电项目提供独立工程师服务。

Redstone 塔式光热发电项目隶属于南非可再生能源独立电力生产商计划 REIPPPP 计划第三阶段 B 轮的中标项目，装机 100MW，是非洲首个塔式熔盐光热电站。

该项目在前期开发进程中历经波折，2014 年 12 月即已宣布中标结果，但因购电方 ESKOM 方面原因，直到 2018 年的 4 月 4 日才正式签订 PPA 协议，按此前该项目的中标电价，该项目的 PPA 签约电价为 12.5 美分/kWh。

Aries Energia 成立于 2016 年，前身为 Aries Ingenierías Sistemas。2016 年 12 月 1 日，Aries Ingenierías Sistemas 能源业务板块被瑞典知名的综合性工程咨询公司 Ares Consult 并购，从而成立新公司 Aries Energia。

早在 2015 年 1 月，Aries Ingenierías Sistemas 就中标中广核德令哈 50MW 光热发电项目，成为该项目的 OE，这也是国内第一个光热发电项目 OE 服务案例。

（来源：CSPPLAZA 光热发电平台）

4.8. 南非装机 100MW 的 Kathu 槽式光热电站开始商业化运行

法国 Engie 集团 2 月 6 日宣布,由其开发的南非装机 100MW 的 Kathu 槽式光热电站已经于 1 月 30 日正式进入商业化运行阶段。

Kathu 电站建于南非北开普省,是南非 REIPPPP 计划第三阶段 B 轮招标中标项目之一。由苏伊士环能集团 GDF Suez (于 2015 年 4 月更名为 Engie) 开发,西班牙 Sener 和 Acciona 组成的联合体为该项目的 EPC 总承包商。

Kathu 电站采用了 SENER Trough2 大开口槽式集热器。项目占地面积 4.5 平方公里,配置 4.5 小时储热系统,安装 384000 面反射镜,计 250 个回路,总采光面积 1047000 平方米。

该项目 PPA 协议期为 20 年,可为逾 179,000 户家庭提供清洁稳定的电力。

(来源: CSPPLAZA 光热发电平台)

4.9. 丹麦 Aalborg 中标迪拜 600MW 槽式光热电站蒸汽发生系统装置

近日，丹麦蒸汽发生系统领先供应商奥尔堡（AalborgCSP）与迪拜 950MW 光热光伏混合太阳能发电项目 EPC 总包商上海电气签订合约，将为该项目中三个装机均为 200MW 的槽式光热电站提供蒸汽发生系统装置。

据悉，奥尔堡将提供 42 套热交换器（heat exchangers）及压力容器（pressure vessels）。这也是奥尔堡迄今为止接到的最大光热电站蒸汽发生系统装置订单。

作为较早进入光热发电领域的公司，奥尔堡自 2007 年以来持续投入开发和产品升级，目前其导热油 SGS3、熔融盐 SGS4、油盐换热器、熔盐塔式吸热器等产品已用于全球多个光热电站当中，包括西班牙 5x50MW 槽式电站、西班牙 20MW+10MW 塔式电站、印度 50MW Godawari & 25MW Gujarat Solar One 光热电站等。

迪拜 950MW 光热+光伏发电项目是迪拜水电局 DEWA 与沙特国际电力和水务公司 ACWA 联合开发的马克图姆太阳能园区第一阶段第四期太阳能发电项目，包括 1*100MW 熔盐塔式+3*200MW 槽式共计 700MW 光热发电装机，以及 250MW 光伏发电装机。是全球迄今为止规模最大的光热电站。

项目建成后，每年将能够为迪拜 270000 多家住户提供清洁电力，每年减少 140 万吨碳排放量。

中国移动 下午12:02 56%	
迪拜太阳能园区第四期...	
塔式吸热器	比利时CMI Solar
槽式镜场技术	西班牙Abengoa
塔式镜场技术	美国Brightsource
OE	澳大利亚WorleyParsons
汽轮发电机设备	德国西门子股份公司
技术服务	内蒙古电力勘测设计院有限责任公司
施工A标工程	中国建筑第三工程局有限公司
塔式光热项目安装工程	中国建筑第三工程局有限公司二公司&中国能建南方建设投资有限公司湖南火电
常规岛勘察设计	中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司
空冷设备	SPX
储热设备	天沃科技
锅炉厂/辅机厂	奥尔堡/TEI
槽式蒸汽发生器	Aalborg CSP A/S

（来源：CSPPLAZA 光热发电网讯）

第五章 能源行业动态

5.1. 麦肯锡咨询公司发布《全球能源视角 2019：参考案例》（上）

1、全球能源视角的主要特征：a. 精密覆盖：按国家、部门和能源产品截止到 2050 年的长期预测（146 个国家，30 个部门和 55 个能源产品；b. 完全透明灵活：可获得底层需求驱动因素的所有细节且有能力根据具体场景定制解决方案；c. 全球影响力+本地专业知识：可获得 100 多个当地办事处，400 多名全球能源专家以及 20 多个行业实践中获取麦肯锡专家的相关专业知识

2、说明性细节水平：a. 道路运输：5 个车辆段：乘用车、2 轮和 3 轮、货车和皮卡、卡车、公共汽车。b. 3×3 卡车用例：3 个重量级、3 个距离等级（城市、区域和长途）。c. 7 大动力系统：汽油、电池用电动车、插电式混合动力车、混合动力车、天然气、液化石油气、柴油。d. 5 种燃料：汽油、柴油、液化石油气、天然气、电力。e. 年度预测：146 个国家、2016-2050。

3、核心观点：a. 全球一次能源需求于 2035 年达到巅峰，尽管人口膨胀且经济强劲增长。b. 到 2050 年，电力消耗将增

长一倍，到 2035 年可再生能源发电预计将占到总发电量的 50%。c. 天然气在全球能源需求中所占的份额继续增长—这将是唯一一种份额还在持续增长的化石燃料，并在 2035 年之后达到平稳水平。d. 石油需求增长大幅放缓，预计将在 21 世纪三十年代初达到峰值。e. 由于煤炭需求减少，预计碳排放量将下降，但 2 摄氏度的减排路径仍将遥遥无期。

4、执行摘要：a. 尽管人口和经济增长强劲，但 2035 年后全球一次能源需求仍处于停滞状态，主要是受可再生能源在能源结构中的渗透推动。此外，各地区经济体能源强度的下降抵消了能源需求的增加，而能源需求的增加是通过收入水平的提高来支持不断增长的人口，尤其是在新兴市场。

b. 到 2050 年，电力消耗将翻一番，而可再生能源预计到 2035 年将占发电总量的 50%以上，主要是由于对建筑的需求增加，以及公路运输向电力能源的转变。风电和光伏在装机容量中所占份额迅速上升，过去几年已占到新增净装机容量的一半以上。这一趋势使以化石燃料为基础的能源结构成为历史。随

着间歇性资源在总发电量中的作用不断增强，电力系统在平衡需求方面将出现强劲增长，尤其是当光伏和风电的总占比超过30%时。

c. 天然气成为在全球能源需求中所占的份额持续增长的唯一一种化石燃料——并在2035年之后趋于稳定，天然气是唯一一种化石燃料，在2035年之前，它在总能源需求中所占的份额一直在增长，尽管增速在下降，之后进入停滞期；即使考虑到重要的敏感性，天然气需求仍然在 $\pm 3\%$ 的范围内保持强劲。长期来看（2035年后），天然气总需求将下降。电力行业的压力尤其大，电力需求占总需求的比例从2015~2050年的41%降至33%。在各种天然气价格情景下，这一长期效应非常强劲；考虑到可再生能源相对于天然气的竞争力不断增强，即使天然气价格减半，也只能带来边际增量需求。

d. 石油需求增长大幅放缓，预计将在本世纪30年代初达到峰值，尽管历史上每年稳定增长超过1%，但未来十年石油需

求增长预计将放缓。这导致21世纪30年代初石油需求预计将达到峰值，为1.08亿桶/日。在加速转型情景下，随着运输和塑料回收电气化程度的提高，这一峰值将进一步提前至2025年之前。在这种情况下，到2050年，石油需求将是目前水平的一半。即使在加速转型情景下，仍然会有新的石油需求。然而，相比与参考案例，一些区域不再具有盈利性。

e. 由于煤炭需求的减少，预计碳排放量将会下降，但2摄氏度的减排路径仍将遥遥无期，全球能源相关排放在2024年达到峰值，2016~2050年下降20%。这种模式主要是由煤炭使用量的减少推动的，尤其是在中国和电力行业。1.5摄氏度甚至2摄氏度的情景仍然遥不可及。要达到1.5摄氏度的目标，所有行业都需要进行意义深远的脱碳或减少需求。如果零售价格降至3.5美元/千克或以下，氢就可以发挥作用。它可以在一些最难脱碳的部门中发挥重要作用。

（来源：ERR 能研微讯）

5.2. 麦肯锡咨询公司发布《全球能源视角 2019：参考案例》（下）

1、**尽管人口和经济增长强劲，但 2035 年后全球一次能源需求仍处于停滞状态**，主要原因是可再生能源加入到能源结构中导致。同时，下降的能源强度抵消了增长人口的收入增长，导致了能源需求增速的放缓。服务产业占全球经济很大一块份额，最终用户细分化使得服务产业高效，也是导致能源强度下降的主要因素。高效的技术在各个方面更加有效，导致能源消费下降，甚至是在中国这样的工业大国。能源需求发展反应了局部动态；大部分经合组织成员国家呈现一个下降趋势，只有非洲和印度到 2050 年大约有两倍增长。全球能源愿景项目参考案例比长期能源展望减缓了能源需求增长。

2、**到 2050 年，电力消费实现双倍增长，可再生能源到 2035 年将会占据超过 50%的发电量**，主要终端领域（尤其是建筑和道路运输）的电气化将推动电力需求翻倍。在交通运输领域，电动汽车的经济成本问题得到了大幅度改善，到 21 世纪 20 年代初将达到和传统燃料汽车同等的成本水平。在建筑领域，非经合组织国家（主要是中国和印度）较高的生活水平支持了制冷和家电需求的快速增长。在工业领域，大规模的工业电气化要求电价远低于 50 美元/兆瓦时。

风电和光伏在装机容量结构中所占份额迅速上升，2015~2017 年净新增装机容量中，风电和光伏所占比例超过一半。到 2030 年，可再生能源将比大多数地区现有的煤炭和天然气更便宜。因此，到 2035 年，全球近一半的发电能力将来自光伏能和风电，中国和印度将是主要贡献者。2035 年后，可再生能源发电占到全球电力供应的 50%以上，这与历史上以化石燃料为基础的发电截然不同。因此，根据技术进步水平和市场结构的不同，全球煤炭需求将在 2040~2050 年减半。随着光伏和风电在总发电量中所占的比例达到 30~50%，电力系统在平衡需求方面将出现强劲增长。特别是在 2030 年后，新的灵活性选项将发挥更大的作用，届时新增容量将达到灵活安装的 80%。到 2050 年，主要终端领域（尤其是建筑和道路运输）的电气化将推动电力需求翻倍。

到 2050 年，电力需求将翻一番，随着对其他燃料的需求总和趋于平缓，电力在最终能源消耗总量中所占的比例将从目前的 19%上升至 29%。到本世纪 20 年代初至中期，随着电动汽车成本价的降低，电动汽车在所有路段的普及速度都将增加。非经合组织国家（主要是中国和印度）生活水平的提高，支撑

了供冷和设备需求的快速增长。由于中高温热的电气化需要较低的电价，工业上进一步的电气化受到限制。工业用低温供暖的电气化在目前是可行的。

在交通运输领域，电动汽车经济性的大幅改善推动了电动汽车的电气化，在本世纪 20 年代初，电动汽车的成本将达到与传统燃料汽车相当的水平。一在未来 5~10 年，电动汽车将成为各市场中成本较低的选择。电动汽车成本将迅速下降，主要原因是电池组成本的下降（2017~2030，电池组成本从 220 美元/千瓦时降至 73 美元/千瓦时）。美国和中国的总成本平价的时间与欧洲相当，中国稍早，美国稍晚，反映出了燃料税和电动汽车补贴方面的差异。未来电池技术的改进（例如，能量密度）将使目前最难充电的重型电池实现电气化。

在 2030 年之前，大多数地区的可再生能源将比现有的煤炭和天然气便宜。到 2030 年，新建成的可再生能源将在能源成本上将会低于大多数国家现有的化石燃料发电—这是能源转型的关键转折点之一。大多数国家将在未来 5 年内达到这一转折点。在化石燃料价格相对较低以及太阳能潜力较低的推动下，美国西北地区在 2035 年后将达到转折点，这属于一个特例。

到 2035 年，全球总装机容量的近一半将来自光伏和风电，中国和印度是主要的贡献者。一到 2035 年，光伏和风电占全球装机容量的近一半。中国，印度和经济发展和合作组织国家是可再生能源建设的主要贡献者。气电装机容量将进一步增加，特别是在北美和中国。到 2035 年全球装机容量净增加约 675 吉瓦，相当于经合组织欧洲国家目前的气电装机容量的 3 倍。大多数地区的全球煤电装机容量下降，反映出经济不利和监管不断增加的问题。与 2016 年相比，中国煤电装机容量将持续扩张，但增长率远低于近期。在印度，煤炭对能源供应的作用和需求的快速增长远小于早先的预测，特别是光伏成为更具吸引力的替代方案。

可再生能源发电占 2035 年后电力供应的 50%以上，这是传统化石燃料发电到清洁能源发电的突破。可再生能源在发电中的作用正在加速增长。从目前的 25%左右开始，到 2035 年，可再生能源的全球发电量将增至 50%左右，到本世纪中叶接近 75%。煤炭和石油发电迅速减少，部分由可再生能源取代，部分由天然气替代品取代，成本更低或碳排放更低。天然气发电仍然是可再生能源系统中稳定的基荷和可调度能力供应商，但确实会在 2035 年左右达到峰值。

3、天然气需求：天然气继续增长其在全球能源需求中所占的份额，这是唯一的化石燃料并在 2035 年之后达到平稳水平

4 个主要转变和 1 个连续性正在塑造天然气需求，直到 2035 年。电力部门的可再生能源：由于可再生能源的竞争力不断提高，电力产能的进一步增加将受到限制。中国：中国将成为天然气需求增长率高于包括美国在内的下一个十大增长最快的国家，并且占到 2035 年需求增长的近一半。中东：尽管行业增长，中东的天然气需求在 2030 年之前达到峰值，这主要是由于可再生能源的经济性和天然气出口机会成本的提高所致。化工部门：化工产品需求的基本增长与美国，俄罗斯和伊朗等主要市场的原料价格相结合，实现加速增长，增加需求约 200 亿立方米。交通：我们继续看到交通运输的增长率非常高，但小基数意味着交通无法抵消所有其他部门的趋势。

即使考虑到显著的敏感性，天然气需求仍然在 $\pm 3\%$ 的范围内保持强劲。从长期来看（2035 年后），天然气需求整体下滑，原因是电力的急剧下降，从 2035 年至 50 年间下降了 228 亿立方米。鉴于可再生能源与天然气相比具有越来越强的竞争力，即使将天然气价格减半，也只能实现边际增量需求。

尽管增长率下降，天然气是唯一的化石燃料在总能源需求中的占比出现增长（直到 2035 年）。一在电力行业的推动下，过去二十年来天然气每年的需求增长远高于 2%（p. a.），相比于 1995 年，增加了一半以上。特别是在短期（直到 2025 年）和中期（直到 2035 年），在工业需求的带动下，所有部门的天然气需求继续增长。总体而言，这导致 2035 年的天然气需求比现在高出 20% 的原因。2035 年后需求的平稳主要是由于可再生能源的竞争加剧。由于海运领域的采用，运输业保持高增长率。然而，小基数限制了对整体趋势的影响。由于加速液化天然气（LNG）的加速和经济性与公路运输中的电动汽车相比，其他增长受到限制。石油和天然气（O&G）行业自身的天然气使用量预计将与天然气需求总量保持一致。

4、石油需求增长显著减缓，导致 21 世纪 30 年代前期达到峰值。尽管历史增长率稳定在每年超过 1%，石油需求增长率预计将放缓，在 21 世纪 30 年代前期达到 108MMB/d 的峰值。在未来的 15 年中化工领域占了增量的一半，电力部门和陆上交通部门的需求量减少的最多。化工部门是石油需求增长主要的驱动力，但是在 2030 年之后随着塑料需求增长的下滑以及塑料循环使用增加而放缓。2035 年全球年度电动汽车的销量

预计超过 1 亿，引发陆上交通所需的石油减少。

c. 在加速转型期的情况下，石油需求可能在 2025 年前就达到峰值，2050 年大概达到目前水平的一半。

即使在加速转型的情况下，石油生产方面也需要新的投资。更少需求导致的更低的石油价格将把电动汽车成本平价推迟几年，但是不会逆转这一趋势。尽管历史增长率稳定在每年超过 1%，石油需求增长率预计将减慢，在 21 世纪 30 年代前期达到 108MMB/d 的峰值。一石油需求已经以超过每年 1% 的速度增长了超过 30 年，但是增长预计于 2020 年之后显著减慢。

预计全球石油需求将在 2033 年达到顶峰，比我们去年的展望提前了 4 年。陆上交通需求的石油是关键驱动，日益增长的电动汽车的应用导致其将于 2025 年达到峰值，然后降低。2050 年，相关需求预计为每天 30MMB/d，在目前水平的三分之一以下。化工部门是石油需求增长的重要动力，将在 2030 年之后变缓，因为塑料循环利用率的生长。

未来 15 年，化工部门占石油需求增长的一半以上，而石油需求降幅最大的是电力部门和道路运输部门。一直到 2035 年，在塑料需求增长的推动下，化学品是石油需求增长最大的部门，特别是在新兴经济体。电力部门石油消费是未来几年石

油需求下降最大的部门。由于石油是发电效率最低的燃料，将被竞争日益激烈的可再生能源挤出。特别是在中东，各国正在迅速用天然气或可再生能源取代石油。由于经合组织国家和中国的电动汽车转型部分抵消了世界其他地区国家继续使用内燃机汽车的增长，对于公路运输部门，石油需求下降幅度并不大。在非经合组织亚洲和迪拜等枢纽国家航空业石油需求增长最为突出。

5、由于煤炭需求减少，预计碳排放量将下降，但 2 度的路径仍遥遥无期。全球碳排放量预计在 2024 年达到峰值，到 2050 年下降约 20%，主要原因是煤炭排放量的减少。到 2050 年，煤炭需求将下降 40%，主要原因是由于中国电力部门需求减少。所有部门都需要采取影响深远的脱碳举措，以达到 1.5 度的局面。为了达到 1.5 度的情况，可能需要氢来使原本难以减少的部门去碳化。然而，电解和 SMR+CCS（蒸汽甲烷重整+碳捕获和储存）制氢需要大幅降低成本才能具有竞争力。在渐进的情景下，电解制氢或将在 2030 年前与 SMR+CCS 竞争。

与能源相关的碳排放量（约占全球总排放量的 60%）将持续增长直到 2024 年，但随后或将呈现稳步下降态势。碳排放下降的原因是电力部门煤炭逐步淘汰的速度相对较快，这将导

致二氧化碳减少 6 吉吨 (Gt) (约 20%)，相当于目前美国和日本总排放量之和。然而，本次展望仍然远远没有达到按照 IPCC 提出所有设想方案的中值所界定的 2 度路径目标。

到 2050 年，煤炭需求将下降 40%，主要原因是中国电力部门需求减少。尽管印度和非经合组织亚洲区域国家的煤炭使

用大幅增长 (2050 年之前增加了 60~65%)，但煤炭需求仍下降了 40%这是由中国煤炭使用量下降造成的；中国煤炭需求或将下降 5300 万 TJ，相当于目前中国总需求的三分之二。

(来源：ERR 能研微讯)

5.3. 风电、光伏平价新政将带来什么？

在1月9日公布的《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》(下文简称《通知》)中,国家发展改革委、国家能源局明确表示将推进两类项目:一类是不需要国家补贴执行燃煤标杆电价的风电、光伏发电项目,即平价上网项目;另一类是上网电价低于燃煤标杆电价的项目,即首次提出的低价上网项目。

新政出台无疑将给2019年及以后可再生能源产业发展带来更直接的推动及更明确的利好。直接影响将是,2019~2020年实施的平价项目作为增量,在保障消纳的前提下,将与风光竞争性配置项目以及其他国家政策性项目的管理和建设并行推进,即风光有补贴的项目和相关政策还将继续,直至补贴完全退出。《可再生能源发展“十三五”规划》中提出,风电将在2020年实现与燃煤发电同平台竞争目标,预期在《通知》文件到期后,陆上风电将进入全面平价阶段,光伏发电也可同时或晚1~2年进入全面平价阶段。从平价试点到扩大范围到全面推进去补贴的机制设置,一方面给予产业合适的市场规模,另一方面也对产业提出技术进步、产业升级、降本增效的目标和要求。

间接影响方面,新政通过机制设计,把风光平价项目政策与现有的可再生能源自愿绿色证书机制、正在制定和推进中的可再生能源配额制度等有机衔接,并对地方政府、电网企业、金融机构等提出多方参与要求,共同促进可再生能源市场和产业良性发展。

1、新措施落地今年是关键:1月10日,国家能源局发布了平价上网政策官方解读文件,进一步解释说明了政策的背景、目的、工作机制、支持政策、实施期限等。其中,为推动风电、光伏发电平价上网顺利实施,对无补贴平价上网项目支持的八项政策措施是解读中最重要的内容。这八项支持政策可以分为两类,一类是此前已经出台、本次再一次提出或强化的老政策;另一类是针对平价上网特别推出的新措施。

延续或更强调操作性的既往政策主要在四个方面,即“避免不合理的收费”、“明确电网企业建设接网工程”、“强化全额保障性收购政策”和“创新金融支持方式”。

如“避免不合理的收费”在2018年4月国家能源局发布的《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》就曾提出。“全额保障性收购机制”则早在2016年初就颁布了正

式文件，同年5月发布了重点地区最低保障性收购利用小时数，其后又在《解决弃水弃风弃光问题实施方案》、《清洁能源消纳行动计划(2018-2020)》等政策文件中体现，并已经取得了很好的实施成效，此次风光平价政策亦将其作为重要政策再次强调。

与老政策相比，四项新措施或新提法则更有看点，也更为关键。一是不少于20年的固定电价收购政策。二是鼓励就近直接交易。三是与可再生能源电力绿色证书机制结合，即平价项目可以通过绿证交易获得合理收益。四是在确保完成全国能源消耗总量和强度“双控”目标的条件下，超出规划部分可再生能源消费量将不计入“双控”考核。

2、期待实现多赢：和以往政策相比，风光平价新政有两大特色，一是上文提及的政策创新，二是考虑了操作性因素进行政策设计，特别是发挥可再生能源相关主体的作用，形成政府、企业和电网等参与主体共赢的局面。

一是通过平价低价项目与规划内的其他项目共同推进市场和产业发展，降低成本，有助于减少对国家电价补贴资金需求，提升资金利用效率。平价上网与正在推进的配额制度和绿证机制衔接，也可以激发绿证交易市场。二是可再生能源企业

需要继续推进技术进步和产业升级，利用好两年政策窗口期。无论是风电还是光伏发电，近期产业自身降本的关键在于效率提升。三是电网企业也可获得潜在的发展机遇。

3、对经济性提出更多要求：平价项目需要达到两个前置条件，一是电网具备接网和消纳条件，二是具有较好经济性优势。先不考虑消纳条件，仅从经济性上考虑，在当前风光投资和运行成本条件下，国内已有部分地区和领域在2019年具备平价条件。

对于陆上风电，在“三北”平坦且风资源优质地区，如果年等效利用小时数达到2750，则8%收益水平下风电电价需求为0.32元/千瓦时，低于吉林、辽宁、黑龙江、冀北、山西、陕西等地的燃煤标杆电价(0.33~0.38元/千瓦时)；如果小时数达到3000，则电价需求为0.29元/千瓦时，这一数值与蒙西、蒙东、宁夏、甘肃、新疆的燃煤标杆电价非常接近。

在东中部山地一般资源地区，如果年等效利用小时数达到2200，则8%收益水平下电价需求为0.46元/千瓦时，与广东省燃煤标杆电价相当，且与大部分东中部地区的燃煤标杆差距低于0.05元/千瓦时。

由于风资源在各省份内部差异较大，风电场建设条件各

异，目前无论是在“三北”地区，还是在东中部地区，均有一定规模的风电项目具备平价条件。

对于集中光伏电站，在目前 4.5~5.0 元/瓦的初始投资水平下，在太阳能资源好、接网和消纳条件好的地区，部分电站可以实现与燃煤标杆电价平价，如吉林西部地区，等效利用小时数达到 1500 左右即可实现平价，此外陕西北部、河北北部、四川西部等部分地区也具备条件。东中部地区在有土地资源的条件下，如果地方有一定的电价补贴政策，也可以有项目按照燃煤标杆上网且不需要国家电价补贴。

分布式光伏发电如果有一定比例的自发自用，或者可以进行市场化直接交易，则全国 20 多个省市区均具备建设平价项目条件。

（来源：中国光伏行业协会 CPIA）