电力产业景气指数解读

电力行业发展应着力提质增效

7月15日，江苏电力扬州检修分部技术人员正在抢修存在发热缺陷的设备。 徐晶晶摄 （新华社发）

专家解读

电力行业景气指数的小幅调整，与宏观经济形势和气温因素密切相关。从积极的角度看，电力行业的变化也在很大程度上反映了我国经济结构正在发生深刻变化

中国电力企业联合会

副秘书长 欧阳昌裕

今年以来，我国电力供需总体宽松。根据监测，2015年二季度中经电力产业景气指数为97.8，比上季度下降0.5点，未能延续上升势头；预警指数为66.7，比上季度回落4.1点，仍处于偏冷的“浅蓝灯区”。

电力行业景气度的小幅调整，与宏观经济形势和气温因素密切相关。一方面，二季度，我国宏观经济缓中趋稳，经济增速为7.0%，虽然与一季度持平，但经济结构优化的势头明显，第三产业发展较快，而第二产业发展受产能过剩和市场需求不足等因素影响，发展势头有所放缓。另一方面，5月下旬至6月中旬大范围降雨、气温较上年同期偏低，影响了居民和第三产业用电量的增长。

反映到用电量指标上，二季度全社会用电量同比增长1.7%，增速比一季度加快0.9个百分点。从内部结构看，1至6月份，第二产业用电量同比下降0.5%；城乡居民用电量增长4.8%；第三产业用电量虽然同比增长8.1%，但用电量规模只有3397亿千瓦时。

从积极的角度看，电力行业的变化也在很大程度上反映了我国经济结构正在悄然发生深刻变化。例如，第二产业用电量增速降幅为0.5%，与一季度同比下降0.6%基本持平，但降速减缓势头已经初步呈现，表明工业经济缓中趋稳。在工业用电中，轻工业用电量3205亿千瓦时，同比增长2.1%，增速比一季度加快0.3个百分点，重工业用电量则同比下降0.9%。

高耗能行业用电量增速也出现了分化。1至6月份，化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼和有色金属冶炼四大高载能行业用电量合计8191亿千瓦时，同比下降1.5%，增速同比回落6.1个百分点；合计用电量占全社会用电量的比重为30.8%，对全社会用电量增长的贡献率为-37.4%。特别是黑色金属和建材行业用电量同比分别下降6.5%和6.4%，两者对全社会用电量增长的贡献率为-83.1%，若扣除这两个行业，则第二产业和工业用电增速分别从下降0.5%和下降0.4%升至1.2%和1.3%，制造业增速则从0.1%升至2.9%。

尽管全社会用电量同比增速只有1.3%，不过，经初步季节调整，二季度电力行业实现利润总额1215.3亿元，同比增长7.2%，增速比上季度大幅回落22.5个百分点。二季度，电煤价格仍处低位，为火电企业降低生产成本留出了一定的空间。不过，下游需求持续减弱导致发电设备利用小时同比下降以及燃煤发电上网电价、工商业用电价格下调，挤占了电力企业的盈利空间。

从投资情况看，经初步季节调整，二季度电力行业固定资产投资总额为1426.0亿元，同比由上季度增长7.3%转为下降3.7%。电力行业投资增速由增转降，主要受电网完成投资同比下降影响。

当前，我国电力行业已经进入新的发展阶段，应该着力提质增效，促进行业转型升级。在合理控制新开工和投产规模基础上，要加快加大水电、核电和调峰电源建设，提高电力资产利用效率和效益。要适度控制新能源发电建设节奏，加快跨省区送电通道及配电网建设，加快加大配电网建设和智能化升级改造，特别是加大实施农村电网建设改造力度，提高电力系统对分布式电源消纳能力和供电质量，着力解决弃水、弃风和弃光问题；全面贯彻落实电力体制改革要求，在试点基础上，加快研究制定各项实施细则意见。此外，加强电力需求侧管理，提高全社会电气化水平，不断提升电能占终端能源消费比重。

前瞻

景气度有望保持基本稳定

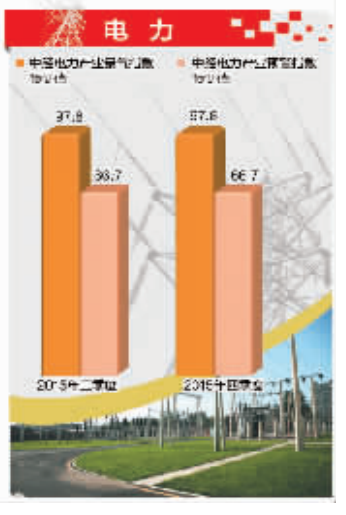
2015年二季度，电力行业企业景气调查结果显示，电力行业企业家对三季度企业经营状况预测的预期指数为132.7，比对二季度企业经营状况判断的即期指数高1.7点，比一季度的预期指数低4.4点。

二季度接受调查的电力行业企业中，85.1%的企业订货量“增加”或“持平”，比一季度下降1.8个百分点；95.5%的企业用工需求“增加”或“持平”，比一季度上升0.1个百分点；88.5%的企业投资“增加”或“持平”，比一季度下降0.2个百分点。

经模型测算，2015年三、四季度中经电力产业景气指数走势有望保持基本稳定，具体数值分别为97.8和97.8；预警指数未来2个季度保持平稳，具体数值均为66.7。

二季度，中央出台了一系列稳增长政策，将在未来一段时间逐渐发挥效力，电力行业景气度下行空间有限，有望在年内平稳运行。

针对当前运行形势，国家应加强政策预调微调，进一步巩固稳增长的基础，保证经济平稳健康发展，为电力行业发展提供更有利的环境。电力行业也应紧抓机遇，积极“走出去”，努力开拓海外市场，获得更大发展。



产业观察

稳步推进输配电价改革

工行投资银行部研究中心 赵东晨

在我国新一轮电力体制改革方案提出的“三放开、一独立、三加强”中，输配电价改革可谓担当了先锋的角色，其成败将直接决定后续的经营性电价改革、售电侧改革、发电计划改革等内容能够顺利推进

今年以来，我国输配电价改革步伐不断加快。年初，深圳率先启动输配电价改革试点；6月份，内蒙古西部电网输配电价改革试点方案也已获批，将在更为复杂的环境中对改革措施进行考验。

除深圳、蒙西两个试点外，安徽、湖北、宁夏、云南、贵州五省区也已先后纳入输配电价改革试点范围。其中，云南、贵州归属南方电网辖区，安徽、湖北、宁夏则分属国家电网下属的华东、华中、西北电网。并且五个省份的电源结构各有特点，云南、湖北以水电为主、火电为辅，贵州火电、水电并重，安徽以火电为主，宁夏则以火电为主且有相对较高比例的可再生能源装机。这也将对输配电价改革带来不同挑战，直接检验改革措施与电网的兼容程度。

值得注意的是，国家发展改革委在5月下发的通知中规定，跨省跨区送电按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电量、价格，并建立相应的价格调整机制。尽管近年来我国用电量增速显著放缓，但其中跨省区送电量却仍保持了高速增长。按照新的跨区送电定价方式，送电、受电双方在协商确定落地电价之后，再按照落地电价扣除现行输电价格和线损倒推确定上网电价。这意味着，此次调整之后，国家已经完成了对于跨区送电这部分电量的电价改革。而这部分电量是未来电力供需增量的主要部分之一，其意义不容忽视。由于跨区送电通道建设也是电网公司最主要的投资方向之一，以此作为切入点推进电力改革将面临较小阻力。

总体来看，新电改的进度以稳步推进为主，目前仍在输配电价改革这一攻坚阶段，下一步的重要节点将是正式将南方电网、蒙西电网开展的试点内容扩展到国家电网的辖区。预计这一关键步骤的真正落地实施将在明年上半年完成。