

国补退坡， 新能源行业发展需转向

以国补资金为重要营收来源的竞价项目逐步萎缩，新能源发电增量建设项目将全面转向充分市场化的平价项目。

文 | 王远

实现“双碳”行动目标，推动能源行业转型、高质量发展可再生能源是关键。在国家补贴可再生能源上网电价等政策利好的推动下，2020年年底，可再生能源发电装机容量达到9.3亿千瓦，占总装机容量的比重为42.4%，发电量达到2.2万亿千瓦时，占全社会用电量的比重达到29.5%，可再生能源成为社会用能系统中不可或缺的中坚力量。

不断攀升的可再生能源装机并网规模，与部分可再生能源企业现金流紧张、财务状况不佳形成鲜明对比，新能源企业似乎只挣了吆喝，实打实的现金难觅踪影。根据2020年新能源上市公司年报数据，龙源电力营业收入为286.67亿元、应收账款为244.87亿元，阳光电源营业收入为119.09亿元、应收账款为66.17亿元，林洋能源营业应收账款为40.59亿元，远超其营业收入（9.56亿元）。

新能源企业收入过度依赖补贴的现状不仅不合理，长此以往也将对产业发展造成不利影响。更何况，补贴的发放还需要一定的时间周期。根据财政部1~8批补助目录资金发放情况统计数据（缺口为1287.02亿元），及已经并网

发电但未纳入财政补贴目录的统计数据（缺口为1637.87亿元）测算，2020年年末，全国尚未发放新能源国补资金3300亿元。而年均清欠补贴额 = 年内补贴收入总额 - 当年新增项目补贴额 - 户用光伏总额 - 光伏扶贫总额 - 其他支出项，以2019年条件测算，年均清欠补贴额约为350亿元，则需要8~9年时间弥补新能源国补资金缺口，有望在2028年清偿国补资金欠款。也就是说，早期建设的新能源发电项目，回款周期或将进一步拉长。

政策定心丸

为践行“双碳”行动目标、回应行业呼声，2020年3月，发改委联合财政部、人民银行、银保监会及国家能源局联合印发《关于引导加大金融支持力度 促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知》（以下简称“《通知》”），旨在抚平市场疑虑，确认新能源国补的确定性，确保新能源行业平稳有序发展。

《通知》中“对已确权应收未收的财政补贴资金，可申请补贴确权贷款”的表述，相当于将应收未收财政补贴资金确认为了一种本金

安全、期限未定的债权,有助于消除市场的担忧,提升了新能源电厂融资时抵押资产的折扣率,应能有效缓解新能源电厂资金紧张局面。

虽然《通知》旨在引导金融机构加大对风电和光伏项目的支持力度,但是政府不会强行干预。金融机构根据与可再生能源企业的沟通情况和风险评估等自行决定是否提供补贴确权融资。融资方式、金额、年限、利率均由双方自主确定,对金融机构在新能源项目上的风险定价能力提出较高要求,前期介入新能源项目范围广、程度深,尤其是深度参与新能源发电审批、建设、运营、退出等项目全流程的金融机构有较大的业务增长空间。

《通知》要求,以应收未收国补资金作为增信措施贷款的企业,获得的国补资金不经企业周转,由电网企业直接拨付至企业还贷专用账户。该要求提升了银行对新能源项目贷款的资金把控能力,杜绝了企业通过财务操作隐匿国补资金的可能性,一定程度上提升了新能源项目的信贷可得性。同时,该要求对电网企业提出了直接要求,配合金融机构进行贷款企业收款账户变更成为电网企业的义务,为新能源企业向金融机构证明应收账款的真实稳定性提供了重要抓手。

《通知》提出,以发放绿电证书补偿新能源电厂国补利息损失,在一定程度上能够缓解新能源电厂资金紧张局面。绿色电力证书是我国向每兆瓦时废水可再生能源上网电量颁发的电子证书,根据《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》(发改能源〔2019〕807号),承担消纳责任的市场主体可通过认购的绿色电力证书,等额减计消纳量。但根据中国绿电证书认购交易平台数据,截至2021年1月,我国绿电证书成交量占核发量的0.15%,出售绿电证书弥补应收未收国补的利息成本效果有待观察。

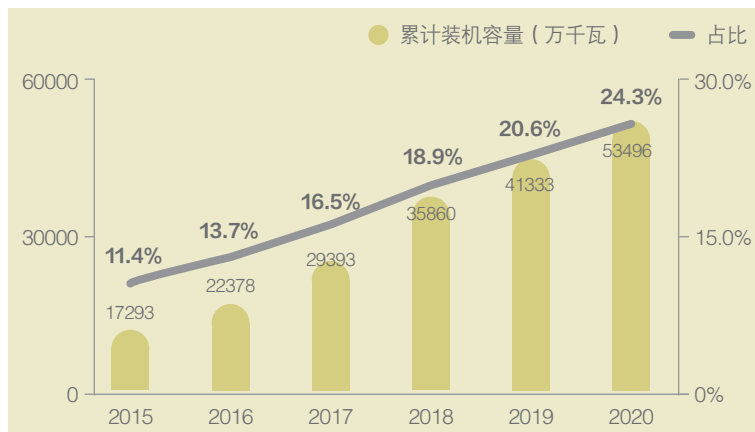
为顺应风电、光伏发电领域由竞价项目转向平价项目的政策趋势,《通知》提出,可为竞价转平价的项目优先发放拖欠的国补资金,通过测算放弃国补与应发未发国补产生的财务费用,剩余国补期限较短的竞价项目或有较大动力转为平价项目。

抓好行业新机会

国补退坡的趋势下,新能源发电企业面临了更大的压力。对内新能源企业需强化供应链管理,精益化管控装机成本。“十四五”时期,新能源发电的装机容量增长确定性较强,国补退坡对新能源发电项目的业主方建设、运营能力提出了更高要求,企业应避免为争取补贴而缩短工期、快速上马新项目的短期行为,在科学选址、造价管控、运维检测等方面拼实力、比内功,最终形成行业上中下游的创新联动,在平价上网的大背景下获取稳定收益。

《通知》提出,可为竞价转平价的项目优先发放拖欠的国补资金,通过测算放弃国补与应发未发国补产生的财务费用,剩余国补期限较短的竞价项目或有较大动力转为平价项目。

2015~2020 年我国新能源发电装机容量及占比攀升



资料来源:中研普华、中商产业研究所

企业应避免为争取补贴而缩短工期、快速上马新项目的短期行为,在科学选址、造价管控、运维检测等方面拼实力、比内功。

同时,新能源企业也要重视碳资产管理,抢抓利润新增长点。根据生态环保部2月1日发布的《碳排放权交易管理办法(试行)》,在全国碳市场建设的大背景下,新能源电站将获得稳定的CCER(国家核证自愿减排量)份额,重点排放单位则可通过购买CCER抵消碳排放配额的清缴。以光伏电站为例,1兆瓦光伏发电装机量带来的年均CCER约为1.1万吨,而上海环交所碳资产交易数据显示,碳价格为22~79元/吨,碳排放权交易为新能源电站带来了新利润增长点。新能源电厂应把握政策空间,尽快邀请专业碳咨询机构进行碳资产管理,通过出售碳排放权等方式抵消国补退坡影响。

对于金融机构来说,借助《通知》对金融机构的规范化指引,其在新能源行业市场将大有可为。比如以应收未收国补资金为底层资产,发行信托、ABN等标准化产品;也可以通过资产

购买、权益投资等方式,向部分可再生能源企业提供融资,以缓解其短期内较大的偿付压力。

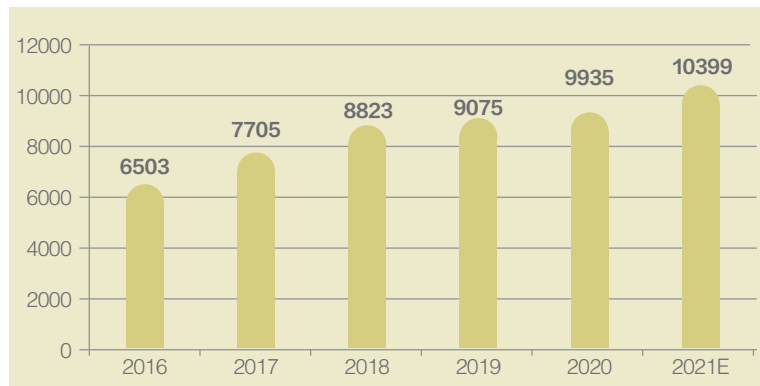
新能源国补作为一笔企业的应收未收现金流,期限存在一定的不确定性,但根据目前新能源发电的装机量的保守测算,新能源国补资金发放存在较为确定的最终到期日。金融机构应充分重视新能源国补应收未收资金金融市场,合理确认新能源国补应收未收资金的增信功能,补足担保、回购等兜底手段。《通知》再次确认新能源国补资金财政发放刚性,以抚平市场传闻造成的市场扰动,同时坚定发展新能源电源信心。但鉴于国补资金的发放顺序和时间节点,依然存在较大的不确定性,《通知》并未允许银行将新能源企业应收未收的国补资金作为一种可以作价转让的资产,只是允许银行将之作为一种增信方式。金融机构应该抢抓机遇,为在手展期项目争取公允定价,适当延长产品期限,稳妥开展新能源应收未收国补资金融资业务。但同时也需要以业主回购或外部担保为兜底手段,不宜过度追求超额定价。

3月15日,中央财经委员会第九次会议指出“构建以新能源为主体的新型电力系统”,结合新能源发电国补退坡趋势,以国补资金为重要营收来源的竞价项目逐步萎缩,新能源发电增量建设项目将全面转向充分市场化的平价项目。金融机构应提前布局平价并网新能源项目投融资业务。金融机构顺应市场变化,依托竞价项目建设融资及国补应收未收资金融资等项目经验,通过整合项目业主、EPC施工方、设备商、监理方等资源,构建新能源发电项目建设—运营—推出的全流程把控体系,积极介入评价新能源发电投融资项目,将有效增厚财务回报,创造社会价值。□

(作者供职于国网英大国际控股集团有限公司)

2016~2021年中国新能源市场规模统计

● 市场规模(亿元)



数据来源:中研普华、中商产业研究院