



海南省电力行业协会主办

海南电力

Hainan Electric Power

2020. 3 总第55期



目 录

电力行业政策解读

《电力安全文化建设指导意见》解读.....	1
《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》政策解读.....	2
《国家发展改革委国家能源局关于加强和规范电网 规划投资管理工作的通知》政策解读.....	4
《国家发展改革委国家能源局关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知》政策解读..	5
《国家能源局关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》解读.....	6
《国家发展改革委关于做好 2020 年电力中长期合同签订工作的通知》政策解读.....	11
《关于做好水电开发利益共享工作的指导意见》解读.....	12

聚焦自贸港电力建设

南方电网服务海南自贸区建设两周年观察.....	13
南方电网公司加大海南建设自贸港服务力度.....	17
海南电网公司五大行动十八举措“硬核”服务海南自贸港建设.....	18
海南电网琼海供电局为海南自贸港建设提供强劲电能支撑.....	19
海南自贸港建设再添新能量 南方电网首座大型天然气调峰电厂在文昌投产.....	20
6 月“云电入琼”总电量 3 亿千瓦时 助力海南自贸港建设.....	21
国家电投与海南省人民政府签署战略合作框架协议.....	22

电力行业信息分析速递

2020 年电价优惠政策成效地方自评启动.....	23
2020 年上半年全国电力供需形势分析预测报告.....	25
2020 年中国光伏产品出口市场发展现状分析.....	29
2020 年中国太阳能电池行业市场现状及发展前景分析.....	32
关于“十四五”期间核电安全问题的思考与建议.....	35

政策法规

国家发展改革委国家能源局关于加强和规范电网 规划投资管理工作的通知.....	38
国家能源局关于印发《电力安全文化建设指导意见》的通知.....	40
国家发展改革委 国家能源局关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知.....	42
《海南省 2020 年电力市场化交易方案》印发实施.....	43
海南省发展和改革委员会国家能源局南方监管局关于印发海南省 2020 年电力市场化交易方案的通知.....	43
《海南自贸港总体方案》中区块链技术的应用.....	46
国家标准《电力系统安全稳定导则》发布.....	47
《海南自贸港建设总体方案》（电力行业相关节选）.....	48

封面图片：大广坝水电站掠影 摄影：白沙供电局 吴清炳

《电力安全文化建设指导意见》解读

来源：国家能源局

为深入贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的各项决策部署，提升广大电力员工的安全文化素养，营造电力行业和谐守规的安全文化氛围。2020年7月，国家能源局印发了《电力安全文化建设指导意见》（以下简称《指导意见》）。现从四个方面对《指导意见》进行政策解读。

一、《指导意见》出台背景、重要性和必要性

党的十八大以来，以习近平同志为核心的党中央高度重视安全生产工作，习近平总书记多次作出重要指示批示。2016年12月，中共中央、国务院正式印发《关于推进安全生产领域改革发展的意见》，提出“推进安全文化建设，加强警示教育，强化全民安全意识和法治意识”等要求。2017年11月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于推进电力安全生产领域改革发展的实施意见》，将“推进安全文化建设”纳入五十项重点任务统筹考虑。2018年，国家能源局先后出台电力安全生产、应急能力建设和网络安全3个三年行动计划，对电力安全文化建设工作进行了再强调、再部署。今年2月，国务院安委会印发年度工作要点，要求各成员单位“普及安全知识、培育安全文化”。国家能源局作为行业指导部门，推进电力安全文化建设，势在必行。

在习近平新时代中国特色社会主义思想指引下，各电力企业秉承“安全是技术，安全是管理，安全是文化，安全是责任”的基本理念，结合电力安全生产领域改革发展实际，提出了很多内涵丰富、特色鲜明的安全文化，为促进我国电力安全生产形势持续稳定向好提供了思想保障。但随

着我国经济进入高质量发展新时期，电力行业正在发生复杂而深刻的变化，安全文化建设面临诸多挑战。从行业层面看，核心价值体系尚未确立，安全文化建设基本规范、标准缺失，不同领域、区域、企业之间的安全文化发展不均衡，安全文化载体相对单一，安全文化传播体系亟待完善。从企业层面看，思想上重视程度不够，一些基层班组安全意识淡薄，安全文化缺乏延续性，人力、物力、财力投入严重不足，制度规范执行不到位，宣传教育相对滞后。从员工层面看，安全文化素养参差不齐，安全知识和技能有待进一步提高，安全文化活动参与动力不足，考核评价体系有待健全。

在此背景下，国家能源局在全面总结“电力安全文化建设年”活动的基础上，印发《指导意见》。

二、电力安全文化建设的指导思想、原则和目标

电力安全文化建设的指导思想是：以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，以总体国家安全观和能源安全新战略为指引，全面贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的决策部署，牢固树立安全发展理念，以强化安全意识、规范安全行为、提升防范能力、养成安全习惯为目标，创新载体、注重实效，推动构建自我约束、持续改进的安全文化建设长效机制，全面提升电力行业安全文化建设水平，充分发挥安全文化的引领作用，全力打造和谐守规的电力安全文化。

电力安全文化建设应遵循的4项基本原则：全面系统、开放包容、整体协同、形式多样。

电力安全文化建设的主要目标是：行业层面，通过开展电力安全文化建设，促进电力行业安全生产形势持续稳定向好，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。企业层面，逐步建立电力安全文化建设责任体系、培训教育体系、管理监督体系、考核评价体系等，把安全文化作为企业文化的一项重要内容，为企业安全生产奠定基础。员工层面，通过宣传教育、学习培训，使安全理念转化为行动自觉，使安全技能得到有效提升，充分发挥安全文化的引领、凝聚、辐射作用，为家庭幸福和社会和谐提供保障。通过开展电力安全文化建设，使和谐守规的电力安全文化深入人心，电力安全文化体系日趋完善，电力员工安全文化素养稳步提升。

三、电力安全文化建设的实施路径

《指导意见》提出了6项重点工程：一是电力安全文化体系建设工程；二是电力安全文化组织机构建设工程；三是电力安全文化传播体系建设工程。四是电力安全文化产业发展机制建设工程。五是电力

安全文化教育培训体系建设工程。六是电力安全文化建设品牌企业创建完善工程。

《指导意见》同时提出了10项主要任务：一是构建电力安全文化体系。二是加强电力安全文化建设保障。三是开展电力安全文化建设评估。四是开展电力安全文化建设交流。五是开展电力安全文化宣传教育。六是强化电力安全文化技术支撑。七是加强电力安全线上培训。八是建设电力安全文化信用体系。九是加快电力安全文化成果孵化。十是促进电力安全文化资金投入。

四、落实《指导意见》的保障措施

《指导意见》提出了3个方面的保障措施：一是加强组织领导。高度重视电力安全文化建设工作，可根据工作需要设置组织机构，制定总体目标和具体措施，将安全文化建设与生产经营工作同部署、同推进。二是加强资金保障。拓宽投入渠道，形成行业、企业和社会共同支持的多元化投入机制，为安全文化发展提供必要的经费保障，确保安全文化研究、教育、传播活动有序进行。三是加强宣传引导。对电力安全文化建设进行主题宣传、典型宣传，营造和谐守规的电力安全良好氛围。

《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》政策解读

来源：国家能源局

为落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件精神，适应电力现货市场试点地区连续试结算工作需要，国家发展改革委、国家能源局近日联合印发了《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》（发改办能源

规〔2020〕245号）（以下简称《通知》）。现从文件出台背景、内容等方面进行解读。

一、出台背景

2017年8月，国家发改委办公厅、国家能源局综合司联合发文，明确在南方（以

广东起步)、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等8个地区开展电力现货市场建设试点。目前,8个试点已全部启动结算试运行,部分试点已完成全月结算试运行,电力现货市场建设迈出重要一步。为进一步理顺试点建设中存在的问题,推动试点地区结算试运行逐步拉长周期,增加频次,国家发改委、国家能源局在多次听取有关地方能源主管部门、电力企业、研究机构意见建议基础上,研究形成《通知》。

二、主要思路和内容

针对当前国内电力现货市场建设过程中遇到的突出问题,《通知》梳理了保障电力现货市场稳定运行的相关措施,推动试点地区做好不间断连续试运行相关准备,具体如下。

一是强调了电力现货市场与中长期市场的衔接关系。电力现货市场环境下,电力中长期交易从“电量交易”转变为“带时标的电力、电量交易”。《通知》提出售电企业及直接参加电力现货交易的电力用户应与发电企业约定分时结算规则,以体现不同时段电力的不同价值。不具备曲线管理能力的用户可由售电公司代理参与电力市场,发挥售电公司为用户“避险”的功能。

二是明确了不平衡资金的处理原则。不平衡资金关系到每个市场主体的切身利益,公平、透明地处理不平衡资金至关重要。为此《通知》要求独立记账、分类疏

导不平衡资金,并事先约定每类款项的处理方式,防止不平衡资金池形成新的“交叉补贴”。

三是强调了电力现货市场价格信号对电力生产、消费的引导作用。随着新能源发电快速发展,电力系统供需双侧的随机性和波动性不断增强。为了促进可再生能源消纳,充分调动电力系统中各类资源“削峰填谷”积极性,需要进一步完善电力现货市场价格形成机制,保证市场价格能切实反映系统实际供需情况,还原电力的商品属性。

四是对市场运营机构和技术支持系统开发方提出中立性要求。市场运营机构和技术支持系统开发方的核心岗位可以接触到未向市场公开但会影响市场价格的关键信息。为维护电力现货市场秩序,防止内幕交易,《通知》就运营机构核心岗位工作人员离职脱敏期、技术支持系统独立性等方面提出要求,进一步促进市场运营机构依法依规提供规范、可靠、高效、优质的电力交易服务。

五是对试点第一责任单位提出动态完善市场机制的工作要求。电力现货市场关系到电力生产运行的稳定可靠,市场起步初期可以采用临时性的行政干预措施,如遇重大情况,可以依据规则暂停电力现货市场,但各试点地区第一责任部门应尽快向所有市场主体披露相关信息,明确干预手段退出时间,尽快重启市场,确保市场发挥资源配置决定性作用,提高市场韧性。

《国家发展改革委 国家能源局关于加强和规范电网规划投资管理工作的通知》政策解读

来源：国家能源局

当前，电力行业从高速增长进入高质量发展阶段，新建输变电工程投资需求放缓，技术改造、自动化、信息化、客户服务等领域投资占比逐步提升。随着“放管服”改革不断深入，需要能源主管部门从促进行业健康发展角度进一步强化电力统筹规划，推进电网项目投资管理分级分类、规范高效开展。同时，新一轮输配电价核定已全面展开，输配电定价相关办法明确了纳入输配电价的电网投资需符合电力规划、并履行必要投资管理程序。在此背景下，2020年5月28日，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于加强和规范电网规划投资管理工作的通知》（发改能源规〔2020〕816号，以下简称《通知》）。

《通知》的出台是深入贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略、推动行业高质量发展的重要举措，也是落实“放管服”改革要求，加快政府职能转变的具体体现，从统筹规划、投资管理和事后评价三个环节入手，进一步明确了电网项目规划投资相关要求。现从以下六个方面进行解读。

一是加强电网规划与电力体制改革的衔接。按照《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）确定的“管住中间、放开两头”的体制架构，《通知》一方面体现了电网规划与输配电价监管的有效衔接，要求电网规划充分征求价格主管部门意见，合理论证投资规模；另一方面体现了电网规划与电力市场建设的有效衔接，要求电网规划要适应电力体制改革要求，按照市场化原则，遵循市场主体选择，合理安排跨省跨区输电通道等重大项目。

二是优化调整电网规划覆盖范围。为实现电网规划对提供输配电服务所需投资的合理覆盖，与输配电价核定政策进一步衔接，《通知》将电网规划覆盖范围按照“相关性”和“合理性”原则进行适度扩展。电网规划项目从原有的基建项目扩展为基建项目和技术改造项目两类，项目类型进一步涵盖输变电工程、信息化、智能化、客户服务，以及合理的运营场所和生产工器具等。其中，信息化、智能化主要包括电网通信、自动化、智能终端及信息化业务应用等内容；客户服务主要包括与用户相关的电能计量、服务渠道、终端应用等业务；运营场所主要是与输电业务相关的生产运行及供电服务等场所；生产工器具主要是为保障电网生产服务的必要辅助设备。

三是明确电网规划编制深度规定。明确对于110（66）千伏及以上的输变电工程基建项目，应明确项目建设安排，以便于纳入相应的输配电价监管周期；对于其他基建项目和技术改造项目，应明确规划期内的建设规模，有利于规划期内对电网投资进行预估；考虑到各省级电网规模的差异性，明确省级能源主管部门可依据实际情况，进一步研究确定各省级电网规划编制深度。

四是规范电网投资项目管理。根据《政府投资条例》、《企业投资项目核准和备案管理条例》等规定，明确纳入规划的各类电网项目按规定履行手续，推动实现电网项目分级、分类开展投资管理。同时强化定额测算核定、造价管理等工作对电网投资成本控制的作用。

五是开展电网项目动态监管。考虑到电网行业是重要的公用事业，且具有网络型自

然垄断属性,《通知》要求省级能源主管部门会同价格主管部门加强对电网项目的监督和管理。对于规划外新增的不确定性较大、时效性要求较高的国家政策性专项或其他重大变化,规划编制部门可按程序对规划项目进行调整,相关单位按照决策部署和实际需要及时组织实施。

六是加强事后分析评估。《通知》提出进一步优化评价方法,建立科学合理、各方共识的投资成效评价标准,围绕规划落实情况、实际运营情况等开展评价,同时,对于输变电项目功能定位变化情况及时作出明确,为输配电价核定提供依据。

《国家发展改革委 国家能源局关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知》政策解读

来源: 国家能源局

国家发展改革委、国家能源局近日联合印发了《关于各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知》(发改能源〔2020〕767 号)(以下简称《通知》),现从文件出台的背景、内容等方面进行解读。

一、《通知》出台的背景

为深入贯彻习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略,加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系,促进可再生能源开发和消纳利用,2019 年 5 月,国家发展改革委、国家能源局联合印发《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,以下简称 807 号文),提出建立健全可再生能源电力消纳保障机制,对各省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重,自 2020 年起全面进行监测评价和正式考核。今年是正式实施可再生能源电力消纳保障机制的第一年,意义重大。

807 号文明确,国家能源主管部门要根据可再生能源电力发展及消纳情况,正式下达 2020 年可再生能源电力消纳责任权重。2020 年 5 月 6 日,国家能源局印发

《关于 2019 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报》,公布了各省(区、市)可再生能源发展及消纳情况。在此基础上,国家能源局组织各省级能源主管部门会同各派出机构,以及电网企业,对 2020 年各省(区、市)可再生能源电力消纳责任权重进行了研究测算,并达成一致意见,具备正式下达条件。

二、消纳责任权重测算的原则

为推动机制平稳顺利实施,综合考虑新冠肺炎疫情影响,我们设定消纳责任权重主要遵循以下原则:

一是确保实现非化石能源占比目标。这是我们设定可再生能源电力消纳责任权重的基本前提。

二是促进消纳责任权重逐年提升。2020 年最低非水可再生能源电力消纳责任权重应不低于 2019 年实际完成情况,或不低于 807 号文明确的 2019 年消纳责任权重。

三是做到松紧适度、留有余地。在确保完成全国非化石能源消费占比目标的前

提下，依据各省（区、市）全社会用电量、可再生能源生产和消纳量，以及净输出、净输入可再生能源电量，合理确定各地消纳责任权重，既引导各地权重逐年提升，也不盲目加码，确保可再生能源电力消纳保障机制平稳有序实施。

三、《通知》的主要内容

《通知》明确了各省（区、市）2020年可再生能源电力消纳总量责任权重、非水电责任权重的最低值和激励值，西藏以可再生能源为主，807号文明确不予考核。

从全国情况看，10个省（区、市）的最低总量消纳责任权重超过30%，9个省（区、市）最低非水电消纳责任权重超过15%。与2019年实际完成情况相比，东中部省份最低非水电消纳责任权重同比增幅超过“三北”地区，有利于促进新能源跨省跨区消纳。同时，浙江、四川、宁夏、甘肃和青海等5个国家清洁能源示范省（区）的最低非水电消纳责任权重适当提高，以更好地发挥引领示范作用。

按此消纳责任权重测算评估，预计2020年可再生能源电力消费占比将达到28.2%、非水电消费占比将达到10.8%，分别比2019年增长0.3和0.7个百分点，能够支撑2020年非化石能源消费占比目标的完成。

另外，《通知》还进一步明确了各省级能源主管部门、各电网企业和国家能源局各派出机构的职责任务，确保消纳责任权重落到实处。

四、下一步工作落实

《通知》印发后，国家发展改革委、国家能源局将进一步协调各省抓好消纳责任权重落实。

一是加强信息监测。按月监测各省级行政区域可再生能源电力建设进展及消纳利用水平，按季跟踪电网企业调度、交易机构落实中长期电力交易情况，及时准确掌握各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重执行情况。

二是开展评估督促。初步计划今年9月组织开展全国可再生能源电力消纳责任权重执行情况评估，并根据评估情况，及时督促各省级能源主管部门、各电网企业、国家能源局各派出机构进一步落实2020年可再生能源电力消纳责任，确保可再生能源电力消纳保障机制落实到位。

国家能源局综合司
2020年6月1日

《国家能源局关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》解读

来源：国家能源局

国家能源局近日发布了《国家能源局关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（以下简称《通知》），国

家能源局新能源司有关负责同志就文件出台的背景、政策内容等进行了解读。

一、关于对《关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》的解读

(一)《通知》的背景是什么？

2019年5月，国家能源局印发了《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2019〕49号），重点突出推进平价上网和加大力度实施需国家补贴项目竞争配置的两大方向，同时强化风电、光伏发电项目的电力送出和消纳保障机制，提高市场竞争力，推动产业进入高质量发展的新阶段。

2019年，全国新增风电装机2574万千瓦，全国平均弃风率4%，同比下降3个百分点；新增光伏发电装机3011万千瓦，全国平均弃光率2%，同比下降1个百分点。到2019年底，全国风电、光伏发电累计并网装机容量分别达到2.1亿千瓦、2.04亿千瓦。2019年，我国风电、光伏发电总体平稳有序发展，其中风电增速同比提升，光伏发电增速有所减缓，风电、光伏产业技术持续进步，弃电现象得到有效控制。

2020年是“十三五”规划的收官之年，做好2020年风电、光伏发电行业管理工作，对巩固“十三五”发展成果、推进“十四五”良好开局具有重大意义。为做好2020年行业管理，持续推动风电、光伏发电稳中有进、稳中提质，促进产业高质量健康发展，国家能源局多次组织地方能源主管部门、投资开发企业、制造企业、行业协会、研究机构等相关单位召开研讨会，充分听取意见建议，研究完善政策思路，并最终形成了《通知》文件。

(二)《通知》的总体思路是什么？

2020年风电、光伏发电项目建设管理总体延续了《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》确定的政策思路，包括：积极推进平价上网项目、有序

推进需国家财政补贴项目、全面落实电力送出消纳条件、严格项目开发建设信息监测，保障了政策的延续性，有利于推进风电、光伏发电向平价上网的平稳过渡，实现行业的健康可持续发展。在此基础上，结合行业发展新情况，《通知》对2020年风电、光伏发电项目建设管理具体方案进行了调整完善。

(三)《通知》的总体要求是什么？

《通知》对项目建设管理有关各方明确了相关要求。一是对省级能源主管部门，要求根据国家可再生能源“十三五”相关规划、电网消纳能力、监测预警要求等，合理安排新增核准（备案）项目规模，规范有序组织项目建设，并加强项目信息管理。二是对电网企业，要求及时测算论证2020年风电、光伏发电新增消纳能力并落实消纳方案，做好电力送出工程建设衔接，合理安排项目并网时序。三是对投资企业，要求理性投资、防范投资风险，严格落实各项建设条件，有序组织项目开工建设，加强工程质量管控。四是对各派出机构，要求加强对规划落实、消纳能力论证、项目竞争配置、电网送出工程建设、项目并网消纳等事项的监管。

二、关于对《2020年风电项目建设方案》的解读（以下简称《风电建设方案》）

(一)《风电建设方案》对推进平价上网风电项目有哪些要求？

《风电建设方案》延续了《2019年风电项目建设工作方案》中提出的鼓励优先建设平价上网风电项目思路，各省级能源主管部门按照《国家发展改革委国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19号）（以下简称“19号文”）要求，积极开展平价上网项目：一要落实电力送出、消纳等条件；二要确保项目在2020年底前能够核准并开工建设；三要重点鼓

励各类在建或核准后未实质性开工的有补贴风电项目自愿转为平价项目；四要 2020 年 4 月底前报我局并抄送所在地派出机构，我局将及时统计并适时公布，以便督促相关机构协调推进项目建设，加强对有关支持政策的落实。

（二）按照《风电建设方案》要求，如何确定需国家补贴项目的建设空间？

《风电建设方案》要求各省级能源主管部门按照规划和消纳能力，有序组织需要国家补贴的风电项目建设。《风电发展“十三五”规划》各省级区域 2020 年规划并网目标减去 2019 年底已并网和已核准在有效期并承诺建设的风电项目规模（不包括平价上网风电项目和跨省跨区外送通道配置项目），为本省（区、市）2020 年可安排需国家财政补贴项目的总规模。2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前不能完成并网的，可转为平价项目，不再占需国家补贴项目的总规模。同时，为加强信息公开，引导企业理性投资，要求各省级能源主管部门及时向社会公布剩余容量空间。

（三）《风电建设方案》对分散式风电项目建设的要求如何？

《风电建设方案》继续积极支持分散式风电建设，鼓励各省（区、市）创新发展方式，积极推动分散式风电通过市场化交易试点方式进行项目建设。同时强调，要落实核准承诺制，构建“一站式”服务体系，完善标准规范，积极支持分散式风电发展。需要明确的是，不参与分布式市场化交易试点的仍需财政补贴分散式风电，要与陆上集中式风电一并纳入规划总量控制，不得随意扩大建设规模。

（四）《风电建设方案》对海上风电项目有什么新的要求？

《风电建设方案》明确提出，要稳妥推进海上风电建设，对累计并网容量、开工规模已超出《风电发展“十三五”规划》和国家能源局审定批复的海上风电规划目标的省份要暂停海上风电项目竞争性配置和核准工作。请各省落实已核准项目的建设条件，合理把握海上风电建设节奏，并对照公示的三类项目清单，有序组织项目建设。

（五）《风电建设方案》对落实电力送出消纳条件有何要求？

《风电建设方案》明确提出，一方面，国家能源局会及时、尽早发布 2020 年风电投资监测预警结果，引导风电企业理性投资。另一方面，要求国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司会同新能源消纳监测预警中心及时测算论证经营范围内各省级区域 2020 年风电新增消纳能力，报国家能源局复核后及时对社会发布，促进风电合理布局，防范投资风险。

（六）《风电建设方案》对项目开发建设信息监测要求如何？

《风电建设方案》再次强调严格落实项目开发建设的信息监测工作。明确要求新核准、新开工、在建、并网的风电项目单位在省级能源主管部门的组织下，按月及时登录可再生能源信息管理平台填报和更新项目信息，国家可再生能源信息中心按季度向国家能源局报送并抄送相关派出机构，以便及时、全面掌握全国风电建设节奏和进度，同时也为“十四五”风电规划做好相关数据基础准备工作。

（七）落实放管服改革有哪些措施？

《风电建设方案》提出，2020 年将继续抓好风电行业“放管服”，积极发挥市场配置资源决定作用。一是新增对各派出机构要求，加强对风电规划落实、消纳能力论证、项目竞争配置、电网送出工程建

设、项目并网消纳等事项的监管；二是地方能源主管部门要加大与国土、环保等部门的协调，推动降低非技术成本，为风电发展营造良好环境。

（八）针对新型冠状病毒感染的肺炎疫情的影响，对2020年风电建设管理有何考虑？

为落实党中央、国务院关于有序做好企业复工复产工作的有关要求，减轻疫情对风电行业的冲击，保障行业平稳有序发展，在广泛征求行业相关方意见的基础上，我们对2020年征求意见稿中平价项目申报时间进行了调整。考虑到疫情对平价项目在办理前期手续、获得电网消纳意见和项目申报等方面带来的影响，将征求意见稿中平价项目的申报截止时间延长一个半月，申报截止时间延长至4月底。

我们也将密切关注后续疫情发展形势，如出现其他重大情况，将按照国家相关安排，并结合行业发展需求，经充分论证后对相关政策做适当完善，切实保障风电行业实现高质量发展。

三、关于对《2020年光伏发电项目建设方案》的解读（以下简称《光伏建设方案》）

（一）《光伏建设方案》对推进平价上网光伏发电项目有哪些要求？

《光伏建设方案》中提出要积极支持、优先推进无补贴平价上网光伏发电项目建设，平价上网项目由各省级能源主管部门按照19号文有关要求，在落实接网、消纳等条件基础上组织实施，以更好地落实“放管服”工作要求，为地方的平价上网项目创造有利条件。为加强项目监测管理，各省需于2020年4月底前向我局报送项目信息并抄送所在地派出机构，相关项目应在2020年底前完成备案且开工建设。

（二）《光伏建设方案》对不同类型需要国家补贴项目的管理方案是什么？

2020年国家光伏发电项目总体上仍然采取2019年分类管理的思路。其中，需国家财政资金补贴的光伏发电项目参照2019年建设方案有关要求执行，即户用光伏不参与补贴竞价，只有2020年新建设的需要国家补贴的光伏发电项目（包括集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目，下同）参与补贴竞价，由地方通过竞争配置方式组织项目、国家通过全国统一竞价排序确定补贴名单。相应地，补贴资金亦按照分类切块管理，即2020年度新建光伏发电项目补贴预算总额度为15亿元，其中5亿元用于户用光伏，10亿元用于补贴竞价项目。

（三）户用光伏的建设规模如何确定？

《光伏建设方案》未直接给出2020年纳入国家财政补贴范围的户用光伏建设规模，而是对规模的测算方法进行了详细说明。主要是考虑，目前仅是财政部明确了2020年新增户用光伏的补贴预算总额度为5亿元，而国家发展改革委对户用光伏项目的电价政策尚未确定，无法明确户用光伏具体建设规模。从行业各界的主要意见来看，各方普遍希望2020年光伏政策文件能够尽快出台。为利于各方具备条件时抓紧启动2020年光伏发电建设相关工作，给开发企业预留充足的项目开发周期，避免因价格政策未出台影响2020年整体光伏发电工作开展进度，《光伏建设方案》明确了户用光伏建设规模的测算方法，待电价政策确定后，各方即可据此推算户用光伏建设规模。

规模具体测算方法为，按照户用光伏总补贴额度5亿元、年利用小时数1000小时和国家有关价格政策测算，并按照50万千瓦区间向下取整确定。例如，当户用光伏度电补贴强度为每千瓦时0.07元时，

测算为 714 万千瓦即向下取整为 700 万千瓦。同时,可享受国家补贴的户用光伏并网截止时间的确定方法与 2019 年保持一致。

(四) 2020 年补贴竞价项目的竞价规则有无调整?

2020 年补贴竞价项目的竞价规则和电价修正方案与 2019 年保持不变,由国家能源局根据各申报项目的修正电价由低到高排序遴选纳入补贴范围的项目。在全国排序累计补贴总额时,先按“度电补贴强度×装机容量×年利用小时数”计算各项目年补贴额,然后逐个项目累加计算总额,直至入选项目补贴总额达到 2020 年度新建光伏发电项目补贴预算总额上限 10 亿元。

(五) 补贴竞价项目申报需具备什么条件?

2020 年企业申报竞价补贴项目需具备的条件也沿用 2019 年方法。一是项目必须是 2020 年新建项目。二是项目所在地符合市场环境监测管理要求,项目具备接入和消纳条件。三是项目需具备土地(场地)建设条件。

(六) 申报补贴竞价项目需提供的支持性文件有哪些?

支持性文件要求与 2019 年相同。项目业主和省级能源主管部门通过国家能源局门户网站(网址:<http://www.nea.gov.cn>)登录国家可再生能源发电项目信息管理系统填报相关信息,并上传各项支持性文件。

其中,项目业主申报国家补贴项目须提交的支持性文件包括:(1)项目落实并网消纳支持性文件;(2)项目落实用地的支持性文件;(3)备案文件(已备案项目提交);(4)并网支持性文件(已建成并网项目提交);(5)其他相关支持性文件。

省级能源主管部门需要报送的支持性文件包括:(1)申报材料正文;(2)本省(区、市)电力消纳市场和接入系统研究报告;(3)省级电网公司(地方电网)承诺文件;(4)本省光伏发电项目竞争配置工作方案;(5)综合服务保障及配套支持性文件。

(七)针对新型冠状病毒感染的肺炎疫情的影响,对 2020 年光伏发电建设管理和延期未完建的 2019 年竞价项目有何考虑?

为落实党中央、国务院关于有序做好企业复工复产工作的有关要求,减轻疫情对光伏行业的冲击,保障行业平稳有序发展,在广泛征求行业相关方意见的基础上,我们对 2020 年征求意见稿中平价和竞价项目申报截止时间进行了调整,并对 2019 年竞价项目补贴退坡时间节点进行了研究。

关于 2020 年平价和竞价项目申报截止时间,考虑到疫情对 2020 年平价和竞价项目在办理前期手续、获得电网消纳意见和项目申报等方面带来的影响,我们将 2020 年征求意见稿中平价和竞价项目的报送(或申报)截止时间均延长一个半月,平价项目的报送截止时间延至 4 月底,2020 年竞价项目的申报截止时间延至 6 月 15 日。对于竞价项目的并网截止时间,经商价格主管部门及有关方面,拟暂延续《关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》(国能发新能〔2019〕49 号)有关要求,下一步,我们将根据疫情情况和行业实际进行进一步研究。

关于 2019 年竞价项目补贴退坡时间节点,目前尚有部分 2019 年竞价项目未完成建设,但受疫情影响,企业复工推迟,这些项目建设将不可避免地产生滞后。考虑到因受不可抗力因素影响,为保障相关企业合法权益,推动相关竞价项目建设工

作平稳有序发展，我们拟商价格主管部门及有关方面，根据疫情情况和行业实际，认真研究并适时发布延期政策。

我们也将密切关注后续疫情发展形势，如出现其他重大情况，将按照国家相

关安排，并结合行业发展需求，经充分论证后对相关政策做适当完善，切实保障光伏行业实现高质量发展。

《国家发展改革委关于做好 2020 年电力中长期合同签订工作的通知》政策解读

来源：国家发展改革委官网

电力中长期合同是电力市场主体规避市场风险、平抑市场价格、保障电力供应的重要手段，为电力市场稳定高效运行起到“压舱石”作用。近日，国家发展改革委坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，认真落实中央经济工作会议决策部署，印发了《关于做好 2020 年电力中长期合同签订工作的通知》（发改运行〔2019〕1982 号，以下简称《通知》）。这是新一轮电力体制改革以来完善电力批发市场的一份重要文件，有利于进一步建立健全电力市场化交易机制，确保中长期市场与现货市场的有效衔接，为深入推进电力体制改革奠定坚实基础。

《通知》对抓紧签订 2020 年电力中长期合同工作作出了详细规定，要求市场主体在签订中长期合同时要做到有量、有价、有曲线。有量，就是要保证市场主体电力中长期合同电量不低于上一年用电量 95% 或近三年平均用电量，签约达不到要求的，不能成为现货市场交易主体；有价，就是要鼓励在中长期合同中明确“基准价+浮动价”的价格机制；有曲线，就是要在中长期合同中明确约定电力负荷曲线，鼓励通过交易平台开展中长期电力曲线交易，确保与现货市场做好衔接。《通知》将各省级电网典型电力负荷曲线作为附件印

发，同时也鼓励各地电力主管部门提供更多行业或地区的电力负荷曲线，供市场主体签约时参考；鼓励相关市场主体、电能服务机构等提供更细更精准电力负荷曲线，帮助市场主体更好参与市场交易。

《通知》主要包括以下几方面内容：

（一）抓紧签订 2020 年电力中长期合同。要求尽快完成 2020 年电力中长期合同签订工作，鼓励市场主体在签订电力中长期合同时，按照国家规定的合同示范文本要求，参考应用《电力中长期交易合同示范文本（试行）》，各地可分发电类型、分用户行业细化研究制定并推广合同示范文本。

（二）完善中长期市场带电力负荷曲线交易机制。2020 年电力中长期合同应约定电力负荷曲线或曲线形成方式，探索带曲线开展平台集中交易，促进中长期交易的及时完整交割。中长期合同电力负荷曲线可灵活调整，为提升中长期交易比例提供高效的纠偏手段。

（三）努力实现电力中长期合同高比例签约。起步阶段，应采取有效措施保证市场主体电力中长期合同电量不低于上一年用电量 95% 或近三年的平均用电量，签约达不到要求的不能成为现货市场交易主

体。鼓励市场主体及时、高比例签约，相关签约信息定期对外披露，依法依规纳入信用监管。

(四)理顺电力中长期交易价格机制。严格执行国家核定的输配电价，电力直接交易中市场用户的用电价格由电能量价格、输配电价格、政府性基金及附加构成。鼓励市场主体协商签订中长期合同时，采用灵活可浮动的价格机制，理顺和打通电力及其上下游行业的价格市场化形成机制。

(五)明确未签足合同和未签合同市场主体的权责义务。对于未足额签订电力中长期合同，被限制参与现货交易的市场主体，其中长期合同电量与实际用电量的偏差，按市场规则进行偏差考核；未参与电力市场的用户由电网企业负责保底供电并执行目录价格。未签订年度合同且连续3个月无新增中长期交易成交电量的售电公司、市场化电力用户，暂停当年后续月份现货交易申报（含被动接受现货价格）资格。

《关于做好水电开发利益共享工作的指导意见》解读

来源：国家发展改革委官网

3月11日，国家发展和改革委员会、国家能源局、财政部、人力资源和社会保障部、自然资源部和国家宗教事务局联合印发了《关于做好水电开发利益共享工作的指导意见》（以下简称《指导意见》）。

一、背景情况

水电是技术成熟、运行灵活的清洁低碳可再生能源，具有防洪、供水、航运、灌溉等综合利用功能，是我国国民经济基础设施和基础产业，也是建设美丽中国、推进绿色发展、建立健全绿色低碳循环发展经济体系中的重要内容。我国水能资源技术可开发装机容量约6.87亿千瓦，年发电量约3万亿千瓦时。到2018年底，我国水电装机3.52亿千瓦，约占全国发电总装机容量的18%。目前，待开发的水电主要集中在西部地区，特别是三区三州地区，待开发水电分布与脱贫攻坚重点区域在行政区域和地域上重合度高，水电开发建设应该在脱贫攻坚以及巩固脱贫攻坚成果中承担更多的责任，发挥更大的作用。为贯彻落实党中央、国务院有关文件精神，推动水电开发成果更多惠及贫困地区和移民群众，促进共享发展成果，我们会同有关方面对水电开发利益共享政策、保障措施等

进行了认真研究，起草并出台了《指导意见》。

二、基本思路和主要内容

《指导意见》的编制，一是坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的十九大和十九届二中、三中全会精神，认真落实党中央、国务院关于新发展理念的决策部署，在移民安置和推动地方经济发展中，突出“共享”的主题，要切实做到提高保障和改善民生水平。二是《指导意见》的政策导向，不是简单地分利润，而是使相关各方，地方政府、移民群体、项目业主，都能从水电开发中合法合规获得合理利益，并且统筹考虑直接与间接、经济与社会、当前与长远等方面的利益共享。三是政策措施要具备可操作性，政策措施要吸取已探索试点后比较成功的经验，通过《指导意见》进一步明确后便于各地区和有关方面规范开展工作。

《指导意见》共包括三个部分，具体如下：

第一部分为总体要求。明确了指导思想，提出了政府引导、市场调节，统筹协调

调、倾斜移民，利益共享、多方共赢，创新探索、稳步推进的基本原则。

第二部分为主要内容。共8条，分别从完善移民补偿补助、尊重当地民风民俗和宗教文化、提升移民村镇宜居品质、创新库区工程建设体制机制、拓宽移民资产收益渠道、推进库区产业发展升级、强化能力建设和就业促进工作、加快库区能源产业扶持政策落地等8个方面进行了规定，覆盖了地方政府、移民群体、项目业主等主要利益相关方。

第三部分为保障措施。共3条，主要从加大政策支持力度、细化任务推动落实、

强化跟踪评估指导三个方面确保政策措施能够执行落地，稳妥推进水电移民利益共享工作。

《指导意见》的印发有利于推进水电开发利益共享工作，使地方和移民更好地分享水电开发带来的收益，促进西部地区经济社会可持续发展。下一步国家能源局将会同国家发展和改革委员会、财政部、人力资源和社会保障部、自然资源部和国家宗教事务局等部门督促和指导有关方面，因地制宜施行利益共享措施，共同将水电开发利益共享工作推向深入。

南方电网服务海南自贸区建设两周年观察

来源：南方电网报 孙艺璇 韩晓彤 郭卫华

东风浩荡气象新，大海之南逐浪高。2018年4月，党中央决定支持海南全岛建设自由贸易试验区，支持海南逐步探索、稳步推进中国特色自由贸易港建设。

海南发展迎来全面深化改革的重大历史机遇。海南电网公司也被赋予了新的使命——开启建设世界一流电网企业新征程，打造服务海南自贸区(港)的南网靓丽形象窗口。

两年来，在南方电网公司党组的统筹部署下，海南电网公司以“新基建”为智能电网建设赋能，补基础建设短板，换数字化跑道；充分发挥电网资源配置平台作用，先后投运海南联网二回、文昌气电项目，在能源供给侧实施“清洁替代”，大力支持清洁能源汽车，通过一系列扎实有效的举措，全力以赴支持和服务海南绿色能源岛建设。

电网更智能

为自贸区“新基建”赋能

在三亚市海棠区龙江风情小镇的新庄村10千伏林海I线台区新建项目工地上，

施工人员忙碌地铺设10千伏电缆以及架电杆进行低压线缆放线，一台崭新的400千伏安变压器正在安装当中。

该项目是疫情期间海南电网公司三亚供电局首批报备开工建设的智能电网项目之一。自2月14日复工至3月1日全面复工复产，该公司362个基建项目按下了快进键，把智能电网的各条“神经末梢”加速串联起来。

作为全国首个智能电网综合示范省，南方电网海南电网公司在抓好疫情防控的同时，以“新基建”为智能电网建设赋能，补基础建设短板，换数字化跑道，发力技术创新，为加快建设海南自由贸易港作贡献。

事实上，早在2017年，海南省委省政府和南方电网公司就超前谋划，部署海南省提升电网供电保障和抗灾能力三年行动计划。海南电网公司吹响了大干三年的号角，开启加速跑模式，一座座变电站如雨后天春笋般拔地而起。

2019年,海南省政府出台《海南智能电网建设方案》,由此,海南电网公司在“老三年”行动计划的基础上,全面开启省域智能电网“新三年”建设,打造全国唯一省域智能电网示范区。

海南智能电网建设主要内容可概括为“75111”,即通过推进7项省域系统工程项目、5个综合示范项目、1个数字电网平台、1个智能电网实验室和1个智能电网论坛,全面提升海南电网自动化、智能化水平,强化对海南自贸区(港)建设的电力支撑能力。

“海南电网将在海南省委、省政府和南方电网指导下,紧紧围绕生态立省、绿色崛起、国际旅游岛建设主线,按照‘超前谋划、需求驱动、远近结合’的原则,努力把海南打造成国内首个省域智能电网示范省。”海南电网公司董事长邓恩宏表示。

海南特殊的高温、高湿、高辐照、高盐密的“四高”气候环境,设备容易出现凝露、发热、腐蚀、绝缘老化等现象,影响电网设备的长期安全稳定运行。

今年1月10日,海南电网公司与中国电器科学研究院在海口签订“热带海岛环境智能电网装备适应性实验室”战略合作共建协议,这标志着海南省域智能电网“75111”工程进入新的重要阶段,海南自贸港建设将获更可靠的智能电网支撑。

受益于省域智能电网的建设,预计到2021年,海南全省客户年平均停电时间将从2018年的25小时降至8小时以内,达到国内一流水平。

建设智能电网也将有效推动海南省能源生产、消费、技术和体制改革,增强电网接入和消纳大型核电、气电以及分布式光伏发电等新能源的能力;到2021年,可使海南省清洁能源的装机比重从61%提高到65%,发电量比重从45%提高到55%,高于全国目前34%的平均水平,有力支撑海南能源发展转型。

办电更便捷

增强自贸区招商引资吸引力

新冠肺炎疫情影响之下,加快推进自贸港建设的海南,不断收获开放发展的讯息:国内外投资者积极投资海南,一批政策和措施在海南落地,外资外贸发展显现新亮点……一个个亮点中,透出海南发展的潜力和活力,也清晰可见海南加快推动开放的不懈努力。

自由贸易试验区、自由贸易港的本质和最大特色是开放,自由贸易港更是当今世界最高水平的开放形态。曾经属于经济欠发达地区的海南,市场主体少、规模小、实力弱,龙头企业缺乏,要补齐这一短板,招商引资是关键。

吸引企业、留住企业、发展企业、培育企业,都需要良好的营商环境,都离不开电力的支撑和保障。国际免税城、文明东越江通道、棚户改造项目……自启动海南自由贸易试验区和中国特色自由贸易港建设以来,多个重大项目陆续开工,对电力设施的配套和办电速度的要求越来越高。

海南电网公司高度重视优化电力营商环境,持续精简企业办电流程,努力减少办电成本,有效提升服务便捷性、精准性。

4月2日,在三亚市吉阳镇榆亚路,电动汽车充电桩项目正在紧张施工中。该项目用电容量增容1600千伏安,三亚供电局此前不到20天就完成相应的高压用电配套工程,为项目投产提供充足的电力保障。

“通俗来讲,用电报装配套工程是指,由电网公司出资从电源点到客户用地红线间的电力外线建设及改造。”据海南电网公司相关负责人介绍,过去配套工程项目涉及的审批环节多,导致实施周期较长,现在试行项目极简管理,可提升内转环节速度,进一步缩短客户办电时间。

近年来,为打造与海南自由贸易港建设相适应的现代供电服务体系,海南电网公司出台优化电力营商环境“三优三智四强化”举措,减少办电流程,让电力用户享受“简、降、快、优”的供电服务。

入夜,在高楼大厦鳞次栉比的海口市国兴大道上,楼面上的LED屏轮番显示着

椰子树、牡丹花等图样，海口新金融高新区流光溢彩，愈显繁华。城市的发展，离不开充足的电力支撑。

海南电网公司在海口、三亚试点推行“用电报装客户经理制”服务模式，通过“一口对外，内转外不转”实现客户快报快装，提升客户办电体验，全省高压客户平均接电时间同比下降43%，其中海口同比下降64%，三亚同比下降21%，降幅相对明显。

今年，海南电网在南方电网公司办电时限要求的基础上，自我加压，提出了高压单电源压缩至50天的要求。截至今年3月底，海南电网低压非居民(小微企业)和高压单电源累计客户平均接电时间分别为2.28天，34.71天。

2020年，海南电网公司还将完善远程服务渠道，优化“一次都不跑”业务流程，完善“在线签署”+“上门服务”模式，其中低压客户申请报装用电时直接签订电子合同，实现“不见面审批”。

能源更绿色

守护自贸区“碧水蓝天”

黎母山，位于海南琼中境内，这里是中国热带生物资源最丰富地区之一，也是物种保护的重要“基因库”。置身工程区，只见道路两侧边坡草木丰茂，绿意盎然，水库风景结合黎苗文化，更为当地旅游增添一抹靓丽。如若不是身临其境，很难相信我国首座海岛抽水蓄能电站海南琼中抽水蓄能电站就“扎根”在这片热带植物王国里。

2018年7月29日凌晨，海南琼中抽水蓄能电站最后一台机组投入商业运行，标志着海南岛第一座抽水蓄能电站全面投产发电。

该蓄能电站总装机容量为60万千瓦，设计年发电量为10.02亿千瓦时，是昌江核电站的配套工程；投运后每年可节省海南电力系统火电标煤耗16.31万吨，减少二氧化碳排放约42.7万吨，减少二氧化硫及粉尘排放约0.14万吨。

在海南省打造“碧水蓝天”国际旅游岛，大力发展绿色、低碳、循环经济的背

景下，海南电网公司坚决贯彻国家政策，打好污染防治攻坚战，落实南方电网公司清洁能源消纳专项行动方案，采取“省内挖潜+省外引入”的清洁能源消纳模式，充分挖掘清洁能源消纳潜力，助力海南自贸区(港)建设。

省内挖掘方面，海南电网公司充分挖掘系统潜力，做好机组检修及发电计划安排，在保证电网安全稳定运行前提下，优先保证风、光、水、核、生物质等清洁能源的消纳。

今年3月12日，南方电网公司海南文昌2×460兆瓦级燃气—蒸汽联合循环电厂1号机组完成168小时试运行，这标志着南方电网公司在海南省投资建设的首座天然气调峰电厂正式投入商业运行。

该项目一期建成投产后，年设计发电量22.76亿度，每年可节约标准煤约49.02万吨，1号机组投产后，海南省清洁能源装机占比提升至65%。

省外引入方面，2019年，海南电网首次实现云南清洁水电入琼消纳。该年投运的海南联网二回工程有效发挥了调剂海南电力余缺，为南方主网向海南输入清洁能源创造条件，显著提高海南全岛的供电可靠性。

2019年3月，海南省正式对外发布《海南省清洁能源汽车发展规划》，提出到2030年起全面禁售燃油汽车。

发展清洁能源汽车特别是新能源汽车，离不开完善的充电设施。海南电网公司对此高度重视，在拓展充换电基础设施业务方面积极探索、主动作为，已累计投资近1.35亿元。

未来，海南电网公司将通过深入分析电动汽车用户充电行为，结合电网调峰和新能源消纳需求，制定有序充电运行控制策略，实现用户有序充电，实现电动汽车充低谷电、绿色电，满足公众绿色出行需求。

对话

海南智能电网“75111”工程进度几何？

对话海南电网公司战略规划部主任助理余浩

2020年是海南自贸港建设总体方案实施之年，复工项目362个，在建工程计划复工项目开(复)工率97.5%，电网投资107亿，全省客户平均停电时间15.6小时……这一连串的数字展示了海南智能电网“75111”工程的建设进度。

作为全国首个智能电网综合示范省，海南电网公司城乡电网智能化升级改造和省内智能电网的建设情况如何？有何特色？就海南智能电网建设的最新状况，记者专访了海南电网公司战略规划部主任助理余浩。

记者：海南省域智能电网有什么特色和优势？

余浩：国内外智能电网示范项目多局限于某个园区或社区，针对智能电网建设的某一个或者几个方面进行示范，这类项目对某一个具体的技术应用示范效果还是不错的，但是相对来说缺乏整体性。

我们的省域智能电网是在充分吸取这些示范项目经验的基础上，形成的一个全产业链的综合示范，做到了贯穿发电、输电、配电、用电、通信、调度等各环节和电网规划建设、运行维护、客户服务等全业务流程，覆盖煤电、气电、核电、风电、光伏、生物质等各种电源类型，包含政府、

网平台一期于2019年10月投运，发挥大数据共享中心功能，实现了电网各类数据的“全面贯通”“全面感知”和“全面共享”，足不出户完成对电网状态的可观、可测和可控。

在南方电网内首次建成了数字电网平台一期工程，一些成熟新技术的推广应用取得了明显效果，比如配电自动化覆盖率已经超过90%，全省输电线路已经实现了无人机巡视全覆盖，低压集抄、智能电表也实现了全省覆盖。

记者：新冠肺炎疫情发生以来，海南智能电网相关工程项目复工状况如何？

发电企业、设备供应商、电力用户、科研单位、金融机构等各相关方，除了在具体技术上可以起到示范作用，还可以在管理模式和体制机制进行创新，最终形成由政府牵头、企业实施、用户参与、全员共享的示范体系。

我们这种成体系有利于全面减少客户停电时间、减少用户办电成本、提高供电质量，更多的老百姓可以享受建设成果，对全省的经济发展有更强的支撑。

记者：热带海岛环境智能电网装备适应性实验室建得怎么样？

余浩：今年1月10日，海南电网公司与中国电器科学研究院在海口签订“热带海岛环境智能电网装备适应性实验室”战略合作共建协议，发力南方电网重点实验室及国家省部级平台建设，标志着海南智能电网“75111”工程进入新的重要阶段。

“热带海岛环境智能电网装备适应性实验室(一期)建设”科技创新平台项目通过网级入库评审并立项。目前，该项目已经顺利完成开题、招标、总承包合同的签订，进入设计阶段。实验室建成后，我们将通过构建研发、标准、数据、测试与防护相结合的“四高”环境保护技术体系，有效降低电网灾害损失。

记者：海南智能电网建设取得哪些主要成效？

余浩：目前博鳌乐城智能电网综合示范项目一期工程已建成投产，海南数字电

余浩：自2月14日三亚抱坡110千伏输变电工程复工开始，至3月1日全省18个市县(除三沙外)全面复工复产。截至目前，复工项目累计362个，在建工程计划复工项目开(复)工率97.5%，实际到位参与施工人员3421名，路途返回人员570人。

记者：目前在智能电网领域投资状况如何？

余浩：从2019年3月到现在，刚满一年的时间内，我们完成和下达的电网固定资产投资已达107亿元。

记者：目前海南电网供电可靠性如何？

余浩：2017—2019年，海南电网公司按照省政府要求，加大电网投资力度，完成了提升电网三年行动计划，电网供电可

靠性和防风抗灾能力得到了明显改善，全省客户平均停电时间从2016年的全国倒数第二(42.7小时)提升到了目前国内中上游水平(15.6小时)。

南方电网公司加大海南建设自贸港服务力度

来源：南方电网报 朱玉

6月3日上午，在南方电网公司党组指导下，海南电网公司党委迅速以扩大会形式，集中学习贯彻习近平总书记关于海南自由贸易港建设的重要指示精神和中央推进海南全面深化改革开放领导小组第三次全体会议精神，并就落实《海南自由贸易港建设总体方案》作了研究部署。

海南电网公司表示，习近平总书记的重要指示精神为海南自由贸易港建设指明了方向、提供了根本遵循，中共中央、国务院印发《海南自由贸易港建设总体方案》掀开了海南发展全新篇章。新指示新方案对南方电网公司服务海南全面深化改革开放提出了新要求新任务，海南电网公司也迎来了更快建成国内乃至世界一流企业的新机遇。

海南电网公司要求广大干部员工把学习贯彻习近平总书记对海南自由贸易港建设的重要指示精神与学习贯彻习近平总书记“4·13”重要讲话精神和中央12号文件精神结合起来，以只争朝夕的作风和钉钉子精神真抓实干，确保干一件成一件。该公司表示，将对标迪拜、新加坡，以最高标准打造最优的电力营商环境，让其成为海南自由贸易港营商环境中的亮点；积

极利用地缘、政策优势等，推动南方电网服务区域协调发展重大战略在海南落实落地。

海南电网公司指出，新指示新方案是行动指南更是奋斗号角，接下来该公司将以服务自由贸易港建设引领公司各项工作，刀刃向内狠抓作风建设，领导带头强化执行力和提升服务基层能力，以“铁军”的优良作风展现央企责任担当。同时下沉工作重心，大抓支部、大抓基层，夯实服务自贸港建设基础。系统统筹好疫情防控常态化工作和企业生产经营，以超常规举措确保完成全年关键任务目标。

海南电网公司表示，下一步将以一系列强有力的实际行动贯彻落实习近平总书记的重要指示精神。今年初，该公司以5个方面、26项重点举措，全面承接南方电网公司服务海南全面深化改革开放26项举措及2020年服务海南重点工作；《海南自由贸易港建设总体方案》出台后，该公司又紧紧围绕海南“三区一中心”的发展定位，制定了融入和服务海南自由贸易港建设行动计划，涵盖5项行动计划、18项重点举措，以更高标准、更快速度、更高质量融入和服务海南自由贸易港建设。

海南电网公司五大行动十八举措“硬核” 服务海南自贸港建设

来源:海南电网新闻中心 朱玉 林娟

6月12日下午,在海南省发改委和南方能源局海南办负责人的见证下,海南电网公司召开动员部署会,发布《服务海南全面深化改革开放、为加快推进自贸港作贡献行动计划》(以下简称《行动计划》),公司董事长、党委书记邓恩宏在会上向全体干部员工发出动员,吹响以更高标准、更快速度、更高质量融入和服务海南自贸港建设的号角。

公司董事、总经理、党委副书记王志勇主持会议,海南省发改委副主任颜人才,南方能源局海南办主任邹水坤出席会议并讲话,在家领导班子出席会议。

《行动计划》全面承接南方电网服务海南全面深化改革开放26条举措,围绕海南“三区一中心”的发展定位,以南方电网公司“建成具有全球竞争力的世界一流企业”战略目标为引领,在发展智能电网、优化电力营商环境、践行新发展理念、提升电网综合保障、加强党建服务自贸港建设等方面提出5个行动计划18项重点举措。

智能电网将为海南自贸港建设提供有力支撑。《行动计划》提出,海南电网公司将以智能电网为基础助力“智慧海南”建设,高质量开展“十四五”智能电网发展规划研究,全面融入和服务“海澄文”、“大三亚”经济圈发展,按照“一园区一规划”原则,精心做好江东新区、三亚中央商务区等11个重点产业园区的电力专项规划,全面推进配电自动化建设,2020年实现配电自动化100%全覆盖,2021年实现配网故障智能定位和自动隔离。2020年海口、三亚中心城区客户年均停电时间降至1小时,2025年各地城区年均停电时间降至1小时,全面建成智能电网综合示范省。

电力营商环境是海南自贸港营商环境的关键要素。海南电网公司将对标广州、上海等发达城市,持续提升“获得电力”优质服务水平,配合政府出台适应海南自贸港特点、比肩迪拜和新加坡的供用电条例,从立法层面规范供用电行为,联合政府出台10千伏及以下低风险工程行政“零审批”。在全省推行160千伏安及以下小微企业低压供电行动计划,降低用电成本,减少审批流程,完善“在线签署”+“上门服务”模式,推广客户经理制,实现小微企业客户“一次都不跑”。靠前为重点产业、重点园区做好供电服务,提升自贸港贸易、投资便利性。2021年完成2015年11月后报装并产权移交小区的抄表到户改造,全力做好有关供配电设施维护管理,让人民群众享受改革红利。

清洁能源是海南自贸港绿色发展的必然要求。在践行新发展理念方面,海南电网公司提出将构建清洁能源供应体系,服务自贸港良好生态环境建设,2021年全省清洁能源装机比重提升至67%,实现分布式电源发电量全额消纳。2025年全省清洁能源装机占比提升至80%。积极推进昌江核电二期工程及文昌、万宁、洋浦、海口东等调峰电源建设,2020年全面建成文昌气电厂。加大推动电能替代、电动汽车充电服务业务力度,积极打造“绿色、低碳、清洁、高效”的海南清洁能源供应体系,减少能源发展对生态环境的影响。2025年将电网打造成为服务海南经济社会发展的“绿色平台”,实现电力设施与环境的友好融合。

可靠的电力保障是海南自贸港建设的保证。为提升电网综合供电保障和防风抗灾能力,全面支撑和服务国家重大战略实施,该公司将落实军民融合战略,全面提升三沙等重点区域供电保障能力。落实乡

乡村振兴战略，全力支持美丽乡村建设，围绕特色小镇积极打造城乡一体的现代农村电网。2021年建成50个以上特色小镇现代农村电网。2025年建成覆盖全省、100个特色小镇现代农村电网。做好三大主导产业重点项目、园区电力服务保障，开辟绿色办电通道服务海南5G发展。

举措的提出关键在落实。海南电网公司将强化党建引领，围绕发展重点难点问题

开展“两创两优”，通过组织带党员、党员带群众，争当先锋，争做表率。坚持岛内干部人才培养和岛外人才引进“双轮驱动”，实施南方电网公司服务自贸港人才计划，加强与国内科研机构、知名高校合作，联合创建重点实验室，成立博士后工作站，培养一批“高精尖缺”人才，为自贸港建设提供有力人才支撑。

海南电网琼海供电局为海南自贸港建设提供强劲电能支撑

来源：南方电网报

随着疫情防控形势逐步好转，海南省琼海市一批重点项目正马力全开抢抓工期抓进度。海南电网公司琼海供电局按照“突出重点、统筹兼顾、分类防控、有序推动”原则，以超常规举措，抓实、抓细、抓紧复工复产各项工作，为重点项目满负荷、高负荷复工复产按下“快进键”，助力海南自贸港建设提供强劲电能支撑。

为企业复工复产按下“快进键”

为全力支持重点项目复工复产，琼海供电局在各供电所成立了项目复工服务小组，组织了10支党员先锋队和青年突击队主动靠前服务，对供电区域内重点项目进行点对点、全流程用电需求跟踪，24小时监测重点项目复工用电情况，采取全天候、一对一服务模式确保客户诉求及时响应，为重点项目尽快竣工投产创造良好条件。

同时，琼海供电局加强与电力建设单位沟通协调，积极引导岛外施工人员分批有序返岗，合理统筹岛内施工力量，优先保障重点项目电力工程建设需要。按照电力施工现场安全全过程管控要求，强化现场作业十项防疫管控措施及安规等制度的刚性执行，严格落实各项电力工程开工审

批程序，确保施工人员、机具设备、防疫物资等满足复工作业安全要求。

海南环岛旅游公路琼海博鳌段是提升博鳌亚洲论坛硬件水平的海南省重大交通基础设施建设项目。该项目全长9.87公里，目前已完成总工程量的95%。“春节前我们已经新装一个三相电表满足该项目施工用电需求。疫情期间也没有停工，我们每周都会组织值班人员走访项目部，跟踪了解项目建设进度和用电情况，在落实各项防疫措施的前提下完成了3根电杆移除和90米低压电缆入地，确保该项目能够按期建成通车。”琼海供电局博鳌供电所副所长陈武说。

“闪电”办结跑出“加速度”

海南博鳌乐城国际医疗旅游先行区是国务院2013年批准设立的国家唯一国际医疗旅游产业园区。4月26日，琼海供电局工作人员对园区内的“永不落幕”国际创新药械开展后的用电情况进行回访。该展是博鳌乐城先行区首个疫后重点项目，为解决布展用电难题，该局按照“急事快办、特事特办”原则，专门开辟办电绿色通道，第一时间组织人员现场勘察，以最快速度新装了1台500千伏安变压器，并提前28天完成布展送电。

为千方百计把时间抢回来、损失补回来、影响的工期夺回来，琼海供电局主动对先行区内的户外环网柜、开闭所等开展自动化专业巡视，及时对隐患进行消缺，为这个国家级开发园区内的15个在建项目复工复产用电保驾护航。

面对疫情不利影响，琼海供电局全力以赴做好重点政府投资项目博鳌中心镇区规划二路市政工程10个环网柜和箱变基

础建设及2300米电缆敷设，该工程整体进度完成90%。仅用1天时间就“闪电”办结通电，解决了海南自由贸易试验区(第五批)重点建设项目之一博鳌镇留客村美丽乡村项目新增用电“燃眉之急”。

截至目前，琼海供电局已完成31个琼海市重点项目前期用电需求接火送电，占比49.21%，正式用电已全部按“一户一册”原则造册管控。

海南自贸港建设再添新能量 南方电网首座大型天然气调峰电厂在文昌投产

来源：南方电网报 张柳琦 宋印官 谷亚琼 丁卯

6月24日，海南岛首座大型天然气调峰电厂——海南文昌2×460MW级燃气—蒸汽联合循环电厂全面投产发电，为海南自由贸易港建设提供坚强电力保障。

该工程由南方电网公司投资建设，是南方电网公司落实党中央国务院推进“新基建”决策部署、助力能源转型和高质量发展的标志性工程，是南方电网服务海南全面深化改革开放的重点举措之一，也是党中央、国务院印发《海南自由贸易港建设总体方案》后，首个在海南投产的大型电源项目。

工程总投资约24亿元，建设2台460MW级燃气—蒸汽联合循环机组，设计年发电量22.76亿度。文昌燃气电厂建成投产后，每年可节约标准煤约49.02万吨、减排温室气体总量约131.86万吨，使海南省清洁能源装机占比提升至66.87%，进一步加快构建海南岛安全、绿色、集约、高效的清洁能源供应体系。

工期打破全国同类项目建设纪录

今年以来，新冠肺炎疫情肆虐全球，工程建设遇到了前所未有的挑战。南方电网公

司积极发挥央企影响力和带动力，统筹推进疫情防控和服务经济社会发展，扎实做好“六稳”工作，落实“六保”任务，有力地保证了各项进度节点按时完成，稳步高效推进工程建设。该电厂自主体工程开工至首台机组发电，仅用时1年零7天，至两台机组全部投产，总工期较定额工期缩短3个月，各项技术指标处于国内先进水平，以超常规举措创造了新的“自贸港速度”。

保障海南电力供应及调峰需要

随着《中共中央国务院关于支持海南全面深化改革开放的指导意见》的出台，海南经济社会发展将呈现快速增长态势，用电增长也将加速，昌江核电二期首台机组预计2025年投产，在其投产之前，海南新增用电需求将主要依赖新建气电予以保障。海南文昌燃气电厂的建成投产恰逢其时，将有力保障海南电力供应。同时，电厂毗邻我国文昌卫星发射基地，为火箭发射提供紧急备用电源，保证火箭发射期间供电稳定。

各项技术指标处于国内先进水平

海南文昌燃气电厂是国内少有的在投产初期就实现一键自启停(APS)技术的电厂,该项技术可以使机组按照规定程序进行设备的启停操作,极大简化了操作程序,降低误操作概率,且将启动时间缩短至2小时内,比常规启动时间缩短40分钟到1小时。除此之外,文昌燃气电厂机组还设计了FCB-孤岛运

行功能,如遇到电网突发故障,与电网解列后,机组仍能保持不停机状态,继续带厂用电运行,待电网故障排除后快速并网,迅速恢复对电网供电,因此响应速度更快、调节范围更大,极大地提升了电网复电能力及主力电源抗台风灾害的能力。

6月“云电入琼”总电量3亿千瓦时 助力海南自贸港建设

来源:南方电网报 宋印官 莫娟

6月起,云南清洁水电再次通过500千伏海底电缆送入海南,当月将购入电量约3亿千瓦时,6-11月“云电入琼”计划受入清洁水电15亿千瓦时,同比增加50%,正式拉开2020年云电入琼的序幕。

据了解,海南电网公司坚决贯彻国家打好“污染防治攻坚战”指示精神,落实南方电网公司清洁能源消纳专项行动方案,充分挖掘清洁能源消纳潜力,采取“省内挖潜+省外引入”的清洁能源消纳模式,助力海南自贸港建设。

海南纳入西电东送版图

2019年6月海南电网公司首次购入云电清洁水电,去年累计受入10亿千瓦时,有力支撑海南自贸港建设。

“今年5月以来,海南电网负荷较去年提升明显,为进一步做好迎峰度夏工作,经过双方政府反复磋商,最终将2020年受入电量提升至15亿千瓦时,较2019年同比增加50%。”海南电网公司市场营销部总经理马芸表示。

为做好清洁能源消纳,海南电网公司对云电入琼规模进行了反复论证,在保障电网安全的基础上,深入挖掘云电送琼空间,促进云南水电消纳。

“6至8月海南气温较高、用电需求较大,按照每月约3亿千瓦时电量受入,9至11月结合省内负荷需求安排受入,最大

限度吸纳云南清洁水电。”海南电网公司电力调度控制中心经理吴明轩表示。

海南电网公司统筹全省6-11月用电需求差异、省内机组发电安排,制定了受入云电的月度电量计划,后续将每月电量计划分解落实到周、按日执行,同时加强与南方电网公司的沟通,对计划执行过程中产生的偏差及时调整,保证月度电量计划的完成。

据了解,2020年前5月,云南处于枯水期,外送电量有限。下一步,海南电网公司将根据云南来水情况,积极协调沟通,最大限度吸纳清洁水电。

同时,随着海南具备了与广东甚至云贵地区进行更大规模、更大范围的电力互济的能力,海南也纳入了南方区域西电东送整体战略版图。

电力大通道 引入清洁水电

清洁水电是怎么送入海南呢?这其中又有哪些技术支撑呢?

据了解,海南联网一回与海南联网二回工程分别于2009年、2019年建成投运,已建成的两回联网工程总体输送容量达到120万千瓦,为海南与省外实施电力互济提供基础性条件,借助南方电网西电东送大平台,通过两回联网工程将云南的清洁水电送入海南。

“通过 500 千伏联网双回工程受入云电，与省内火电、核电送入电网有一定差别，需要我们提前做好省内机组开机方式安排，以及西电北送等关键输送通道运行方式安排，优化省内潮流分布，来保证云南清洁水电在省内顺利消纳。”海南电网公司电力调度控制中心副总经理余加喜表示。

在南方电网公司统一组织下，海南电网公司、云南电网公司、广东电网公司、超高压公司等单位协同配合，共同做好送受电计划安排，以及西电东送通道、两回联网工程等输变电设备的运行维护工作，全力保障云电入琼计划落实。

同时，海南电网公司提前做好全省发电机组检修计划安排，特别是迎峰度夏期间，保证负荷密集的北部地区发电机组均在网运行，尽可能减少西电北送关键断面的输送压力，保证云电通过联网双回工程顺利送入海南电网。5 月底前，已组织完成省内西电北送、西电东送通道等关键输变电设备的消缺维护工作，提升输变电设备的健康水平，确保云南清洁水电在省内顺利消纳。

清洁能源占比半数以上

近年来，海南省全力推进自贸港建设，明确提出生态文明示范区的定位，对构建

更加清洁、可靠的能源供应体系也提出了新的要求。

随着云电入琼，将有助于改善全省能源结构，降低海南整体的供电成本、保护海南生态环境。截至目前，海南全省发电装机容量共计 960.9 万千瓦，同比增长 5.5%。其中气电占 12.8%、核电占 13.5%、水电占 15.4%、其他新能源占 22%（含风电、太阳能、生物质）。

“海南一直以第三产业作为支柱产业，没有走高耗能大型工业化的道路，这也为海南能源供给的多样性发展提供了空间，为清洁低碳能源的吸纳提供了有利条件。目前海南清洁能源装机比重为 63.7%、发电量占比为 45%。”海南电网公司战略规划部负责人介绍。

今年以来，海南电网积极采取措施，促进风、光、气、生物质等清洁能源的消纳。数据显示，截至 2020 年 4 月底，海南统调装机同比增长 5.5%，海南电网风电、光伏及生物质能的新能源发电量已达 7.72 亿千瓦时，同比增加 8.7%。风电、光伏及生物质能的新能源发电量的提升，有力补充了今年水电出力不足的情况，确保省内电力供应平稳。

国家电投与海南省人民政府签署战略合作框架协议

来源：国家电力投资集团有限公司 廖华

7 月 24 日，国家电投与海南省人民政府在琼签署战略合作协议。海南省省长沈晓明，副省长沈丹阳，国家电投党组书记、董事长钱智民，国家电投党组成员、副总经理刘祥民出席签约仪式。沈晓明、钱智民分别代表双方签署战略合作框架协议。在琼期间，钱智民还调研海南分公司。

沈晓明感谢国家电投对海南自贸港建设的积极响应和大力支持，希望双方在港口岸电和智能码头建设、江东新区能源规划、建立农村污水处理可持续运营机制、

电动汽车电池再利用、远海风电等领域加强合作，建议国家电投深度参与深海科技城市建设，研究用好自贸港政策，拓宽在琼业务。

钱智民表示，国家电投将积极参与海南清洁能源岛和智慧海南建设，在综合智慧能源、智慧城市、能源生态产业、美丽乡村建设和氢能、储能、能源设施等领域加强与海南合作，助力海南自贸港建设。

本次战略合作框架协议的签署，充分体现了双方共同服务国家战略实施，立足

海南“三区一中心”的战略定位，践行能源革命，加快海南自由贸易港建设的合作宗旨。双方发挥各自优势，开展全方位、多领域、深层次战略合作，开启了国家电投在琼发展的新篇章。根据协议，国家电投将在琼设立海南区域总部，开发清洁能源项目，发展智慧能源服务产业和能源生态产业，同时加强科研、金融等领域合作，促进产学研深度融合。

23日，钱智民调研海南分公司，听取公司基础建设、区域统筹、项目发展等情况的汇报。钱智民对海南分公司近一个多月以来的工作状态给予肯定，针对下一步工作，钱智民强调，一要把握好工作方向，围绕国家对海南的战略定位及目标，以客户为导向，顺应海南发展大势，助力清洁、智慧、生态的海南自贸港建设。二要坚持差异化发展道路，按照集团制定的发展框架，实现电能与清洁、电能与智慧的融合

突破。三要汇集全集团力量，充分发挥集团平台公司专业优势，做好海南区域发展工作。四要实现项目发展突破，力争港口岸电、绿色交通、清洁能源替代、海上风电试点、智慧城市建设、美丽乡村建设等项目尽快落地。

海南省政府秘书长倪强、海口市市长丁晖，省发改委、省农业农村厅、省工业和信息厅、省交通运输厅、省国资委有关负责同志陪同参加签约及会见。集团公司行政总监兼综合部主任琚立生、重大项目总工程师兼发展部主任侯学众，新能源总工程师兼中国电力执行董事、总裁贺徙，综合智慧能源产业发展及创新产业指导委员会主任陈冠文，集团公司综合部、发展部，产业中心，及资本控股、智慧能源（国核电力院）、中国电力等有关负责同志分别参加上述活动。

2020年电价优惠政策成效地方自评估启动

信息来源：海南省电力行业协会秘书处

为了贯彻落实党中央、国务院关于降低工商业用电成本的决策部署，根据工业和信息化部办公室《关于组织开展电价改革相关政策成效跟踪评估工作的通知》（工信厅运行函〔2020〕146号）要求，海南省工业和信息化厅牵头组织开展海南省降低工商业企业用电成本，深化燃煤发电上网电价形成机制改革等相关政策成效地方自评估工作。省工信厅委托海南省电力行业协会承担本次地方自评估工作，电力行协按照要求开展抽样调查、现场访谈等，并顺利完成了本次自评估工作，得到了省工信厅和国家调研组的一致认可。

本次评估工作从二季度开始，按季度分三次进行。目前已经完成第二季度的评估工作，第三季度评估工作已经接近尾声，第四季度的评估工作将在2021年1月份完成。

在政策出台方面，首先是深化燃煤发

电上网电价形成机制改革政策，根据《国家发展改革委关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658号）有关要求，在结合海南实际的基础上，海南省发展和改革委员会制定并印发了《海南省燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案的通知》（琼发改价格〔2019〕1387号），将全省现行燃煤标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。并且对于暂不具备市场交易条件或不参与市场交易的电量按基准价执行。相对应的，省发改委先后出台《海南省2020年电力市场化交易方案》等一系列文件，逐步建立起燃煤发电上网电价市场交易机制。同时完善电价形成机制，建立健全市场化交易电价管理模式。

其次，降低工商业电价政策方面，根据《国家发展改革委办公厅关于疫情

防控期间采取支持性两部制电价政策《降低企业用电成本的通知》（发改办价格〔2020〕110号）、《国家发展改革委关于阶段性降低企业用电成本支持企业复工复产的通知》（发改价格〔2020〕258号）、《关于延长阶段性降低企业用电成本支持企业复工复产的通知》（发改价格〔2020〕994号）等文件要求，海南省先后出台了6个相关政策，主要内容包括三个方面：降低工商业电价、放宽（需）量电价计费方式变更周期和减容（暂停）期限、降低企业用电成本。具体到每一个方面的政策实施成效而言，在降低工商业电价上，从2019年4月1日起，下调工商业及其他用户单一制销售电价。2019年7月1日起，再次降低工商业及其他用户单一制销售电价。商住混合物业小区中商业用电也按照工商业及其他用户单一制销售电价执行。并且，为改善营商环境，促进旅游业、现代服务业等发展，从2019年7月1日起降低除大工业以外的工商业及其他用电基本电价；在放宽（需）量电价计费方式变更周期和减容（暂停）期限上，客户申请变更基本电费计收方式，不受“基本电费计收方式选定后3个月内保持不变”限制。客户申请变更计收方式后，电网企业在下月计算上月电费时即按新方式计费。客户申请暂停、减容、暂停恢复、减容恢复，不受“暂停用电不得小于15天”等限制，按暂停、减容天数免收、减收基本电费；对于疫情发生以来停工、停产的企业，经客户申请，暂停、减容起始日期可以追溯到2020年2月1日。对因疫情防控需要扩大产能的企业，原选择按合同最大需量方式缴纳电基本电费的，实际最大用量不受合同最大需量限制。对因疫情防控需要新建、扩建的医疗等场所用电，免收高可靠性供电费；在降低企业用地成本上，2020年2月5日印发的琼府11号文中“降低运营成本”中明确，对中小企业生产经营所

需的用电，自通知印发之日起可缓缴3个月费用，缓缴期间实行“欠费不停供”措施，并免收滞纳金。2020年2月9日印发的琼府办6号文中明确“对旅游企业生产经营所需的用电、用水、用气，经相关主管部门认定后，自本通知印发之日起可缓缴3个月费用，缓缴期不超过2020年6月30日，缓缴期间实行欠费不停供措施，并免收滞销纳金”。2020年2月开始执行“电费统一按原到户电价水平的95%结算”优惠政策。

二季度对海口、琼海、文昌、澄迈、定安和屯昌六个市县进行了抽样调查和现场访谈，主要发现政策实施过程中存在的以下两个方面的问题：一是转供主体将公共部分用电量分摊直接计入电度电价中收取。商业综合体、写字楼等转供电主体对公共部分电费和变压器、线路损耗计量不精准，分摊方式和计算方法也不统一，大多采用将公摊电量直接加入电度电价中收取的方式，导致终端用户的度电电价偏高，获得感不明显；二是海南电网公司投资能力不足和经营亏损问题日益凸显。

综上所述得出以下两个结论：一是截止2020年6月，海南省按国家要求及时出台各项电价改革政策，通过落实各项降价优惠措施，有效减轻非高耗能工商业用户电费负担；二是部分转供电主体对电价政策执行不到位，没有按照《国家发展改革委关于阶段性降低企业用电成本支持企业复工复产的通知》（发改价格〔2020〕258号）要求将5%的政策红利及时传导给终端用户；少数转供电主体继续沿用混合计收电费方式，未将电度电费和公摊电费区分计收。为此，提出了严格执行电价刚性政策、规范物业收费和加强市场监督管理的建议。

2020 年上半年全国电力供需形势分析预测报告

来源：中电联电力统计与数据中心

上半年，面对新冠肺炎疫情带来的严峻考验和复杂多变的国内外环境，在以习近平总书记为核心的党中央坚强领导下，全国上下统筹推进疫情防控和经济社会发展各项工作，疫情防控形势持续向好，经济运行稳步复苏。电力行业坚决贯彻落实党中央、国务院决策部署，为社会疫情防控和复工复产、复商复市提供坚强电力保障，并坚决落实好阶段性降低用电成本政策，降低用户用电成本。

一、2020 年上半年全国电力供需情况

（一）电力消费需求情况

上半年，全国全社会用电量 3.35 万亿千瓦时，同比下降 1.3%，一、二季度增速分别为-6.5%、3.9%，二季度经济运行稳步复苏是当季全社会用电量增速明显回升的最主要原因。4、5、6 月份，全社会用电量增速分别为 0.7%、4.6%和 6.1%，全社会用电量增速逐月上升的态势反映出社会复工复产、复商复市持续取得进展。

一是第一产业用电量同比增长 8.2%，畜牧业和渔业用电量快速增长。上半年，第一产业用电量 373 亿千瓦时，同比增长 8.2%，畜牧业、渔业、农业用电量同比分别增长 14.6%、12.2%和 4.6%。

二是第二产业用电量同比下降 2.5%，二季度增速回升。上半年，第二产业用电量 2.25 万亿千瓦时，同比下降 2.5%，一、二季度增速分别为-8.8%、3.3%。上半年，制造业用电量同比下降 3.0%，其中，四大高载能行业、其他制造业行业、高技术及装备制造业、消费品制造业用电量同比分

别下降 1.0%、2.5%、4.4%、9.4%。二季度，高技术及装备制造业增速上升至 4.3%，其中 6 月上升至 8.4%，是当前工业企业复工复产中的一大亮点。

三是第三产业用电量同比下降 4.0%，信息传输/软件和信息技术服务业用电量继续高速增长。上半年，第三产业用电量 5333 亿千瓦时，同比下降 4.0%，一、二季度增速分别为-8.3%、0.5%；随着复商复市的持续推进，6 月份增速回升至 7.0%。依托大数据、云计算、物联网等新技术的服务业快速发展，上半年信息传输/软件和信息技术服务业用电量增长 27.7%。

四是城乡居民生活用电量同比增长 6.6%，乡村居民用电增速高于城镇居民用电增速。上半年，城乡居民生活用电量 5331 亿千瓦时，同比增长 6.6%，一、二季度增速分别为 3.5%、10.6%。分城乡看，城镇居民用电量增长 3.6%，乡村居民用电量增长 10.5%。

五是西部地区用电量增长 2.9%，全国共有 13 个省份用电量为正增长。上半年，东、中、西部和东北地区全社会用电量增速分别为-3.1%、-3.0%、2.9%、-0.5%；全国有 13 个省份用电量为正增长，其中云南、新疆、内蒙古、甘肃 4 个省份增速超过 5%。

（二）电力生产供应情况

截至 6 月底，全国全口径发电装机容量 20.5 亿千瓦、同比增长 5.5%。上半年，全国规模以上电厂发电量为 3.36 万亿千

瓦时，同比下降 1.4%；全国发电设备平均利用小时 1727 小时，同比降低 107 小时。

一是电力投资快速增长。上半年，纳入行业投资统计体系的主要电力企业合计完成投资 3395 亿元，同比增长 21.6%。电源工程建设完成投资 1738 亿元，同比增长 51.5%，其中风电完成投资 854 亿元，同比增长 152.2%；电网工程建设完成投资 1657 亿元，同比增长 0.7%，其中，一、二季度增速分别为-27.4%、13.1%，二季度电网企业加快在建项目复工复产，并加大“新基建”等投资项目开工力度，发挥好有效投资的关键作用。

二是新增装机规模同比减少，非化石能源发电装机比重继续提高。上半年，全国新增发电装机容量 3695 万千瓦，同比减少 378 万千瓦。截至 6 月底，全国全口径水电装机容量 3.6 亿千瓦、火电 12.1 亿千瓦、核电 4877 万千瓦、并网风电 2.2 亿千瓦、并网太阳能发电装机 2.2 亿千瓦。全国全口径非化石能源发电装机容量合计 8.7 亿千瓦，占全口径发电装机容量的比重为 42.4%，比上年底提高 0.4 个百分点。

三是水电和火电发电量同比下降，核电、风电发电量较快增长。上半年，全国规模以上电厂水电、火电发电量分别为 4769、24343 亿千瓦时，同比分别下降 7.3% 和 1.6%；核电发电量 1716 亿千瓦时，同比增长 7.2%。并网风电发电量 2379 亿千瓦时，同比增长 10.9%。

四是核电、太阳能发电设备利用小时同比提高。上半年，全国核电设备利用小时 3519 小时，同比提高 90 小时；并网太阳能发电设备利用小时 663 小时，同比提高 13 小时。水电设备利用小时 1528 小时，同比降低 145 小时；火电设备利用小时 1947 小时，同比降低 119 小时，其中煤电 1994 小时，同比降低 133 小时；并网风电设备利用小时 1123 小时，同比降低 10 小时。

五是跨区送电量较快增长，清洁能源进一步大范围优化配置。上半年，全国跨区送电量 2454 亿千瓦时，同比增长 9.4%，其中，一、二季度增速分别为 6.8%、11.7%。全国跨省送电量 6470 亿千瓦时，同比增长 0.7%，其中，一、二季度增速分别为-5.2%、5.9%。

六是市场交易电量占全社会用电量比重同比提高。上半年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 12024 亿千瓦时，同比增长 5.9%。其中，电力市场中长期电力直接交易电量为 9602 亿千瓦时，同比增长 8.5%，占全社会用电量比重为 28.6%，同比提高 2.6 个百分点。

七是电力燃料供应总体有保障。上半年，煤炭供需形势经历“总体偏紧-平衡-偏紧”的变化过程。根据中国沿海电煤采购价格指数（CECI 沿海指数）显示，今年上半年各期 5500 大卡现货成交价波动范围为 468-569 元/吨，反映电煤采购综合成本的综合价波动范围为 489-564 元/吨。二季度煤炭消费快速上升，国内煤炭产量以及煤炭进口量下降，当季电煤供需形势从平衡转为偏紧。

（三）全国电力供需总体平衡

上半年，全国电力供需总体平衡有余，为社会疫情防控和复工复产、复商复市提供坚强电力保障。分电网区域看，华北、华东、华中、南方区域电力供需总体平衡；东北、西北区域电力供应能力富余。

二、全国电力供需形势预测

（一）下半年电力消费增速将比上半年明显回升

当前我国经济呈现出恢复性增长势头，表现出逐步回稳态势，充分展现出我国经济强大韧性和巨大回旋余地。同时，

国际疫情仍在蔓延，国际局势日益复杂，对我国经济社会发展和人民生活产生较大影响，对后续电力消费增长带来不确定性。总体判断，下半年电力消费增速将比上半年明显回升，预计下半年全社会用电量同比增长6%左右，全年全社会用电量同比增长2%-3%。

（二）非化石能源发电装机比重继续提高

预计全年全国基建新增发电装机容量1.3亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机投产8600万千瓦左右。预计年底全国发电装机容量21.3亿千瓦，同比增长6%左右。非化石能源发电装机容量达到9.3亿千瓦左右、占总装机容量比重上升至43.6%，比2019年底提高1.6个百分点左右，新能源发电装机比重的提升对电力系统调峰能力需求进一步增加。

（三）全国电力供需保持总体平衡

预计全国电力供需总体平衡、局部地区高峰时段电力供应偏紧。分区域看，预计华北、华东区域电力供需总体平衡；东北、西北区域电力供应能力富余；华中、南方区域部分省份高峰时段电力供需偏紧。省级电网中，湖南、江西、广东、内蒙古西部等部分地区用电高峰时段将可能出现电力缺口，需采取有序用电措施。

三、有关建议

电力行业作为我国国民经济的基础性行业，针对当前电力安全稳定供应、电力供应业发展能力、新能源发展等方面存在的问题，为进一步保障“六稳”和“六保”工作更好落实，提出有关建议如下：

（一）关于保障电力安全稳定供应方面的建议

当前经济逐步复苏，再叠加逆周期调节措施效果继续显现以及高温天气等因素，预计迎峰度夏期间电力负荷较快增长；同时，部分地区电煤供应偏紧，电力系统调峰能力不足，建议：

一是密切跟踪电力供需形势变化，做好相关预案。充分利用电力数据监测宏观经济及主要行业运行情况，针对电力供应可能偏紧的地区，及时根据形势变化修订有序用电方案和措施；关注机组及电力设备因疫情导致有效检修时间窗口缩短带来的安全性风险，加强省间电网调峰互济。二是保障电煤稳定供应。继续采取有力措施释放煤炭先进产能，并充分发挥进口煤补充作用，适当增加进口煤量，利用好国内国外“两个市场、两种资源”保障电煤供应。三是提高系统调节能力。加快建立并完善电力辅助服务市场及市场化电价形成机制，针对灵活性电源、电化学等储能装置出台容量电价，进一步提高灵活性调节电源以及储能装置建设的积极性，提高电力系统的调节能力。

（二）关于提高电力供应业发展能力方面的建议

上半年全国电力供应业输配电业务整体亏损，省级电网企业亏损面接近70%。为保障和提高电力供应业服务经济社会发展能力，尤其是落实好国务院政府工作报告提出的“推动降低企业生产经营成本、降低工商业电价5%政策延长至年底”要求，建议：

一是多渠道筹集一般工商业电价降价资金来源。在降价政策覆盖范围广、执行时间长的情况下，多渠道筹措降价资金来源，特别是多方筹措今年下半年执行工商业电价降5%的资金来源。二是对电力供应业提供相关政策支持。合理给予企业国有资本经营预算资金支持，在信贷投放规模、资金成本利率等方面对农网建设改造等工程给予更大支持。三是将电价交叉补贴纳

入输配电价。明确交叉补贴主体，单列交叉补贴标准，变“暗补”为“明补”，将交叉补贴纳入输配电价，解决电价交叉补贴问题。

（三）关于解决可再生能源补贴拖欠问题方面的建议

我国可再生能源补贴相关政策法规，推动了新能源产业取得长足发展，但近年来可再生能源补贴拖欠缺口越来越大，带来新能源企业资金紧张、企业财务费用大幅上升、上下游“三角债”、新能源企业评级下降导致企业融资难融资贵等问题，制约了新能源产业的健康可持续发展，建议：

一是坚持有法可依，提升全社会发展新能源的信心。通过政策法规等形式，明确新能源存量项目补贴拖欠的客观性，树立社会发展新能源的信心和前景，保障新能源企业健康发展。二是发行专项建设债，推动绿色信贷发展。以政策性银行或相关部门作为发行主体，分期发行政府、金融机构和企业三方联动的债券品种，化解补贴欠账问题，维护政府信用；鼓励各类金融机构探索利用风投、私募、信托等金融工具，为可再生能源企业提供多元化的绿色融资渠道。三是多种方式推广绿证交易。各级政府带头示范使用绿电、购买绿证，创造更多的绿证需求，培育社会绿色消费习惯，引导绿证市场进入良性循环通道；加快提高清洁能源消纳责任权重（配额比例），让更多市场主体扩大绿证的购买量。

注释：

四大高载能行业包括：化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色

金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业 4 个行业。

高技术及装备制造业包括：医药制造业、金属制品业、通用设备制造业、专用设备制造业、汽车制造业、铁路/船舶/航空航天和其他运输设备制造业、电气机械和器材制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、仪器仪表制造业 9 个行业。

消费品制造业包括：农副食品加工业、食品制造业、酒/饮料及精制茶制造业、烟草制品业、纺织业、纺织服装、服饰业、皮革/毛皮/羽毛及其制品和制鞋业、木材加工和木/竹/藤/棕/草制品业、家具制造业、造纸和纸制品业、印刷和记录媒介复制业、文教/工美/体育和娱乐用品制造业 12 个行业。

其他制造行业为制造业用电分类的 31 个行业中，除四大高载能行业、高技术及装备制造业、消费品行业之外的其他行业，包括：石油/煤炭及其他燃料加工业、化学纤维制造业、橡胶和塑料制品业、其他制造业、废弃资源综合利用业、金属制品/机械和设备修理业 6 个行业。

东部地区包括北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、海南 10 个省（市）；中部地区包括山西、安徽、江西、河南、湖北、湖南 6 个省；西部地区包括内蒙古、广西、重庆、四川、贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆 12 个省（市、自治区）；东北地区包括辽宁、吉林、黑龙江 3 个省，下同。

2020 年中国光伏产品出口市场发展现状分析

来源：前瞻产业研究院

2019 年尽管受政策调整影响，中国市场有所下滑，但产品价格的快速下滑使光伏发电在越来越多的国家具备成本竞争力，从而导致全球光伏市场快速发展，光伏产品产量不降反增，进而拉动光伏设备投资继续增长。

出口总额再破 200 亿

从技术发展情况看，目前，我国光伏设备企业从硅材料生产、硅片加工、光伏电池片、组件设备的生产以及相应的纯水制备、环保处理、净化工程的建设、以及与光伏产业链相应的检测设备、模拟器等，已经具备成套供应能力，部分产品如湿法清洗设备、制绒机、扩散炉、管式 PECVD、印刷机、单晶炉、多晶铸锭炉、层压机、检测及自动化设备等已有不同程度的出口。

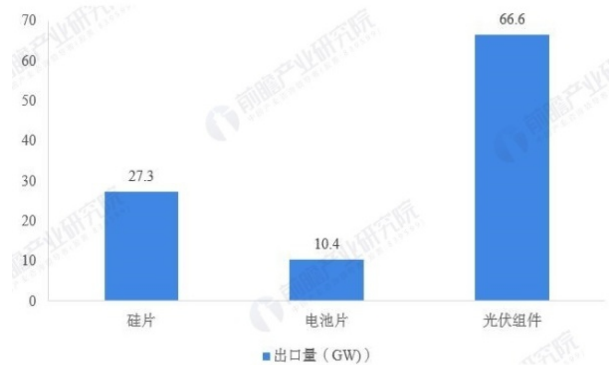
据中国光伏行业协会统计数据显示，2016 年以来，我国光伏主要产品(硅片、电池片和光伏组件)出口总额持续回升。2019 年，全国光伏产品出口额为 207.8 亿美元，再次突破 200 亿美元。



具体要产品方面，2019 年，凭借资金、技术、成本等优势我国光伏龙头企业不断扩大规模，海外企业则经营进一步承压而加速退出，产业链各环节进一步向中国大陆集中，海外下游产线更多选择从中国大陆进口硅片、电池片等产品以满足其生产的需求。2019 年海外光伏新增装机约为

85GW，同比增长约 37.7%，拉动了海外市场对组件产品的需求。硅片、电池片以及光伏组件出口量分别为 51.8 亿片(约 27.3GW)、10.4GW 和 66.6GW，均超过了 2018 年全年出口量。

图 2: 2019 年中国光伏主要产品出口量(单位: GW)



从出口金额来看，2019 年，硅片、电池片、组件出口额分别为 20 亿美元、14.7 亿美元、173.1 亿美元，除硅片出口额下降外，电池片、组件的出口额均同比大幅增长。光伏组件仍是主要光伏出口产品，2018-2019 年，光伏组件出口金额占比均在 80% 以上。

图 3: 2018-2019 年中国光伏发电主要产品出口结构对比(单位: %)

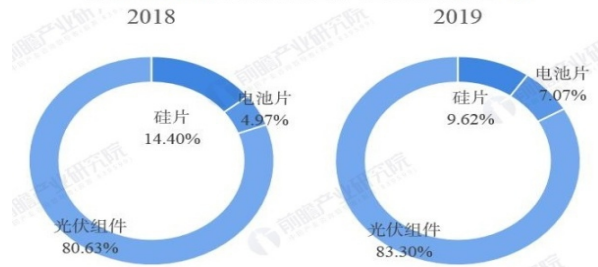
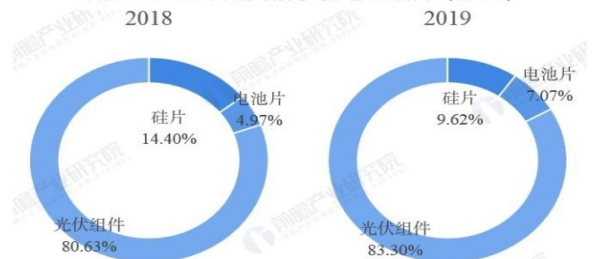


图 3: 2018-2019 年中国光伏发电主要产品出口结构对比(单位: %)



荷兰成第一出口市场

从出口国家/地区来看,对前十出口市场的光伏产品出口额约为 138 亿美元,同比增长 29%,占光伏产品出口总额的 66.4%,与上年基本持平。其中,亚洲国家有 4 个,欧洲国家有 3 个,马来西亚与泰国被挤出前十,荷兰、西班牙挤进前十,且荷兰一跃成为第一出口市场。前五出口国中,除荷兰外,越南以 9.1% 占比紧随其后,日本、印度和澳大利亚分列三四五位。

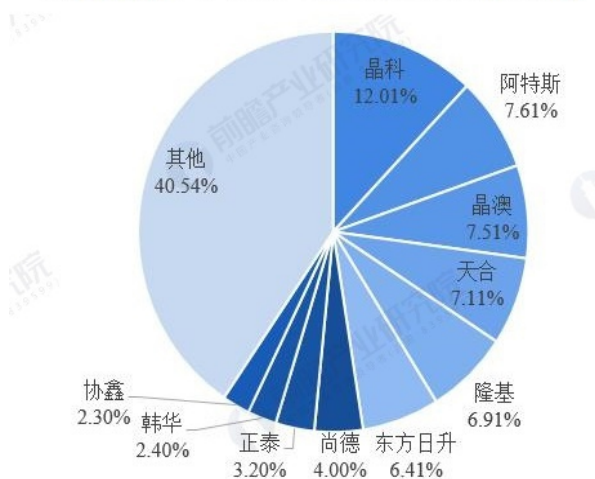
图表4: 2018-2019年中国光伏产品主要出口国家(地区)结构对比(单位: %)



出口企业方面,出口前十企业的光伏产品出口额约为 123.8 亿美元,占光伏产品出口总额的 59.6%,较 2018 年下降 2.2 个百分点。出口额超过 10 亿美元的企业达

到 6 家,分别为晶科能源、阿特斯、晶澳科技、天合光能、隆基绿能、东方日升,较 2018 年增加 2 家。晶科能源以 12.01% 占比排名第一,阿特斯和晶澳科技紧随其后,出口金额占比分别为 7.61% 和 7.51%。

图表5: 2019年中国光伏产品主要出口企业结构(单位: %)



更多数据请参考前瞻产业研究院《中国光伏发电产业市场前景与投资战略规划分析报告》,同时前瞻产业研究院提供产业大数据、产业规划、产业申报、产业园区规划、产业招商引资等解决方案。

2020 年中国太阳能电池行业市场现状及发展前景分析

来源: 前瞻产业研究院

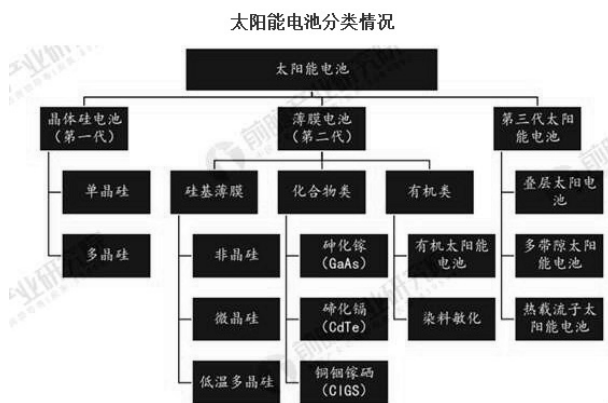
太阳能电池行业基本概况

光伏产业是指将硅料通过各类技术和工艺路线生产出太阳能电池片,并将太阳能电池经过串并联后进行封装保护形成大面积的太阳能电池组件,再配合功率控制器等,形成光伏发电装置的产业链。

1、单晶硅太阳能占比不断提升

根据半导体材料的不同,可以将太阳能电池分为晶硅太阳能电池和薄膜太阳能电池。晶硅电池是研究最早、最先进入应用的第一代太阳能电池技术,按照材料的形态可分为单晶硅电池和多晶硅电池,其中单晶硅电池根据基体硅片掺杂不同又分为 P 型电池和 N 型电池。

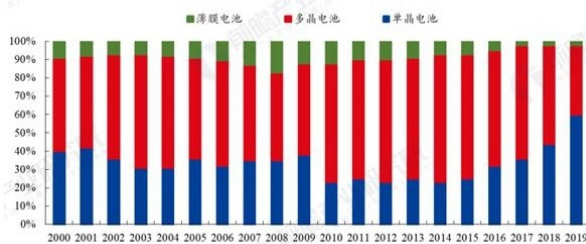
目前应用最为广泛的单晶 PERC 电池即为 P 型单晶硅电池,而 TOPCon、异质结、IBC 等新型太阳能电池技术主要是指 N 型单晶硅电池。



在太阳能电池市场上，多晶硅片经济型层一度领先单晶。但从2015-2016年开始，以隆基为首的单晶厂商实现技术突破，大幅降低了单晶硅片成本。由于单晶硅电池具备更高的转化效率，导致单晶硅片对应的单瓦成本实现反超，比多晶更低，后又出现以PERC电池为代表的高效单晶硅电池，进一步推动了单晶硅对多晶硅的替代，薄膜太阳能所占比重也逐年下降。

硅成本的下降主要依靠电池片成本和价格的下降。2016年以来，随着单多晶市场份额的逆转，电池价格在过去三年里下降了2/3，其驱动力一方面来自单晶硅片成本的快速下降，另一方面来自PERC技术渗透率提升大幅提高了电池转换效率。截至2019年，单晶产品市占率超过65%。

2000-2019年中国不同类型太阳能电池市占率统计情况(单位: %)



2、原材料在西部，应用端在东部

2019年我国光伏产品产能分布较为广泛，上游多晶硅和硅片的产能主要集中在电价更低的西部地区，尤其是新疆、四川、宁夏、云南等地。中下游电池片和组件主要集中在东部地区，如浙江和江苏，两者产能占全国产能比重超过60%。

2019年中国各省市不同太阳能电池产品产能占比统计情况(单位: %)

地区	多晶硅	单晶硅片	多晶硅片	晶硅电池片	组件
湖北	2.0%	0.0%	2.9%	0.3%	0.5%
广东	0.0%	0.0%	0.0%	1.5%	0.8%
河南	3.3%	0.0%	1.3%	6.0%	1.5%
浙江	0.0%	0.8%	3.7%	17.3%	18.4%
湖南	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	0.6%
安徽	0.0%	0.0%	0.4%	7.9%	6.5%
江西	2.2%	0.0%	13.0%	2.0%	3.2%
江苏	14.1%	1.2%	55.8%	32.8%	43.6%
山东	0.0%	0.4%	3.8%	1.3%	3.3%
四川	11.0%	2.6%	0.1%	8.1%	0.1%
山西	5.1%	0.1%	0.5%	1.6%	2.5%
云南	1.3%	21.4%	0.0%	0.0%	0.0%
宁夏	1.3%	37.0%	1.3%	2.8%	2.4%
内蒙古	10.7%	26.8%	8.9%	0.3%	1.0%
新疆	44.7%	4.6%	0.1%	0.0%	0.0%
青海	3.8%	0.4%	0.5%	0.5%	0.6%
占全国比例	99.6%	95.3%	92.3%	83.1%	85.0%

3、太阳能电池仍存在较大的发展空间

我国的太阳能电池发展规模远小于欧美市场，以至于欧美市场对太阳能电池的补贴已经开始下滑，而我国的补贴力度仍然很大。在政府的补贴下，随着行业竞争的加剧，尤其是行业技术更新换代升级，小企业将因技术跟不上大规模企业，技术的落后导致众多企业逐年被市场淘汰。因此，总的结果是太阳能电池行业集中度逐年上升。

中国太阳能电池发展特点分析情况



《太阳能发展“十三五”规划》中明确提出，到2020年底，太阳能发电装机达到1.1亿千瓦以上，其中，光伏发电装机达到1.05亿千瓦以上，在“十二五”基础上每年保持稳定的发展规模；太阳能热发电装机达到500万千瓦。太阳能热利用集热面积达到8亿平方米。到2020年，太阳能年利用量达到1.4亿吨标准煤以上。由此可见，光伏发电仍将是我国电力生产行业重点发展方向。太阳能利用规模的扩大会带动太阳能电池需求的增长。

自531新政发布以来，光伏产业链各环节价格已降低了30%-40%，光伏平价上网加速推进中。同时受下游光伏企业对光伏电池降本增效的需求，以及高效太阳能电池片技术驱动的影响，电池迎来需求浪潮。前瞻预测到2025年，我国太阳能电池产量将达到40367万千瓦。

2020-2025年中国太阳能电池产量预测情况



以上数据来源及分析请参考于前瞻产业研究院《中国太阳能电池行业市场前瞻与投资战略规划分析报告》，同时前瞻产

业研究院提供产业大数据、产业规划、产业申报、产业园区规划、产业招商引资等解决方案。

“十四五”时期电化学储能发展展望

来源：《中国电力企业管理》 司纪朋

2018年我国电化学储能出现爆发式增长，2019年增速又出现了急剧降低，2020年地方政府推动储能发展的意愿更加强烈。“十四五”时期，储能是否能够迎来发展机遇，这需要正视储能面临的问题，以疏通制约储能发展的瓶颈。

“十三五”时期我国电化学储能发展历程及市场动态

我国电化学储能装机持续增长，但是增速却呈波浪式前进。2015~2019年，我国电化学储能装机从106兆瓦增至1709兆瓦，增加了15倍。从增速看，2015~2019年，我国电化学储能增速分别为25%、130%、64%、169%以及59%。值得注意的是，2019年我国电化学储能增速大幅下降，凸显出发展动能不足。

政策对储能有着至关重要的影响。从2017~2019年的政策看，2017年10月份，国家发改委等5部门联合发布了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，为行业发展树立了信心，进而推动了2018年电化学储能的爆发式增长。然而，2019年上半年，国家发改委、能源局印发了《输配电定价成本监审办法》，明确提出抽水蓄能电站、电储能设施不得计入输配电定价成本。两大电网公司也相继跟进，严格限制企业内部储能投资，导致2019年电化学储能增速大幅回落。可以看到，我国推动储能发展的市场模式并未形成，储能产业政策依赖性非常强烈。

2020年，地方政府(电网)正在推动“新能源+储能”的发展模式。今年3月23日，国网湖南省电力有限公司下发了《关于做好储能项目站址初选工作的通

知》，明确提出：“经多方协调，已获得28家企业承诺配套新能源项目总计建设388.6兆瓦/777.2兆瓦时储能设备，与风电项目同步投产”。3月24日，内蒙古能源局发布了《2020年光伏发电项目竞争配置方案》，明确优先支持光伏+储能建设。若普通光伏电站配置储能系统，则应保证储能系统时长为1小时及以上，配置容量达到项目建设规模的5%及以上。3月30日，新疆发改委印发了《新疆电网发电侧储能管理办法》征求意见稿，明确提出，鼓励光伏、风电等发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商等投资建设电储能设施，要求充电功率在1万千瓦及以上、持续充电时间2小时以上。由此可见，地方政府在推动“新能源+储能”发展模式方面意愿更加强烈。

“十四五”储能发展形势研判

深入推进电力系统转型加速了对储能的需求。电力系统转型的本质，是建立一种更加灵活的电力系统，能够适应多品种高效低碳电源的发展。即建立灵活的电力系统是转型的根本要求，发展高效清洁低碳能源是转型的具体表现。然而，目前间歇性电源规模不断增加与灵活性资源不足的矛盾，已经成为制约我国电力系统转型向更深层次迈进的主要矛盾。根据预测，2035年，我国光伏装机将达到7.3亿千瓦，2050年将达到10亿千瓦；风电装机2035年、2050年将分别达到8.5、14亿千瓦。值得注意的是，与国外发展模式不同，我国更加重视基地型规模化可再生能源开发。目前，内蒙古、山西、甘肃、宁夏、

新疆风电基地有序建设,江苏、山东等沿海地区千万千瓦级海上风电基地也在快速推进,光伏基地建设也在有序进行。这将必然导致电力系统对调峰、调频、备用等灵活性资源需求的增加,而且受大规模大基地发展模式影响,灵活性资源的需求更加集中。

需求侧更加需要储能改善电能质量。目前用电侧集中了诸多敏感负荷,包括各类精密加工企业、高新制造、医院和其他重要部门,对电能质量和供电可靠性要求越来越高。另一方面,以云计算、互联网、大数据、物联网等为代表的信息产业正在兴起,云计算服务器与大数据中心等不仅用电量大,对电能的质量要求高,而且在外电力故障时需要保证不间断电源供应,以保护珍贵的数据资产。储能是与其配套的最佳选择,不仅能够提供高质量、无间断的电力能源,而且能够根据电价信号合理优化动态用电方案,节约用电成本。目前,需求侧对电能质量要求越来越高,这为储能的应用提供了机遇。

对制约储能发展因素的探讨

“十四五”是深入推进能源安全新战略的关键时期,也是储能发展的黄金时期。为推动储能发展,以下对几个比较关键的问题进行探讨。

辅助服务费用分摊机制限制了包含储能在内的灵活性电源发展。《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》明确提出,按照谁受益、谁承担的原则,建立用户参与的辅助服务分担共享机制。但是各地区出台的辅助服务规则中,均规定由发电企业分摊辅助服务费用。例如,《华北电力调峰辅助服务市场运营规则(2019年修订版)》明确规定:“省网市场费用分摊按照新能源‘多消纳多分摊’火电企业‘少调峰多分摊’原则,新能源企业与发电负荷率高于火电机组平均发电负荷率的火电机组承担调峰费用”。这种源于发电企业之间的分摊费用的机制,使灵活性电源辅助服务收益随着供应量的增加而不断减少,相当于对灵活性电源设置了上限,这种上限并不是市场需求饱和的象征。值得注意

的是,近期国家能源局发布的《关于建立健全清洁能源消纳长效机制的指导意见(征求意见稿)》提出:“完善辅助服务补偿机制,合理加大补偿力度,推动电力用户参与承担费用,激励各类灵活性资源主动提供辅助服务”,这实际上向电力领域释放出了积极的信号。

不合理的市场定位可能无法达到“物尽其用”的效果。目前对各电源市场定位的讨论非常激烈。例如,煤电是否在“十四五”期间由承担基荷的定位转向调峰的定位(保障可再生能源消纳);储能是否需要在可再生能源发电领域减少弃风弃光等。不合理的定位可能导致能源转型成本的进一步升高,不利于能源转型的深入推进。准确定位的原则,应遵循《关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发〔2015〕9号)文》:“坚持市场化改革……使市场在资源配置中起决定性作用”,即各电源作用的发挥,应该由市场进行选择,而不是人为地进行界定。例如,电量批发市场价格较高时,机组可以多发电量;电量供大于求时,机组可以提高下调报价获取收益;辅助服务价格较高时,机组可以满足辅助服务的需要。即电源可根据价格信号在电量与辅助服务之间进行转换,提供基荷还是提供辅助服务边界逐渐模糊。以储能为例,储能集调峰、调频、黑启动等功能于一身,完全可通过研判市场价格,决定参与哪种服务,实现自身价值的最大化。但是目前,市场建设仍然不完善,价格信号不明显,未能有效引导各电源在各方面功能的充分发挥。

仅仅缓解弃风弃光实际上是电化学储能的“大材小用”。相比煤电,电化学储能具有更强的灵活性,在调频、黑启动、快速调峰领域前景广阔。目前,部分地方为了降低弃风弃光率,将储能作为风电场(光伏电站)建设的必备配套设施。根据行业初步估计,若仅仅依靠电价差获取收益,电化学储能回收成本的电价差需要达到0.7元/千瓦时左右。然而新建光伏电站I-III类地区指导电价为0.35、0.4、0.49元/千瓦时,新建风电场I-IV类地区指导

电价为 0.29、0.34、0.38、0.47 元/千瓦·时，显而易见，仅仅从减少弃风弃光获取收益无法满足储能成本回收的需要。为此，推动储能在风电与光伏发电领域的应用，必然需要耗费大量的财政补贴或企业自己承担亏损。若储能在平滑风电出力方面的潜力未能被积极调用，集众多功能为一身的储能只能作为一个普通的调峰者参与其中，这实际上是一种损失，而且也增加了企业与政府的负担。

规模效应与成本下降是一个相互影响的过程。影响成本的因素包括技术进步与规模效应等。仅仅依靠技术进步是一个漫长的过程，相比之下，规模化发展不仅可以降低边际成本，而且可以进一步推动技术进步。以光伏发电为例，2010-2019 年，光伏造价从 25 元/千瓦降至 3.5 元/千瓦，与之对应的是光伏规模从 86 万千瓦增至 20468 万千瓦；风电亦是如此。目前，锂离子电池成本降至约 1500 元/兆瓦，但是仍然过高，目前的机制下，无法满足大规模发展的需要。然而，电力系统对储能的需求十分强烈。这需要政府稳步支持电化学储能的发展，充分发挥规模效应在降低成本方面的作用。当然，充分发挥规模效应，需要年度新增规模较为稳定，并非波浪式前进。

安全问题需要引起全行业高度警惕。韩国电化学储能着火事故已经引发世界广泛关注，我国也出现了多起电化学储能着火事故，这对整个行业发展带来不良影响。从技术方面看，锂离子电池在过充、过放、碰撞等外部因素下，可能引发安全问题，另外，由于锂离子电池使用了可燃材料，加剧了事故发生的概率。从运行管理方面看，部分人员专业知识缺乏，安全意识不到位等，可能造成设备安装故障，或运行过程中未能及时发现相关安全隐患，将导致着火等事故的发生。起火事故一直被行业所重视，但是根本问题仍然未解决。这一缺陷已经伴随行业发展多年，严重影响了企业对电化学储能的应用。

“十四五”时期储能产业发展相关建议

充分发挥市场在推动储能发展方面的作用。广东、福建、浙江等 8 个电力现货市场试点已经启动，但是这 8 个试点地区或多或少降低了电价，未能充分反映电能的实际成本，也未能充分反映供求关系的实时变化，而且辅助服务的价值也未能有效体现。为此，应进一步完善电力市场，通过电价信号引导储能参与到电量市场、辅助服务市场等不同的领域；通过市场引导储能合理的建设布局与技术选择。另外，建议严格按照中发 9 号文要求，逐步建立用户参与的辅助服务分担共享机制。

“十四五”期间仍需对储能进行必要的扶持。2019 年，国家电网发布了《关于进一步严格控制电网投资的通知》，可以反映出储能在电网

领域的经济性并不高。电源侧与用户侧亦是如此。储能的发展目前处于关键时期，是能源转型深入推进的重要影响因素。国家在大力支持储能技术研发的同时，需要对储能的推广应用进行必要的扶持，通过稳定的年增规模不断推动技术进步，逐渐降低成本，逐渐使规模化发展与成本降低成为良性的正向影响因素。另外，“十四五”时期，可再生能源平价上网成为主基调，这将进一步降低储能在可再生能源领域应用的经济性，建议政府在推动“可再生能源+储能”模式发展的同时，应充分考虑经济因素对可再生能源企业的影响。

将储能纳入“十四五”发展规划。今日之储能非昔日之储能，技术已经相对成熟，成本已经大幅下降，行业需求也较为迫切，规模化发展已成定局。“十四五”期间，建议出台储能“十四五”发展规划，明确储能在电力系统的重要地位与作用，勾勒出行业长远的发展路径，推出一批重大商业化运行项目。通过储能“十四五”规划为能源转型打好基础。

从严要求储能标准体系建设。以风电为例，在发展前期，由于劣质产品充斥了市场，导致风电机组发生了多起事故，部分开发商将质保期不断延长。电化学储能零部件较多，生产厂家质量参差不齐。起火事故成为制约行业发展关键瓶颈，性能

下降也严重影响设备经济性。为此，在储能发展关键时期，必须实行标准先行，高

标准严要求储能质量，坚决避免劣质产品影响整个行业发展进程。

关于“十四五”期间核电安全问题的思考与建议

来源：中国经济周刊 吴疆

核电，对于任何国家都不是必须拥有的，只有在一定边界条件以内，才值得作为国家核工业的一部分而发展。

核电若发生重大事故，核污染将在很长时间内无法停止、无法消除、无法掩盖，不仅造成直接的国土减失，而且政治、经济、社会的损失亦长期不断。即使不发生事故，核电退役、核废料处理目前也未真正实现环境影响结零、经济投入结零、安全责任结零。

因此核电安全的本质，绝不仅是项目层面、企业层面的技术安全，而是政治兜底+政权背书+历史见证的国土安全，切尔诺贝利事故甚至被评价为苏联解体的导火索之一。而在这个层面，几代技术、安全等级、堆年概率等均非决定性因素，建有核电的土地，必须长治久安、富足强大，禁不得历史的波折。

“十四五”是中国核电的关键时期，在国土区位、密度控制、技术能力、产业制度、监督决策等环节均面临安全风险与抉择，远不具备“每年上马6~8台”冲击机组数量世界第一的安全基础。如何“确保核安全万无一失”，亟待更加审慎全面深入的研究与思考，才能形成禁得起历史考验的战略与规划。

渤海沿海应视同内陆，不宜再发展核电

对于事关国土安全的核电，单纯正面自我论证建站条件是远远不够的。在考量项目层面、企业层面的技术安全之前，首先需要做的是针对核电的国土安全负面评价。“十四五”期间，建议由国家牵头组织，对全国不同地区一旦发生核灾害的损失、影响与承受能力，开展系统性的负面评价，给予统一的负面排序或等级评定，

并以此作为核电站址开发次序的基本依据。

案例1 内陆核电PK沿海核电

苏联切尔诺贝利、日本福岛是目前为止最严重的两次核电事故，其中最大的启示就是，内陆核电事故的灾害后果远高于沿海核电。

切尔诺贝利事故后，被划出半径30公里的隔离区、直接损失国土面积约2700平方公里；而且30多年来始终没有停止污染物排放，俄罗斯、白俄罗斯、乌克兰至今每年仍在为此付出代价。

福岛事故迄今近10年，每年仍排放大量含污染物的废水，但由于其直接排入太平洋、借助洋流可较快较远分散开，日本本土的损失与代价均远小于内陆；甚至，即使美国、加拿大、澳大利亚等均曾检测到福岛污染物，但世界舆论的压力仍远远小于内陆。

目前中国内陆核电站址大多在华中、华东及东北等地，一般均是水源丰富、人口密集地区。其他国家历史上再多核电站建于内陆，从逻辑上也证明不了内陆核灾害的后果低于沿海，更无法推导出此时此刻的中国仍应该步他们后尘而继续兴建内陆核电站。

因此，自“十四五”开始，国家层面应明确不发展内陆核电的基本原则。对于现有的内陆核电站址，宜尽快出台退出政策，帮助核电企业减轻每年数以亿计的经济负担，及时止损。

案例2 渤海核电PK其他沿海核电

渤海与黄海、东海、南海不同，其地形封闭，而且与外界水体交换能力薄弱。一旦渤海遭核污染，根本无法像福岛一样

敞开排污。少量污染物或借“黄海沿岸流”南下而污染山东、江苏沿海，其余大部分将长期淤积而使渤海沦为毒海——以太平洋之深之广，福岛的核污染物还会远达美国、加拿大；而以渤海之浅之小，可以想见一旦发生核污染其淤积之浓度。

目前渤海沿岸红沿河核电站已建成发电，若其继续扩建，再加徐大堡、海兴等站址上马投产，将使渤海地区核灾害的事故概率提高数倍。而其中，即将开工的辽宁兴城徐大堡核电站，一旦未来发生核事故，污染物将随海水持续扩散，100公里即中国动力煤运输最大节点秦皇岛，130公里即北戴河，再远则是唐山、天津等重镇；而且，该站址地处山海关—锦州走廊，一旦因核事故划出隔离区，将掐断东北—华北传统联络线，相当于公鸡版图被扼喉。

因此，渤海沿海应视同内陆，不宜再发展核电。笔者建议：一是，提高红沿河安防级别，中止扩建工程；二是，撤销徐大堡、海兴等站址，永久叫停有关前期操作，所涉及的投资者权益及国际合作事务协调置换到其他沿海项目。

海南、福建、广东核电占比已超20%，核电密度应予控制

排除内陆及渤海地区，转向相对适宜发展核电的黄海、东海、南海沿海地区，包括海南、广西、广东、福建、浙江、上海、江苏、山东、辽宁等9个省区市，占全国11%的国土面积、36%的人口、48%的GDP。

在这样的地区，控制核电安全风险的基本逻辑，就是控制本地区的核电密度，即通过限制发电结构中的核电比重，直接控制发生核灾害的概率。而最朴素的对标标准，即参照美国、欧洲、俄罗斯、日本等核电技术大国。

目前，美国、欧洲、俄罗斯年度发电量中的核电比重在15%~25%，德国弃核运动已经长期化，日本核电比重从30%下降到5%左右；而据中国核能行业协会《中国核能发展报告2020》披露，“核电占发达经济体发电总量的18%”。

虽然中国的核电在全国发电量中的比重仅占5%左右，但前述9个相对适宜发展核电的沿海省份中，除地质构造较差的上海、江苏，其他7个省份已普遍达到甚至超过各核电技术大国的平均核电比重，如海南的核电比重达28%、福建的比重达24%、广东的比重达23%。中国核电在平均风险以下的发展空间已经很小。

核电的发展是有天花板的。比照环保领域的“环境容量”理念，核电领域也应明确“控制核电密度”的基本规划原则，定期审视各地区的核电比重，比照各核电技术大国的平均水平、设置限制性的界限，杜绝核电不受限制地发展。

在尚未实现国际一流技术的情况下，“每年上马6~8台”现实吗？

在宏观层面甄别区位、控制密度的同时，技术能力也是核电安全的重要基石。而核电技术能力的基本含义应包括：

一是能够尽快达到足够高的技术水平，项目层面应达到足够高的技术与质量，企业层面应拥有足够高的自主创新能力，而且这一进程必须尽量短，不在自己国土上留下过多技术不够成熟的核设施、不让过多的核项目长期受制于人——而这，势必需要专注技术、精耕细作，将每个项目都做成样板。

二是能够长期保持足够高的技术水平，在所处的每一历史时期均努力达到国际一流技术水平，在核电技术发展的每一步都不落后，关键是产业层面应有意识地保留持续发展的空间，能够长期养队伍、养技术平台——而这势必要求控制节奏、预留空间，统筹考虑国内、国际两个市场。

目前中国核电技术能力距世界一流水平尚有差距：

一是现有技术能力不足。近年国内部分核电站建设中，因技术不成熟、自主技术能力匮乏而出现施工拖期、大幅超预算等被动局面；在国际市场上，即使有国家层面的强力推广，仍没有获得足够的认可，核电市场大而自有技术不足，施工规模大而话语权不高。

二是技术提升空间有限，中国核电机组数量即将世界第二，如按一些业内人士呼吁的“十四五”开始每年上马6~8台，则将超越美国成为世界第一——而中国与美国国土面积相当，在数量上超越美国之前，在技术上能够达到同样的世界一流水平吗？留给中国核电提升技术能力的空间其实已经很小。

三是盲目追求大干快上，核电机组建设周期5~6年，“每年上马6~8台”的呼吁，会导致最顶峰的时候将出现“40台机组同时在建”的局面。而目前世界上仅美、法、中、日核电机组总数超过40台。每年40台机组同时在建，显然一未考虑国土安全、密度控制的天花板，二未考虑中国能源及电力需求峰值临近的空间，三未考虑长期持续提升核电技术的预留空间，甚至未考虑自身技术能力、安全能力不足的现状。

三是从企业层面，国内项目立足示范、精耕细作，一步一个台阶，同时将战略眼光瞄准国际市场。中国核电是目前全球最重要的工程力量之一，并拥有最大规模的实践与进化平台，只要真正把精力与资源放在技术问题上，何愁没有发展空间？俄罗斯现有核电机组35台、日本42台就已成重要的核电技术国家，如果中国核电机组62台的积累都不能形成世界一流的竞争力，何谈大国重器？

谨防核电产业过度商业化

产业体制决定企业行为。在技术能力尚有不足阶段即盲目追求大干快上的重要原因，在于目前中国核电产业制度的过度商业化趋势，由此也孕育着安全风险。

中国需要强大的核工业，核电作为核工业的重要组成部分，长期以来，得到国家优厚的政策扶持，在投资、土地、定价、上网等各个环节予以倾斜。

以电量上网为例，近10年以来，全国电力供需形势日益宽松，渐成供过于求态势。2010—2019年，全国平均发电小时数下降了近20%，但核电小时数仅下降了5%左右。由此造成核电小时数与全国平均发

在尚未真正拥有国际一流技术能力的情况下，凭什么就胆敢喊出“每年上马6~8台”呢？

而为了在有限的发展空间以内，实现中国核电技术的快速提升与持续发展，必须汲取美国、苏联、日本、法国等核电技术大国发展进程大起大落，人力、财务、技术发展缺乏持续性支撑的教训，从“十四五”开始必须严格控制中国核电的增速。

一是从国家层面，明确“积极发展核电技术”，加强技术督导，强化安全监管，推动不同路线的技术积累，不急于通过量产摊销成本，严格控制发展节奏，小步不断，为长期持续发展预留足够的空间。

二是从行业层面，积极研究探索可持续发展的体制机制，包括如何长期保护站址资源、维持项目平台、保持专业队伍、获得财务支撑、扩大国际合作等方面，对现有核电产业体制、产业政策进行梳理与优化。电小时数的差值逆向扩大，从每年3100小时左右扩大到3600小时左右，前者已接近后者的2倍。

这使核电从各类发电机组中脱颖而出，一旦投运即成为几乎不停的印钞机，由此引发企业行为的种种扭曲。一是，若干无核电技术背景的企业觊觎核电牌照所带来的超额利润，纷纷以圈占站址资源等方式介入核电业务；二是，多方介入造成站址保护的时间跨度加长、成本增加，进一步助推各项目之间激烈竞争，各方利益共同推动大干快上；三是，核电企业投资收益过高、现金流过剩，出现境内外大规模的非主业投资，使核电主营业务的资源与精力投入显著分散。

以中广核为例，核电装机2700万千瓦，同时新能源装机已近2000万千瓦，其自我战略定位已从核电企业改为清洁能源企业，目前已是第四大新能源、第二大光伏业主。

国家给予核电企业种种优厚政策倾斜本质上是一种特许经营的制度安排，本意是保证其不必过度纠结于营利、扩张和业绩，从而能够专心于本职工作，专注于不

断提高技术水平，完善国家核工业体系，积聚实力参与国际竞争。

但显然，由于现有核电经营机制的经济回报过于优厚，同时对于技术进步的监管与激励不到位，中国核电已逐步呈现过度商业化的倾向——人力、资金、领导精力、政治资源等偏离正业，盲目追求规模速度而不能专注于技术，过度追求企业经

济指标而忽视国土安全等政治责任。这样的产业体制亟须调整完善，从规模发展型尽快向技术进步型模式转型。

如前所述，中国核电在国土区位、密度控制、技术能力、产业制度等环节的诸多问题，都亟待国家层面的宏观统筹、科学决策。

国家发展改革委 国家能源局关于加强和规范 电网规划投资管理工作的通知

发改能源规〔2020〕816号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国国际工程咨询有限公司、电力规划设计总院、国核电力规划设计研究院有限公司、中国电力企业联合会：

为深入贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推进电力体制改革，加强电力统筹规划，强化电网投资监管，国家发展改革委、国家能源局依据能源电力规划等相关规定，对电网规划投资管理工作进行了明确和规范，现将有关要求通知如下：

一、切实加强电网规划统筹协调与实施

（一）深化电网规划编制内容要求

电网规划是电力规划的重要组成部分，电网规划应实现对输配电服务所需各类电网项目的合理覆盖，包括电网基建项目和技术改造项目。基建项目是指为提供输配电服务而实施的新建（含扩建）资产类项目，技术改造项目是指对原有输配电服务资产的技术改造类项目。电网基建和技术改造项目均包含输变电工程项目（跨省跨区输电通道、区域和省级主网架、配电网等）、电网安全与服务项目（通信、

信息化、智能化、客户服务等）、电网生产辅助设施项目（运营场所、生产工器具等）。

（二）深化电网规划编制的技术经济论证要求

规划编制过程中，应测算规划总投资和新增输配电量，评估规划实施后对输配电价格的影响。原则上，对于110千伏（66千伏）及以上的输变电工程基建项目，规划应明确项目建设安排，对于35千伏及以下输变电工程等其余基建项目，应明确建设规模。对于各类技术改造项目，规划应明确技术改造目标和改造规模。省级能源主管部门可在此基础上，进一步研究提高本省电网规划编制的深度要求。

（三）更加注重电网规划统筹协调

按照深化电力体制改革要求，电网规划应切实加强与社会发展规划统筹，有效衔接社会资本投资需求，遵循市场主体选择，合理涵盖包括增量配电网在内的各类主体电网投资项目，满足符合条件的市场主体在增量配电网领域投资业务需求。电网规划要按照市场化原则，与相关市场主体充分衔接，合理安排跨省跨区输电通道等重大项目。

二、规范纳入规划的电网项目投资管理

（一）推进分级分类管理

纳入规划的电网项目应根据《政府投资条例》（国务院令第712号）、《企业投资项目核准和备案管理条例》（国务院令第673号）等规定履行相应程序。省级能源主管部门应会同价格主管部门加强对相关项目的监督和管理，强化定额测算核定、造价管理等工作对电网投资成本控制的作用。500千伏及以上输变电工程基建项目应在核准文件中明确项目功能定位。

（二）推进电网项目实施与适时调整

电网企业应通过投资计划有效衔接电网规划，积极开展前期工作，合理控制工程造价，规范履行相关程序，保障电网规划项目顺利落实。根据《电力规划管理办法》（国能电力〔2016〕139号），电力规划发布两至三年后，国家能源局和省级能源主管部门可根据经济发展和规划实施等情况按规定程序对五年规划进行中期滚动调整。在规划执行期内，如遇国家专项任务、输配电价调整、电网投资能力不足等重大变化，规划编制部门按程序对具体规划项目进行调整，相关单位应按照决策部署和实际需要及时组织实施。

三、加强电网规划及投资项目的事中事后分析评估

（一）深化电网规划定期评估

国家能源局和省级能源主管部门按照能源电力规划相关规定，加强对电网规划实施情况的评估和监督。规划实施过程中开展中期评估，规划期结束后开展总结评估。电网规划评估结果作为规划滚动调整和下一阶段编制的重要参考。

（二）完善电网投资成效评价

国家发展改革委、国家能源局研究建立科学合理的投资成效评价标准，定期选取典型电网项目，重点围绕规划落实情况、

实际运营情况、输变电工程功能定位变化情况开展评价。对非政策性因素造成的未投入实际使用、未达到规划目标、擅自提高建设标准的输配电资产，其成本费用不得计入输配电定价成本。

四、认真履行电网规划职责

（一）强化电网规划统筹功能

国家能源局和省级能源主管部门应按照能源电力规划相关规定，在全国（含区域）和省级电力规划编制过程中，进一步加强电网规划研究，做好全国电力规划与地方性电力规划之间的有效衔接。全国电力规划应重点提出跨省跨区电网项目和省内500千伏及以上电网项目建设安排，省级电力规划应重点明确所属地区的110千伏（66千伏）及以上电网项目和35千伏及以下电网建设规模。

（二）发挥电网规划引领作用

进一步强化安全性、经济性分析，考虑不同电压等级、不同类型用户的电价承载能力，论证合理投资规模，提高电网投资效率，加强与电源专项规划的衔接，提高电力安全可靠水平。电网规划应充分征求价格主管部门意见，强化规划对输配电网投资的约束作用，电力企业、研究机构及其它行业相关单位应积极参与配合。

请各有关单位按照上述要求，结合本地区实际，完善相关管理工作机制，规范高效做好电网规划投资管理相关工作。请国家能源局派出机构对本地区电网规划落实情况加强监管，重大情况及时报告国家能源局。

本通知由国家发展改革委、国家能源局负责解释，自印发之日起施行，有效期5年。

国家发展改革委
国家能源局
2020年5月28日

国家能源局关于印发 《电力安全文化建设指导意见》的通知

国能发安全〔2020〕36号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（自治区、直辖市）发展改革委、经信委（工信委、工信厅），北京市城管委，全国电力安委会成员单位，有关电力企业

为深入贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的各项决策部署，提升

广大电力员工的安全文化素养，营造电力行业和谐守规的安全文化氛围，我们制定了《电力安全文化建设指导意见》。现印发给你们，请贯彻执行。

国家能源局
2020年7月1日

《电力安全文化建设指导意见》

为深入贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的各项决策部署，提升广大电力员工的安全文化素养，营造电力行业和谐守规的电力安全文化氛围，特制定本指导意见。

一、指导思想、基本原则和主要目标
路，以强化安全意识、规范安全行为、提升防范能力、养成安全习惯为目标，创新载体、注重实效，推动构建自我约束、持续改进的安全文化建设长效机制，全面提升电力行业安全文化建设水平，充分发挥安全文化的引领作用，全力打造和谐守规的电力安全文化。

（二）基本原则

全面系统。从行业监管、属地管理、企业管理和员工教育培训等方面入手，全面推进文化建设，通过加强法制建设、强化责任落实、完善标准规范、创新技术措施、保障安全投入等手段，形成系统合力。

开放包容。传承弘扬优秀文化，学习借鉴新兴文化，促进文化交流融合，广泛吸纳新思想、新观念、新技术，结合实际、取长补短，为电力安全文化建设注入新动力。

整体协同。凝聚政府、企业、协会以及社会各界力量，形成安全文化建设联动

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，以总体国家安全观和能源安全新战略为指引，全面贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的决策部署，牢固树立安全发展理念，秉承“安全是文化”的思机制，实现政府引导、企业自律、社会参与、员工全覆盖的电力安全文化建设格局。

形式多样。创新宣传形式，丰富传播载体，结合行业、地域、企业实际，因地制宜，打造电力安全文化，建立长效机制，形成品牌效应。

（三）主要目标

行业层面：通过开展电力安全文化建设，促进电力行业安全生产形势持续稳定向好，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

企业层面：逐步建立电力安全文化建设责任体系、培训教育体系、管理监督体系、考核评价体系等，把安全文化作为企业文化的一项重要内容，为企业安全生产奠定基础。

员工层面：通过宣传教育、学习培训，使安全理念转化为行动自觉，使安全技能得到有效提升，充分发挥安全文化的引领、

凝聚、辐射作用，为家庭幸福和社会和谐提供保障。

通过开展电力安全文化建设，使和谐守规的电力安全文化深入人心，电力安全文化体系日趋完善，电力员工安全文化素养稳步提升。

二、实施路径

(一) 重点工程

1. 电力安全文化体系建设工程。坚持习近平新时代中国特色社会主义思想，坚持社会主义核心价值观，提出符合新时代鲜明特征、符合电力行业发展实际的安全文化理念和载体。

2. 电力安全文化组织机构建设工程。根据发展战略、工作实际和员工需求，推动完善行业、企业、社会等层面的电力安全文化组织机构，实施安全文化建设、评估、宣传等工作。

3. 电力安全文化传播体系建设工程。搭建传播平台，完善交流机制，促进安全文化融合与创新，积极拓展国际交流通道，让先进安全文化“走进来”，也推动优秀安全文化“走出去”。

4. 电力安全文化产业发展机制建设工程。鼓励创建安全文化示范基地，引导社

3. 开展电力安全文化建设评估。推动建立融合企业安全生产、人才培养、可靠性管理等指标的安全文化发展指数，鼓励建立安全文化监督评估机制，出台评估标准，提高评估质量。

4. 开展电力安全文化建设交流。征集电力安全文化建设先进经验和优秀成果，组织专家系统梳理研究、总结推广，搭建电力安全文化交流平台，助力电力企业安全文化建设。

5. 开展电力安全文化宣传教育。以主题宣讲、知识竞赛、文艺创作、文化论坛、榜样选树、阵地建设、警示教育等为载体，广泛开展宣传教育、学习培训，推动电力安全文化发展。

6. 强化电力安全文化技术支撑。充分挖掘5G、区块链等前沿技术，汇集安全文化制度数据库、教育数据库，畅通分享渠

道，优化安全文化生态环境，打造电力安全文化大数据平台。

7. 加强电力安全线上培训。发挥新媒体传播优势，建立电力安全文化培训云课堂，为广大员工提供内容具体、形象生动的精品课程，有效利用“排行榜”等手段，激发学习热情。

8. 建设电力安全文化信用体系。明确信用体系的内容维度、衡量标准和应用范围，通过社会舆论、价值取向、道德评判、信息共享等方式规范信用活动，探索建立电力安全文化信用机制。

9. 加快电力安全文化成果孵化。推动建设一批专业化程度高、科技创新力强的电力安全文化产业基地，完善激励政策，促进产业优化与成果转化。

10. 促进电力安全文化资金投入。鼓励电力企业通过设立安全文化公益基金等形式，充分调动各方资源，引导社会力量广

会资本推动安全文化产业化发展，依托大数据、云计算、区块链等新技术，孵化安全文化创新产品，促进成果转化。

5. 电力安全文化教育培训体系建设工程。凝聚专业机构力量，加强安全文化专业人才培养；推动安全文化智库建设，加强电力安全文化理论研究；构建学习交流平

6. 电力安全文化建设品牌企业创建完善工程。探索建立电力安全文化建设评价标准和管理办法，鼓励电力企业打造一批安全文化建设品牌，树立行业标杆，创建安全品牌。

(二) 主要任务

1. 构建电力安全文化体系。鼓励电力企业制定安全文化建设基本规范，以和谐守规为核心探索电力安全文化体系建设发展路径，健全完善安全理念、制度、行为文化及评价体系等。

2. 加强电力安全文化建设保障。鼓励电力企业设立专门的组织机构和保障必要的经费，按照统筹规划、自上而下、整体推进的模式开展安全文化建设工作。

道，优化安全文化生态环境，打造电力安全文化大数据平台。

7. 加强电力安全线上培训。发挥新媒体传播优势，建立电力安全文化培训云课堂，为广大员工提供内容具体、形象生动的精品课程，有效利用“排行榜”等手段，激发学习热情。

8. 建设电力安全文化信用体系。明确信用体系的内容维度、衡量标准和应用范围，通过社会舆论、价值取向、道德评判、信息共享等方式规范信用活动，探索建立电力安全文化信用机制。

9. 加快电力安全文化成果孵化。推动建设一批专业化程度高、科技创新力强的电力安全文化产业基地，完善激励政策，促进产业优化与成果转化。

10. 促进电力安全文化资金投入。鼓励电力企业通过设立安全文化公益基金等形式，充分调动各方资源，引导社会力量广

泛关注和积极参与，着力提升全行业安全文化管理能力和创新能力。

三、保障措施

(一) 加强组织领导。高度重视电力安全文化建设工作，可根据工作需要设置组织机构，制定总体目标和具体措施，将安全文化建设与生产经营工作同部署、同推进。

(二) 加强资金保障。拓宽投入渠道，形成行业、企业和社会共同支持的多元化投入机制，为安全文化发展提供必要的经费保障，确保安全文化研究、教育、传播活动有序进行。

(三) 加强宣传引导。对电力安全文化建设进行不定期主题宣传、典型宣传，保持全社会对于安全文化的“关注度”，营造和谐守规的电力安全良好氛围。

国家发展改革委 国家能源局关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知

发改能源〔2020〕767号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院，发展改革委能源所：

根据《国家发展改革委 国家能源局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），在各地测算的基础上，我们统筹提出了各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重，现印发你们，请认真组织落实。

一、各省级能源主管部门会同经济运行管理部门要切实承担牵头责任，按照消纳责任权重认真组织制定实施方案，积极推动本行政区域内可再生能源电力建设，推动承担消纳责任的市场主体积极落实消纳责任，完成可再生能源电力消纳任务。各地要在 2021 年 2 月底前向国家发展改革委、国家能源局报送 2020 年可再生能源电力消纳责任权重完成情况。

二、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司要切实承担组织责任，密切配合省级能源主管部门，按照消纳责任权重组织调度运行部门和交易机构等，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区域输送和各类市场交易。国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司所属省级电网企业和内蒙古电力（集团）有限责任公司要在 2021 年 1 月底前向省级能源主管部门、经济运行管理部门和能源派出监管机构报送 2020 年本经营区及各承担消纳责任的市场主体可再生能源电力消纳量完成情况。

三、国家能源局各派出机构要切实承担监管责任，密切配合省级能源主管部门，按照消纳责任权重积极协调落实可再生能源电力并网消纳和跨省跨区交易，对监管区域内各承担消纳责任市场主体的消纳量完成情况、可再生能源电力交易情况等开展监管。各派出机构要在 2020 年 12 月底前，向国家能源局报送监管报告。

国家发展改革委、国家能源局有关部门将加强跟踪监测，计划 2020 年 9 月组织开展全国可再生能源电力消纳责任权重执

行情况评估,并根据评估情况督促各省级能源主管部门、各电网企业、各派出机构进一步落实2020年可再生能源电力消纳责任,研究提出2021年可再生能源电力消纳责任权重初步安排。

国家发展改革委
国家能源局
2020年5月18日

《海南省2020年电力市场化交易方案》印发实施

来源:海南日报

省发展改革委、国家能源局南方监管局近日联合印发的《海南省2020年电力市场化交易方案》,2020年度电力市场化交易规模约35亿千瓦时。

其中,通过广州电力交易中心进行跨省交易15亿千瓦时,通过海南电力交易中心进行省内电力直接交易20亿千瓦时。年度省内交易规模中气电市场化交易电量14亿千瓦时,核电、煤电市场化交易电量6亿千瓦时。全省省内交易电量未达到20亿千瓦时的差额部分,相应通过增加开展省内交易或跨省区交易规模进行补充。上

述交易规模可根据市场实际供需情况进行调整。

交易准入主体包括发电企业、电力用户、售电公司等。各类市场主体应在海南电力交易中心有限责任公司注册,并通过海南电力交易系统参与交易。具体的市场主体准入名单以海南省电力交易平台的公告为准。2020年电力市场化交易品种主要有电力直接交易、合同电量转让(含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同)等。电力中长期交易主要按年度开展,根据市场需要,开展月度交易。

海南省发展和改革委员会 国家能源局南方监管局 关于印发海南省2020年电力市场化交易方案的通知

琼发改能源〔2020〕355号

各市、县、自治县发展改革委,海南电网有限责任公司、各发电企业、有关用电企业、有关售电企业、海南电力交易中心:

为确保海南省2020年电力市场化交易有关工作的顺利实施,现将《海南省2020年电力市场化交易方案》印发给你们,请遵照执行。

海南省发展和改革委员会 国家能源局南方监管局
2020年5月28日

海南省发展和改革委员会办公室
2020年6月1日印发

《海南省 2020 年电力市场化交易方案》

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及配套文件、《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》（发改运行〔2018〕1027号）和《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658号）等文件精神，按照《国家发展改革委关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》（发改运行〔2019〕1105号）、《海南省深化电力体制改革试点方案》（发改经体〔2016〕1860号）和《海南省售电侧改革实施方案》（琼发改交能〔2019〕95号）等有关要求，结合《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）、海南电力中长期交易规则及监管实施办法和我省电力系统运行实际，制定本方案。

一、交易规模

（一）根据海南省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）关于2020年统调机组发电量调控目标计划安排，2020年度电力市场化交易规模约35亿千瓦时。其中，通过广州电力交易中心进行跨省交易15亿千瓦时，通过海南电力交易中心进行省内电力直接交易20亿千瓦时。年度省内交易规模中气电市场化交易电量14亿千瓦时，核电、煤电市场化交易电量6亿千瓦时。

（二）全省省内交易电量未达到20亿千瓦时的差额部分，相应通过增加开展省内交易或跨省区交易规模进行补充。

（三）各发电机组交易电量上限=K×参与市场化交易机组容量/本批次准入机组的总装机容量×本批次年度交易规模，2020年系数K暂定为1.5。

（四）售电公司交易电量上限为“售电公司资产总额约束下的交易电量限额”“已提交的履约保函约束下的交易电量限额”和“代理零售用户合计市场交易在同

一市场的市场总份额不超过20%”三者的最小值。

（五）上述交易规模可根据市场实际供需情况进行调整。

二、交易准入主体

市场主体包括发电企业、电力用户、售电公司等。各类市场主体应在海南电力交易中心有限责任公司（以下简称“交易中心”）注册，并通过海南电力交易系统（以下简称“交易系统”）参与交易。具体的市场主体准入名单以海南省电力交易平台的公告为准。

（一）发电企业

1. 依法取得核准和备案文件，取得电力业务许可证（发电类）的；符合国家产业政策，国家规定的环保设施正常投运且达到环保标准要求的省内统调燃气电厂、核电厂及单机容量30万千瓦以上的燃煤电厂（燃煤机组合同电量转让交易出让方不受上述容量限制）。

2. 参与交易的发电企业应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的发电企业经法人单位授权，可以参与交易。

（二）电力用户

1. 电力用户应符合国家和海南省产业政策及节能环保要求，符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，属于产业结构调整指导目录限制类、淘汰类，违规建设和环保不达标、违法排污的企业不得参与电力市场化交易。对居民生活及党政机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水、供气等重要公用事业、公益性服务行业暂不参与市场化交易。不符合市场准入条件的电力用户不应以集团名义参与直接交易。

2. 海南省内，电压等级110千伏及以上的经营性电力用户。

3. 增量配电园区、省级以上工业园区和开发区等三类园(区)内的10千伏及以上经营性工商业和趸售用户。

4. 已获得准入的市场主体保持不变。

(三) 售电公司

售电公司应符合《售电公司准入与退出管理办法》(发改经体〔2016〕2120号)有关要求,在海南电力交易中心注册或省外交易机构推送的售电公司完成承诺、公示和备案等准入程序后即可参与海南电力市场化交易。

三、交易品种、周期和方式

(一) 2020年电力市场化交易品种主要有电力直接交易、合同电量转让(含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同)等。电力中长期交易主要按年度开展,根据市场需要,开展月度交易。

合同电量转让交易依据有关市场交易规则执行。合同电量转让交易不改变原有合同约定的交易价格和结算方式。

(二) 2020年电力市场化交易采取双边协商、集中竞价和挂牌等方式进行,双边协商交易作为主要的交易方式。

四、交易价格

(一) 按照有关规定,2020年发电侧市场交易价格上限为电厂未参与电力市场化交易的上网电价(包含脱硫、脱硝、除尘和超低电价)。

(二) 电力用户侧购电价格由市场交易价格、输配电价(含线损)和政府性基金及附加组成。

(三) 实施峰谷电价的电力用户,继续执行峰谷电价,其购电价格作为平段电价;峰、谷电价按现有峰平谷比价计算,暂不参与分摊调峰辅助服务费用,峰平谷时段划分与当期状态保持一致。

(四) 电网企业因发电企业、电力用户(或售电企业)违约考核增加的收益应单独记账。

(五) 已参加市场交易的用户又退出的,在通过售电公司购电或再次参与市场交易前,由电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上,按照政府

核定的居民电价的1.2至1.5倍执行,具体标准为自愿退市1.2倍,强制退市1.5倍。

五、交易组织

(一) 电力用户、发电企业和售电公司需按照电力市场化交易实施方案和市场交易规则开展交易,并按要求在交易系统完成注册及交易合同签订等工作。

发电企业以厂为单位进行交易,电力用户以营销户号为单位进行交易,售电公司以公司为单位进行交易。

(二) 自愿参与市场交易的电力用户,除执行居民、农业、行政事业办公电价之外的计量点电量,其余电量按成交电量进入市场,执行市场交易价格,不再执行目录电价,且不得随意退出市场;市场主体进入市场后退出的,原则上3年内不得参与电力市场交易,由海南省政府相关部门向社会公示。

为支持海南清洁能源岛建设,鼓励参与市场交易的电力用户优先采购一定比例的燃气机组电量。

(三) 海南省内,电压等级110千伏及以上的经营性电力用户可选择直接与发电企业进行交易,也可选择由售电公司代理参与交易,但只能选择一种交易参与方式。

(四) 增量配电园区、省级以上工业园区、开发区等三类园(区)内的10千伏及35千伏经营性工商业和趸售用户,由售电公司代理参加市场化交易,并与售电公司签订代理购电合同、与电网企业签订供用电合同,明确有关责任义务。

(五) 在年度交易周期内,电力用户委托售电公司代理参与交易的,只能与一家售电公司签订代理购电合同。

(六) 交易中心具体负责交易组织实施,开展交易规则和交易系统操作培训,依据交易中心职责汇总交易合同、发布电力市场化交易结果,提供电力市场化交易结算依据,并做好偏差电量考核、市场主体相关违约行为的信用记录和信息披露等相关工作。

(七) 海南电网电力调度控制中心具体负责电力市场化交易的安全校核和电力市场化交易结果执行, 并做好电力调度运行和有关信息披露等工作。

六、时间安排

2020年6月完成年度电力市场化交易组织并开始执行。

七、有关要求

(一) 售电公司注册及交易前须提交履约保函。履约保函具体额度、使用方式及样本由交易中心另行发布。售电公司应做好代理电力用户的市场服务, 协助电力用户开展注册、绑定等入市准备工作。

(二) 市场主体偏差电量允许范围定为-3~+5%, 按照月度开展偏差考核, 具体按照《海南电力中长期交易规则(暂行)》执行。

(三) 交易各方交易过程中不得与其他市场主体串通报价。各方应根据自身生产经营情况据实申报电量、电价, 不得恶性报量、报价或者恶性竞争, 影响市场交易正常进行。

(四) 交易各方要严格遵守法律法规和有关规则, 自觉履行合同约定并及时结算电费, 维护好电力市场秩序。

《海南自贸港总体方案》中区块链技术的应用

来源: 区块链科技研究与监管

6月1日, 中共中央、国务院印发了《海南自由贸易港建设总体方案》, 并发出通知, 要求各地区各部门结合实际认真贯彻落实。《海南自由贸易港建设总体方案》支持海南逐步探索、稳步推进中国特色自由贸易港建设, 分步骤、分阶段建立自由贸易港政策和制度体系, 其中六次提到区块链技术在自由贸易港中的应用。

在《方案》的制度设计中, 区块链技术可应用于产权保护、信息产业和社会治理领域。完善产权保护制度方面, 《方案》提到要加强区块链技术在知识产权交易、存证等方面应用, 探索适合自由贸易港发展的新模式。高新技术产业方面, 《方案》提到要聚焦平台载体, 提升产业能级, 以物联网、人工智能、区块链、数字贸易等为重点发展信息产业。社会治理中推动政府职能转变方面, 《方案》提到要求着力推进政府机构改革和政府职能转变, 鼓励区块链等技术集成应用于治理体系和治理能力现代化, 构建系统完备、科学规范、运行有效的自由贸易港治理体系。充分发挥“互联网+”、大数据、区块链等现代信息技术作用, 通过政务服务等平台建设规

范政府服务标准、实现政务流程再造和政务服务“一网通办”, 加强数据有序共享, 提升政府服务和治理水平。

在《方案》的分步骤分阶段安排中, 2025年前重点是围绕贸易投资自由化便利化, 在有效监管基础上, 有序推进开放进程, 推动各类要素便捷高效流动, 形成早期收获, 适时启动全岛封关运作。其中提到, 要深化产业对外开放, 建设海南国家区块链技术和产业创新发展基地。2035年前重点是进一步优化完善开放政策和相关制度安排, 全面实现贸易自由便利、投资自由便利、跨境资金流动自由便利、人员进出自由便利、运输来往自由便利和数据安全有序流动, 推进建设高水平自由贸易港。《方案》提出要实现数据安全有序流动, 创新数据出境安全的制度设计, 探索更加便利的个人信息安全出境评估办法。开展个人信息入境制度性对接, 探索加入区域性国际数据跨境流动制度安排, 提升数据传输便利性。积极参与跨境数据流动国际规则制定, 建立数据确权、数据交易、数据安全和区块链金融的标准和规则。

此前，海南政府也相继发出两份关于区块链产业发展的通知。2020年5月9日，海南省工业和信息化厅关于印发海南省加快区块链产业发展若干政策措施的通知，提出十项措施：一、组建区块链和创新平台；二、设立区块链产业基金；三、支持区块链基础设施建设；四、推广旅游消费区块链积分；五、推动电子政务项目链改；六、鼓励区块链核心技术研发；七、实施区块链应用示范揭榜工程；八、举办世界区块链大会；九、探索区块链+金融沙箱监管机制；十、打造区块链产业集群。在支持区块链基础设施建设方面，通知支持在海南注册落户的企业建设区块链公共服务平台、算力公共服务系统以及具有自主知识产权的

公有链底层平台、企业级联盟链底层平台等区块链基础设施。支持龙头企业探索数字资产交易平台建设，探索资产数字化、数字资产确权保护、数字资产全球化流动、数字资产交易等方面的标准和技术模式，推动数字资产相关业态在海南先行先试。5月15日海南工信厅再次发文，题为《海南省工业与信息化厅关于严格依法开展区块链相关业务的通知》，要求各相关企业要严格依法依规开展区块链相关业务，不得从事代币发行融资活动，不得从事法定货币与代币、虚拟货币相互之间的兑换业务，不得买卖或作为中央对手方买卖代币或虚拟货币，不得为代币或虚拟货币提供定价、信息中介等服务。

国家标准《电力系统安全稳定导则》发布

来源：中电新闻网

据国家技术监督管理总局消息，2019年12月31日国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会联合发布2019年第17号公告，正式发布了强制性国家标准GB 38755-2019《电力系统安全稳定导则》。

该标准将于2020年7月1日生效，替代原行业标准DL 755-2001。该标准由国家能源局归口并提出，委托挂靠在国调中心的全国电网运行与控制标委会(SAC/TC446)组织编制完成，标委会组织协调成立了参与单位涵盖面宽、专业覆盖面全的编制工作机构，起草组成员单位包括国家电网、南方电网、内蒙古电力，五大发电集团等发电企业，电力规划总院等规划设计单位、科研院校等23个单位。以及包含7名院士在内的专家顾问组。

《电力系统安全稳定导则》的制定本着一是坚持安全性，在继承和总结原有导则内容的基础上，结合电力系统发展面临的安全形势补充新的内容。二是兼顾经济

性，统筹兼顾把握好不同层级、不同地区电网中安全性与经济性的合理平衡。三是突出原则性，对电网与电源结构、新能源并网标准等问题提出原则性的要求和基本的规范。四是注重系统性，整体设计电力系统的标准制度体系，做好《稳定导则》《技术导则》及其它电力系统标准的衔接。五是体现先进性，适应电网发展提出新理念，规范新能源并网，鼓励新技术的推广和新设备的应用。六是保证指导性，实事求是地研究解决现实暴露的问题和未来发展的矛盾，提出指导性的意见。是指导未来确保我国电力系统安全稳定、经济、优质运行的强制性基础性标准。

下一步，全国电网运行与控制标委会将在政府部门的指导下，协调全国电力系统各单位做好《电力系统安全稳定导则学习与辅导》的编写工作，协调和支持电力系统各单位做好宣贯和落实工作。

《海南自贸港建设总体方案》

(电力行业相关节选)

中共中央 国务院印发

8. 完善产权保护制度。依法保护私人和法人财产的取得、使用、处置和继承的权利，以及依法征收私人和法人财产时被征收财产所有人得到补偿的权利。落实公司法等法律法规，加强对中小投资者的保护。加大知识产权侵权惩罚力度，建立健全知识产权领域市场主体信用分类监管、失信惩戒等机制。加强区块链技术在知识产权交易、存证等方面应用，探索适合自由贸易港发展的新模式。(节选自——二、制度设计(二))

11. 扩大金融业对内对外开放。率先在海南自由贸易港落实金融业扩大开放政策。支持建设国际能源、航运、产权、股权等交易场所。加快发展结算中心。(节选自——二、制度设计(二))

21. 高新技术产业。聚焦平台载体，提升产业能级，以物联网、人工智能、区块链、数字贸易等为重点发展信息产业。依托文昌国际航天城、三亚深海科技城，布局建设重大科技基础设施和平台，培育深海深空产业。围绕生态环保、生物医药、新能源汽车、智能汽车等壮大先进制造业。发挥国家南繁科研育种基地优势，建设全球热带农业中心和全球动植物种质资源引进中转基地。建设智慧海南。(节选自——二、制度设计(二))

28. 推动政府职能转变。强化监管立法和执法，加强社会信用体系应用，深化“双随机、一公开”的市场监管体制，坚持对新业态实行包容审慎监管。充分发挥“互联网+”、大数据、区块链等现代信息技术作用，通过政务服务等平台建设规范政府服务标准、实现政务流程再造和政务服务“一网通办”，加强数据有序共享，提升政府服务和治理水平。政府作出的承诺须认真履行，对于不能履行承诺或执行不到位而造成损失的，应及时予以赔偿或补偿。

(节选自——二、制度设计(二))

6. 实现数据安全有序流动。创新数据出境安全的制度设计，探索更加便利的个人信息安全出境评估办法。开展个人信息入境制度性对接，探索加入区域性国际数据跨境流动制度安排，提升数据传输便利性。积极参与跨境数据流动国际规则制定，建立数据确权、数据交易、数据安全和区块链金融的标准和规则。

(节选自——三、分步骤分阶段安排(二))



红花映银塔

摄影：昌江供电局 符祥斌

《海南电力》编辑部
通讯地址：海南省海口市海府路 32 号
邮政编码：570203
电话：0898-653175456
