## 省能源局关于2023年新能源开发建设有关事项的通知

各市州县发改委、局(能源局),国网湖北省电力公司:

为构建新型能源体系,加快风光水火储多能互补一体化和源网荷储一体化发展,助力碳达峰、碳中和目标实现,现就2023年新能源开发建设有关事项通知如下。

一、支持范围

(一)对煤电灵活性改造、新建清洁高效煤电配套新能源项目

支持煤电与新能源联营,煤电灵活性改造和新建清洁高效煤电按照新增调峰容量认定灵活调节能力,配套其能力2倍的新能源项目。煤电项目在2023年底前主体工程开工的,配套其能力1倍的新能源项目;建成投运后,再配套其能力1倍的新能源项目。灵活调节能力不得重复使用。

(二)对燃气发电机组配套新能源项目

支持燃气机组在电力保供中更好发挥作用,按照不超过燃气发电设计出力的0.5倍配套新能源项目。

(三)对抽水蓄能电站配套新能源项目

支持抽水蓄能与新能源协调发展,按照抽水蓄能电站装机规模配套新能源项目。抽水蓄能电站在2023年底前主体工程开工的,大型抽水蓄能电站配套装机规模10%的新能源项目,中小型抽水蓄能电站配套装机规模20%的新能源项目。后续视抽水蓄能电站建设进度逐年安排。

(四)对新型储能项目配套新能源项目

支持2021年公布的集中式(共享式)化学储能电站发挥调峰作用。对2022年底前建成投产的储能电站,按储能电站富余调节容量的5倍配套新能源项目;考虑疫情影响,对2022年底前已开工的化学储能电站,按照相同比例计算富余调节容量可配套新能源项目的总量,但建成时间每逾期一个月,总量分别扣减20%;建成时间以项目单位向电网企业提交并网申请的日期为准。支持相关企业在湖北开展全钒液流储能、铁锌分层液流储能、压缩空气储能、飞轮储能等先进储能技术试点示范应用,相关项目列入省级示范项目名单并在2023年底前主体工程开工的,按照不超过储能电站调节容量的5倍配置新能源项目。储能电站应早于新能源项目建成。

(五)对试点示范的可再生能源制氢项目配套新能源项目

支持在具备条件的地区发展可再生能源规模化电解水制氢。制氢项目在2023年底前主体工程开工的,按照1000Nm³/h制氢能力配套50MW新能源项目,并视同配置储能。制氢项目应早于新能源项目建成。

(六)十个百万千瓦新能源基地和奖励产业发展续建新能源项目

支持十个风光火储百万千瓦新能源基地在承诺的配套调节能力建成投产后,配套第三批新能源项目。支持2022年通过核查的新能源装备制造产业项目在完成全部投资后,申报后续风电项目。项目单位实际形成的调节能力、实际完成的投资应委托专业中介机构审核后出具第三方证明。

二、申报要件

(一)项目业主单位营业执照复印件。

(二)光伏发电项目备案证明。风电项目通过湖北省投资项目在线审批监管平台申请赋码证明。

(三)县级以上自然资源等部门出具的项目用地合规性证明。

(四)项目用地权属证明。光伏发电项目使用自有土地的提交土地证复印件,租赁土地的提交土地租赁合同复印件。风电项目提交县级以上自然资源部门出具的规划选址和土地预审的初审意见。

(五)项目所在地电网企业出具的支持新能源项目接入电网意见。意见明确新能源项目拟接入的变电站、接入电压等级、送出工程距离等。对申请接入同一变电站、存在竞争关系的新能源项目,由项目所在地发改委(局)组织竞争性配置,确定优先支持的项目。

(六)灵活调节能力设施建设方案。包括项目类型、核准(备案)文件、建设计划、配套比例、配套方式(自建、购买)、时间进度安排及完成情况证明(开工、建成)等。

(七)项目业主单位信用承诺书。承诺提交材料真实有效、按相关要求开展项目建设并接受监管,由法人代表亲笔签署。

三、工作流程

(一)从本通知印发之日起,各投资开发企业即可通过“湖北新能源项目管理平台”填报储备项目信息,平台网址:http://nydsjzx.hb.sgcc.com.cn/energy。

(二)项目业主单位向相关部门申请办理相关文件。

(三)项目业主单位将项目前期工作要件上传到“湖北新能源项目管理平台”。待所有要件齐备后,向所在县(市、区)发改局书面申请列入湖北省新能源项目名单。因存在接网竞争关系暂不能取得所在地电网企业支持意见的,先报送接网方案。

(四)县(市、区)发改局审核项目要件,将审核通过的项目推送所属市州发改委(能源局)。市州发改委(能源局)将要件齐全的项目推送省能源局。对存在接网竞争关系的项目,由拟接入变电站调度关系所在电网企业同级的发改委(局)组织开展竞争性配置,将竞配结果告知相关项目单位,项目单位取得电网企业支持意见后,市州发改委(能源局)再推送。

(五)省能源局及时确认新能源项目名单,明确建成时间、配套调节能力、监管措施等要求,向社会公开。不符合申报要求、不属于支持范围的项目,不列入项目名单。

四、工作要求

(一)各地发改委(局)要组织开展存量项目清查,准确掌握辖区范围内所有已纳规新能源开发项目及挂钩调节能力建设项目的实施情况,督促项目单位加快建设,杜绝“圈而不建”。已纳规项目及挂钩调节能力建设项目已超出规定时限未建成的,在建成之前项目主要投资方不得申报新项目,在建项目因客观原因难以全容量建成的可申请减容建设。已纳规项目已超出规定并网时间未开工的,从原项目清单中剔除。各地存量项目清理情况结合项目调度工作,于2月3日前以地市为单位向省能源局书面报告。

(二)各地发改委(局)要组织开展新能源资源普查,加大与同级自然资源、生态环境、水利、林业、住建等部门和电网企业的沟通衔接,准确掌握可开发风光资源、可利用土地(林地、水面)、电网接入能力等情况,加强统筹规划和项目储备,明确开发建设单位遴选条件和方式,避免碎片化。要不断优化新能源投资环境,降低非技术成本,提升新能源开发的综合效益。凡有企业反映地方将配套产业作为项目开发建设门槛、违规增加企业负担等情形的,在整改到位并向省能源局作出书面承诺之前,暂停安排新能源项目。

(三)风光火储百万千瓦新能源基地所在地发改委(局)要进一步优化基地建设实施方案,优先为基地预留建设场址,优先申报基地第三批项目。有已核准抽水蓄能电站项目的地方发改委(局)要统筹站点所在县(市、区)及周边风光发电资源,支持抽水蓄能电站业主单位独立开发建设或者牵头开发建设,采取资本融合、长期协议、一体化项目等方式实现抽水蓄能项目与风光发电项目联营。

(四)各投资开发企业要依据新能源发展政策和各地发展规划,发挥各自优势开展新能源项目策划和前期工作,加强行业自律,避免恶性竞争。鼓励整体规划、分步实施新能源项目。对纳入省能源局确认名单的项目要抓紧实施,按月填报项目投资完成情况、形象进度,按时建成投产。对一体申报、一体确认、一体实施的新能源发电和调峰储能项目(含制氢项目)的成本利润要统一核算。

(五)省电力公司要建立电源项目接入电网工作制度,及时出具新能源项目接入系统设计方案回复意见。要对电源企业是否按承诺履行配套调节能力建设责任进行核查,未履行的不予结算新能源项目电费。要依据新能源项目建设需要及时优化电网规划建设方案和投资计划安排,不断提升新能源接网能力。

本通知由省能源局新能源处负责解释。