

利好政策不断，专家预计：

储能产业今年增势依然强劲

■本报记者 苏南



资料图片

2022年以来，储能行业利好政策不断，既有国家层面明确大力发展新型储能电站，又有各省纷纷要求新能源强制配储并给予储能电站补贴。近日，又有两个地方的储能补贴政策落地。1月16日，重庆两江新区管委会印发《重庆两江新区支持新型储能发展专项政策》，支持新型储能发展；1月28日，江苏省常州市出台《推进新能源之都建设政策措施》，明确支持光伏等新能源与储能设施融合发展。

在业内人士看来，新能源强制配储政策并非储能电站建设的唯一动力，但补贴在一定程度上确实会促进储能产业的发展。今年，强制配储政策依然是大型储能发展的核心动力。受此驱动，今年储能装机量大概率会翻番。

补贴措施更明确 今年装机量大概率翻番

记者梳理发现，截至目前，已有浙江、广东、江苏、四川、陕西、青海、重庆、安徽、湖南、山西等多个省市出台了具体的储能补贴政策，补贴形式有一次性补贴，也有按投资额比例、年利用小时数、实际响应与申报响应比值补贴等多种形式。例如，广东佛山顺德和肇庆高新均明确储能补贴为一次性补贴。

在各地已发布的储能补贴政策中，重庆两江的补贴上限最高，该地按照储能装机规模补贴200元/千瓦时，最高为500万元；广东深圳和安徽合肥的补贴上限紧随其后，为300万元；江西的补贴方式则另辟蹊径，该省对符合条件的锂电企业给予上市奖励。

除了补贴上限，各地储能补贴具体措施也更明确。例如，今年1月28日，江苏省常州市表示，对装机容量1兆瓦及以上的新型储能电站，自并网投运次月起，按发电量给予投资主体不超过0.3元/千瓦时的奖励，连续奖励不超过2年；成都市为年利用小时数不低于600小时的户用侧、电网侧、电源侧、虚拟电厂储能项目提供230元/千瓦的补贴；西安市针对不低于1兆瓦时的光伏储能系统，按照储能设备实际投资额的20%进行补贴，最高50万元；重庆则补贴电源侧5%的投资，且最多补贴4年。

在中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司储能技术中心主任楚攀看来，近两年，储能行业的政策、市场、补贴等机制均在不断完善，行业迎来了高速发展，2022年储能装机增量约是2021年的4倍。今年储能装机延续高倍数增长的可能性较低，但翻番是大概率可以达到的，今年

大型储能预计有25-30吉瓦时的装机，工商业储能装机预计为5-7吉瓦时。

高于门槛配储抢优质项目 政策仍是核心驱动力

目前，我国储能补贴主要以用户侧为主，难以影响配储比例。不过，储能补贴会提升储能的经济性，有助于由之前的强制配储向主动配储转变。

中关村储能产业技术联盟高级研究经理张兴表示，强制配储政策主要针对集中式风电、光伏电站。为解决新能源并网带来的调峰、调频等问题，各省根据实际情况制定了各自的强制配储政策，这是电网的刚性需求。强制配储政策是在我国电力市场不成熟、储能无法通过市场完全收回成本的情况下的现实选择，促进了储能的快速发展，但也在一定程度上影响了新能源项目的经济性和建设进度。地方政府给予补贴，会提高新能源企业配储的积极性。

一位新能源电站投资方对记者直言：“由于新能源项目配套储能的机制尚不完善，企业将配储成本计入项目总成本，部分新能源项目的开发可能受到限制。所以，目前新能源项目配置储能的比例主要是基于各地政府的政策要求，在满足项目收益率要求的前提下进行投资开发。”

“各省要求的新能源配储比例是最低的‘准入门槛’。企业的储能配置高于政府设定的标准，可优先排队争取到新能源项目。企业不愿意配储，一般会采用能拖就拖的策略。”某新能源企业负责储能业务的人士对记者坦言，如果意在拿下项目，实际的配储比例肯定要高于地方政府规定的标准。随着电力市场建设加速，储能的经济性越来越好，企业更多是从长远考虑，一般按20年规划，先把并网点占上。例如，100兆瓦以上的储能电站接入220千伏变

电站，接入间隔是有限的，考虑到先到先得项目，企业出于先“占坑”的想法，实际的储能配置往往高于地方政府设置的标准。

楚攀也对记者表示，随着大型储能电站规模的不断增大，其接入电压等级也不断提升，而电力系统中能够兼顾场址、容量、收益的优质接入点是有限的，不是每一个变电站都有容量去接入几百兆瓦时的储能容量。这也是现在很多大型储能项目抓紧规划、备案、做方案的原因所在。看好储能的大型企业存在一定的“跑马圈地”心理，就算一期项目不赚钱，也希望在二期三期赚回来。

“补贴并不能大幅提升甲方投资储能的热情。不过，新能源强制配储政策依然是今年大型储能发展的核心动力。”楚攀表示，“如果没有强制配储政策，不少储能公司业绩可能会削减五六成，强制配储政策是储能行业快速发展的一个强大驱动力，从新能源自身的发电特点来看，这一政策的逻辑是通顺的，应该可以长期存在。”

各方边推进边探索 收益渠道亟需完善

谈及储能企业的盈利情况，业内人士均认为，储能行业商业模式薄弱，要健康高质量发展亟需完善收益渠道。去年，一部分独立储能企业参与了市场交易，可以从市场化角度获取收益，而新能源配套储能参与市场必须做技术改造，储能可单独计量、单独并网之后，才能转为独立储能电站参与电力市场，这在无形中增加了企业成本。

张兴认为，发电企业之前不愿意配储，是因为新能源参与电力市场的规模和力度较小，多数新能源配套的储能无法参与电力市场。随着储能成本不断下降和电力市场逐渐成熟，补贴也将取消，市场化是未来储能发展的出路。“目前政策、企业、市场各

方均是边推进边完善，肯定需要一个过程，大家都是摸着石头过河。”

楚攀建议，储能行业要实现健康发展，一要加快建设储能企业的市场化收益渠道，并不断丰富、稳定这些渠道。未来更多的省份将开通电力现货市场，开通后应积极吸纳独立储能电站参与市场交易。二是目前储能电站参与电力辅助服务市场还比较困难，多数省份仅有顶层设计，缺乏执行细节。建议相关部门加大对储能产业的支持力度，严格考核新能源强配储能的执行力度，因地制宜制定可操作、可回溯、奖惩分明的市场细则。

“当前，由于配套储能导致项目成本上升，同时储能电站盈利模式暂未明确，新能源电站的收益出现一定下降。”一位新能源发电企业人士对记者表示，当前储能行业的盈利模式主要有共享租赁、现货套利、辅助服务、容量电价四类。储能行业投资要想从当前的政策驱动逐步转向商业投资价值驱动，需要因地制宜，探索形成符合当地能源结构特点和经济社会发展水平的相对完善的市场机制。

上述新能源发电企业人士表示，对发电企业来说，强制配储政策在一定程度上增加了建设成本，同时配建储能的利用率较低。因此，建议首先要科学规划新能源项目配置储能的类型及规模，当前各地针对新能源项目强配储能的的规定往往是一刀切，未充分考虑各项目自然资源条件的差异性，一定程度上导致了储能设备的浪费，项目沉没成本明显上升；其次，要加快构建合理的储能电站盈利模式与运行策略，保障项目整体经济效益；再次，建议引导和推进独立储能项目建设，鼓励新能源项目通过储能容量租赁的方式保证电网安全。独立储能电站的高效利用既有利于新能源项目开发建设的成本控制，也有利于推动储能电站盈利模式的构建与完善。

贵州省能源局近日公示2023年保底售电公司名单，让保底售电再次成为业内关注的热点。事实上，早在2021年11月，国家发改委就印发《售电公司管理办法》（以下简称《办法》），首次对保底售电服务的启动条件及服务内容、保底售电公司的选择原则等作了规定。从各地实践来看，广东在全国范围内率先开启保底售电机制。此外，浙江、福建、四川、云南、内蒙古、山西等地均对该机制有所探索。

保底售电是售电市场稳定运行的重要组成部分。随着我国电力市场改革的深入，亟需设计更完善的保底售电服务机制以保证电力交易平稳开展。

“带有电力普遍服务的特性”

东南大学电气工程学院副研究员明昊告诉记者，保底售电机制是指电力市场中的售电公司由于种种原因，自愿或强制退出市场，其售电合同由保底售电公司承接，继续完成对电力用户的服务。

据记者了解，在售电市场建设初期，部分售电公司由于运营能力不足、风险管控能力偏弱等原因退出市场，但其合约尚未履行完毕，对电力用户和市场交易造成了负面影响。有售电从业人士分析，作为电力用户，若签约的售电公司突然退市，不仅可能面临无电可用的情况，还要花费时间成本去寻找新的售电公司，甚至可能承担法律责任。

记者梳理发现，售电公司退市的原因多集中在对电力市场价格预期不合理、过高的度电让利产生亏损、自身能力不足或人员短缺导致经营不善、疫情期间发电侧成本压力导致市场难以成交、从业或申报材料与事实不符被举报，以及存在违反相关市场交易规则的行为等方面。

“《办法》中的保底售电机制条款，对我国电力市场改革具有重要意义。在我国电力市场建设中，由于先行省份的市场参与者对电力批发与零售市场的理解与实操经验有限，经过优胜劣汰，一些售电公司退市十分正常。然而，电力市场改革在追求资源分配效率的同时，也应该保护用户的利益。因此，保底售电机制带有电力普遍服务的特性，对于保障电力用户利益以及维护售电市场稳定具有重要作用。”明昊说。



资料图片

保底售电如何“保底”？

■本报记者 杨晓冉 实习记者 林水静

各地积极实践

在具体操作中，保底售电公司如何选择和结算零售价格？

《办法》规定，保底售电公司每年确定一次，具体数量由地方主管部门确定。原则上，所有售电公司均可申请成为保底售电公司，地方主管部门负责审批选取其中经营稳定、信用良好、资金储备充足、人员技术实力强的主体成为保底售电公司，并向市场主体公布。“目前，国家及省市的相关规定中，尚无用户主动选择保底售电公司的相关规定，仍主要由地方主管部门安排保底售电公司承接用户合同。”明昊指出。

《办法》同时对保底零售价格作了规定：在中长期模式下，保底零售价格按照电网企业代理购电价格的1.5倍执行或由省级价格主管部门确定，现货结算运行期间，由地方主管部门根据电力市场实际价格及

保底成本制定。

目前，各省均在此框架基础上制定了结算规则。“广东由上年市场份额前三名的售电公司自愿担任保底售电公司，零售结算价格按照保底售电公司综合采购成本执行。”九州能源董事长张传名说。

据盈水华亮总经理张骥介绍，浙江由电力交易中心推荐8家国有控股、信用等级高、实力强的售电公司作为保底售电公司，并明确了每家公司负责的地市范围。未向发电企业或售电公司购电的，均被视为保底用户，由保底售电公司代理购电，电价由国网系统确定。

此外，记者梳理相关资料发现，山西省保底售电公司由符合要求的售电公司竞拍确定，并通过竞争方式确定保底零售价格；四川省保底售电服务公司则由四川省能源局从16家备选公司中选取综合排名前十的企业，并明确了保底售电公司不亏不盈的原则。

更公平的遴选机制是关键

“对售电公司而言，成为保底售电公司可以增加自身在行业中的美誉度，带来更多客户资源。”张传名指出，因此，几乎所有的售电公司都愿意成为保底售电公司，但目前我国保底售电公司主要按售电量确定。引入竞争机制，让更多真正有资格、有能力的售电公司参与遴选是一个值得研究的课题。

华北电力大学一位不愿具名的科研人员认为，保底售电机制仅对售电公司经营风险进行约束，却不对用户逐利行为进行约束，不利于售电市场的长期发展。“用户在中没有风险，就不会主动寻求优质的售电公司，而往往是哪个售电公司给的价低，就选择哪个。这其实是一种畸形的状态，长此以往，不利于售电市场的长期稳定发展。”

因此，多位业内人士认为，比起保底售电机制，售电市场更需对准入门槛、资格审查以及履约保函机制进行完善。

“与其他国家相比，我国售电公司一直在数量上占优势。但目前售电公司准入门槛太低，淘汰率也太低。很多售电公司并不具备资质，甚至连注册资金和保函都是通过借贷实现的。保底售电机制相当于消防栓，但最重要的是健全售电市场规则。”上述售电从业人士指出，售电公司需要有明确的退出标准，当其保函无法保证下一阶段的合约履行时，就应按此标准退市。同时要对其电力用户进行风险预警，让零售用户有一定的时间去选择其他售电公司。

“目前，保底售电服务中因批零倒挂等因素产生的亏损，可分摊给其他电力用户与发电企业。”明昊因此建议，应引入保底售电公司的竞争及量化机制，鼓励保底售电公司的申请方提供其愿意承担的目标客户种类、体量、地区、价格等信息，方便与用户匹配；在保底零售价格方面，建议采取弹性处理方式，比如保底售电公司与用户议价或者市场竞价优先，未达成一致时采用国家或省内指导价，充分发挥购售电双方积极性。当保底售电公司因履行保底售电合同产生经济损失时，有权向原售电公司提出经济赔偿，以此减少市场中其他主体的经济负担。

国家发改委： 推进有效投资重要项目中 废旧设备规范回收利用

本报讯2月14日，国家发改委发布《关于做好推进有效投资重要项目中废旧设备规范回收利用工作的通知》（以下简称《通知》）。《通知》明确，将符合条件的废旧设备回收利用项目纳入中央预算内投资支持范围。

《通知》指出，鼓励应用再生资源先进加工利用技术装备，推动废旧设备拆解加工企业提质增效，全面提升机械化、自动化和智慧化水平。支持资源循环利用企业进行技术改造升级，加强元器件无损化高效处理、稀贵金属提取等无害化、高值化利用技术应用，提高处理产物附加值。支持产品设备生产制造企业建立逆向回收体系，发展高水平再制造。

《通知》强调，国家发改委将符合条件的废旧设备回收利用项目纳入中央预算内投资支持范围，重点支持废旧设备回收、拆解处理、再制造、资源化利用等资源循环利用能力建设。支持各地加强与金融机构的沟通协调，引导金融机构加大对废旧设备资源循环利用企业和重点项目的金融支持力度。（宗和）

国家能源局： 电力行业居1月 能源监管投诉举报首位

本报讯2月15日，国家能源局通报1月12398能源监管热线投诉举报处理情况。1月，12398能源监管热线共收到有效信息14074件（含投诉、举报、咨询和其他诉求类别），环比减少14.66%，同比增加16.61%。

其中，电力行业排在首位，有效信息数量为8925件，占全部有效信息的63.41%。群众关注的内容主要集中在供电服务、电力安全、市场准入等方面。

石油天然气行业排在第二位，有效信息数量为2371件，占全部有效信息的16.85%。群众关注的内容主要集中在居民燃气安装及收费、燃气故障等方面。

新能源和可再生能源行业排在第三位，有效信息数量为401件，占全部有效信息的2.85%。群众关注的内容主要集中在分布式光伏发电项目并网、电费结算、补贴发放等方面。

煤炭行业有效信息数量为33件，占全部有效信息的0.23%。群众关注的内容主要集中在煤炭价格、煤矿安全等方面。（仲能）

国家市场监督管理总局： 去年燃气用相关产品抽查 不合格率达6.7%

本报讯2月14日，国家市场监督管理总局发布《2022年燃气用相关产品质量国家监督抽查情况通报》（以下简称《通报》）。《通报》指出，本次抽查609家企业生产的610批次产品，涉及家用燃气快速热水器、家用燃气灶、瓶装液化石油气调压器、燃气用具连接用不锈钢波纹管、家用可燃气体探测器等5种产品，发现41批次产品不合格，抽查不合格率为6.7%。

其中，家用燃气快速热水器抽查不合格率为4.8%。本次抽查10个省（市）144家企业生产的145批次产品，发现7批次产品不合格，抽查不合格率为4.8%。该产品近3年抽查不合格率分别为10.5%、8.8%、4.8%。

家用燃气灶抽查不合格率为7%。本次在流通领域抽查13个省（市）300家企业生产的300批次产品，发现21批次产品不合格，抽查不合格率为7%，较上次抽查下降0.9个百分点。该产品近3年抽查不合格率分别为11%、7.9%、7%。

《通报》明确，对不合格产品依法采取查封、扣押等措施，严禁企业出厂销售。对不合格企业明确整改要求，督促落实整改措施，及时组织复查。对涉嫌犯罪的，及时移送司法机关。依法将严重违法失信企业纳入严重违法失信企业名单管理。（李铭）

国家能源局： 天然气管网设施托运商名单 拟实施动态管理

本报讯2月15日，国家能源局综合司发布关于公开征求《天然气管网设施托运商准入与退出管理办法（征求意见稿）》（以下简称《征求意见稿》）意见的通知。

《征求意见稿》指出，对符合准入条件的申请企业，管网运营企业通过审核后应当将其纳入托运商名单，并向名单内企业提供管网设施公平开放服务。托运商名单实行动态管理，按年度集中受理和更新调整，原则上不临时受理。

《征求意见稿》明确，托运商在服务合同履行结束后主动提出退出的，管网运营企业应当将其移出托运商名单。托运商2年内未申请及使用管网设施服务，管网运营企业将其列入观察名单并予以提醒，后续1年内仍未提交申请并使用管网设施服务的，管网运营企业可以将其移出托运商名单。（慧颖）