

君合专题研究报告

JUNHE

2022年6月14日

可再生能源系列（一）：简评“十四五”可再生能源发展规划

引言

2022年6月1日，国家发展改革委等九部门联合制定的《“十四五”可再生能源发展规划》（发改能源〔2021〕1445号，以下简称“《规划》”）向社会公布。《规划》提出，到2025年可再生能源消费总量达到10亿吨标准煤左右，“十四五”期间可再生能源消费增量在一次能源消费增量中的占比超过50%，为可再生能源高质量跃升发展提出了明确的发展目标。在具体发展路径层面，《规划》为可再生能源从生产开发、市场化交易到能源消纳和终端利用的全流程谋篇布局，为我国可再生能源利用书就新的篇章。

一、加快可再生能源开发，优化可再生能源投资管理机制

“从能源电力消费的增量补充变为增量主体”是国家对“十四五”期间可再生能源利用提出的新要求。为实现可再生能源从“增量补充”到“增量主体”的转变，在发电端，《规划》提出“十四五”期间风电和太阳能发电量实现翻倍，到2030年我国风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的发展目标。《规划》围绕风电、光伏发电、生物质能、地热能、海洋能的开发提出具体引导政策，其中，风电和光伏发电的基地化和分布式开发仍然是“十四五”时期可再生能源开发的主要模式：

- **基地化开发**：统筹推进陆上风电和光伏发电基地建设，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河下游新能源基地；在内蒙古、青海、甘肃等西部北部沙漠、戈壁、荒漠地区加快推进建设大型风电太阳能发电基地；有序

推进海上风电基地建设，积极推动近海海上风电规模化发展，重点建设山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾五大海上风电基地；依托既有和新增跨省区输电通道和火电“点对网”输电通道，实现增配风电光伏基地新能源电量的就地消纳和省外输送，打破省际电网消纳边界。

- **分布式开发**：在工业园区、经济开发区、油气矿区及周边地区，积极推进风电分散式开发；重点推进工业园区、经济开发区、公共建筑等屋顶光伏开发利用行动，“十四五”期间，新建工业园区、新增大型公共建筑分布式光伏安装率达到50%以上；在新能源汽车充电桩、高速铁路沿线设施、高速公路服务区等交通领域和5G基站、数据中心等信息产业领域推动“光伏+”综合利用；规范有序推进整县（区）屋顶分布式光伏开发，建设光伏新村。

值得关注的是，配合前述可再生能源开发目标，《规划》配套提出了一系列可再生能源项目“放管服”改革措施：

- **项目立项“核准改备案”**：《规划》提出，对不涉及国家安全、全国重大生产力布局和战略性资源开发的可再生能源项目，推动核准改备案，鼓励实施企业投资项目承诺制。此前，光伏电站项目根据《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329号）已实行备案制管理，但风电项目根据现行《政府核准的投资项目目录（2016年本）》（国发〔2016〕72号）仍然

实行核准制，并受制于地方严格的核准前置条件。在《规划》基础上，国务院办公厅转发国家发改委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》（国办函〔2022〕39号，以下简称“《**实施方案**》”）特别明确将“推动风电项目由核准制调整为备案制”，将有助于更多风电项目的落地。

- **推行多部门联动审批“一站式”服务：**《规划》与《实施方案》均提出，将在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调，建立自然资源、生态环境、能源主管部门等相关单位的协同机制，构建多部门联动审批机制，提高项目审批效率，并且依托全国投资项目在线审批监管平台，建立新能源项目集中审批绿色通道。
- **便利新能源项目的电网接入：**在《规划》提出加强可再生能源规划、产业政策、开发建设、电网接入、调度交易、消纳利用等方面协同监管的基础上，《实施方案》进一步要求地方能源主管部门、电网企业要结合新能源项目发展需要，及时优化电网规划建设方案和投资计划安排。推动电网企业建立新能源项目接网一站式服务平台，提供新能源项目可用接入点、可接入容量、技术规范等信息，实现新能源项目接网全流程线上办理，大幅压缩接网时间。

我们理解，上述“放管服”改革措施将有助于简化可再生能源项目建设审批流程，进一步激发市场活力，加速可再生能源项目的落地。

二、完善可再生能源市场化发展，建立健全绿色能源消费机制

1. 完善绿电市场化交易

“完善可再生能源参与电力市场交易规则，形成充分反映可再生能源环境价值、与传统电源公平竞争的市场机制”是可再生能源利用的重要环节。

国家发展改革委、国家能源局于2021年8月28日发布的《关于绿色电力交易试点工作方案的复函》（发改体改〔2021〕1260号，以下简称“《**绿电交易试点方案**》”），为全国性的绿色电力交易奠定了基础框架。我们曾通过一篇短文[《电力市场改革系列（二）：绿色电力交易ABC》](#)对现行绿电交易框架、绿电交易地方试点情况进行简要介绍，并从用户角度，对工业企业采购绿电的法律义务及增益进行了简要分析，可供诸君浅窥一二。

《绿电交易试点方案》发布后，国家发展改革委、国家能源局又于2022年1月18日发布了《国家发展改革委、国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号），就加快建设全国统一电力市场体系，破除跨省跨区市场交易壁垒，推动形成更强新能源消纳能力的新型电力系统提出进一步指导意见。《国家发展改革委、国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》以及近期发布的《规划》和《实施方案》就可再生能源的市场化交易共同提出以下发展方向：

- **鼓励长期购售电协议：**推动可再生能源与电力消纳责任主体签订多年长期购售电协议，电网企业应采取有效措施确保协议执行。
- **促进可再生能源参与现货交易：**完善可再生能源参与现货市场相关机制，充分发挥日内、实时市场作用；鼓励新能源项目以差价合约形式在电力现货市场试点地区参与电力市场交易；鼓励新能源报量报价参与现货市场，对报价未中标电量不纳入弃风弃光电量考核。
- **完善分布式发电市场化交易：**完善分布式发电市场化交易机制。鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易，完善微电网、存量小电网、增量配电网与大电网间的交易结算、运行调度等机制。
- **电力辅助服务：**完善电力辅助服务补偿和分摊机制，体现调峰气电、储能等灵活性

调节资源的市场价值，促进区域电网内调峰和备用资源的共享。在现货市场内推动调峰服务，新能源比例较高的地区可探索引入爬坡等新型辅助服务。

2. 拓展绿证核发范围

绿证即绿色电力证书，是指国家依据可再生能源上网电量通过国家能源局可再生能源发电项目信息管理平台向符合资格的可再生能源发电企业颁发的具有唯一代码标识的电子凭证。每个绿证对应1兆瓦结算电量。获得绿证的新能源发电企业可申请在中国绿色电力证书认购交易平台上开户并出售绿证。

此外，在绿电交易框架下，国家可再生能源信息管理中心亦将绿证作为绿电交易的凭证，根据绿电交易试点需要向电力交易中心批量核发，再由电力交易中心依据绿电交易结果将绿证发放至电力用户。

在现行法律框架下，仅列入可再生能源发电项目补贴清单以及平价上网和低价上网的陆上风电、光伏发电项目（不含分布式光伏发电）有资格获发绿证，而分布式发电、海上风电、光热发电、生物质发电、水电项目等并未纳入核发范围。此次《规划》提出，将拓展绿证核发范围，推动绿证价格由市场形成，鼓励平价项目积极开展绿证交易。

三、强化落实可再生能源电力消纳保障责任

根据国家发展改革委、国家能源局于2019年5月10日发布的《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，以下简称“**发改能源807号文**”），我国自2019年起推行可再生能源电力消纳保障机制，对各级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重。各省需制定具体的实施方案保障其电力能源消耗中，使用可再生能源发电达到一定的比例，并向承担消纳责任的终端市场主体传导消纳责任。

根据发改能源807号文，承担消纳责任的市场主体包括两类：

- 配售电公司，即各类直接向电力用户供/售电的电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司（包括增量配电网项目公司），此类市场主体承担与其年售电量相对应的消纳量；以及
- 通过电力批发市场购电的电力用户和拥有自备电厂的企业，此类市场主体承担与其年用电量相对应的消纳量。

根据上述规定，各省将组织电网企业、售电公司以及实行清单管理的电力用户协同承担消纳责任，消纳方式包括实际消纳（即采购和使用绿电、自建可再生能源项目自发自用绿色电力）、购买其他主体的超额消纳量和自愿认购绿证。

2021年5月21日，《国家发展改革委、国家能源局关于2021年可再生能源电力消纳责任权重及有关工作的通知》（发改能源〔2021〕704号）进一步明确，自2021年起，国家发展改革委、国家能源局将每年初滚动发布各省可再生能源电力消纳责任权重（约束性指标）和次年预期目标，各省可通过本区消纳（即区域内生产且消纳的可再生能源电量）和跨区消纳（即消纳区域外输入的可再生能源电量）实现消纳目标。根据国家能源局于2022年4月21日发布的2021年可再生能源电力消纳责任权重完成情况通报，2021年下达全国最低可再生能源电力总量消纳责任权重¹为29.4%；2021年实际完成值为29.4%，与2020年同比增长0.6个百分点。

《规划》沿袭我国现行可再生能源消纳保障机制，并进一步强化以下几点可再生能源消纳责任落实要求：

- 逐年提升可再生能源电力消纳责任权重目标。根据《规划》，2025年，全国可再生能源电力总量消纳责任权重应达到33%左右。

¹ 根据国家发展改革委、国家能源局于2019年5月10日发布的《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）附件《可再生能源电力消纳责任权重确定和消纳量核算方法（试行）》，区域最低总量消纳责任权重=（预计本区域生产且消纳年可再生能源电量+预计年净输入可再生能源电量）÷预计本区域全社会用电量。

- 加强对省级行政区域可再生能源消纳责任权重完成情况的监测评价，强化对电网、市场主体消纳量完成情况考核。
- 逐步缩小各地权重目标差异²，推动跨省跨区可再生能源电力交易。由于各省份自然条件不同，区内可再生能源生产能力差异较大，对于可再生能源生产能力有限的省份，开展跨省跨区绿电交易对完成消纳责任权重尤为重要。
- 促进各类市场主体公平合理共担可再生能源电力消纳责任，推动自备电厂、市场化电力用户等积极消纳利用可再生能源，构建由电网保障消纳、市场化自主消纳、分布式发电交易消纳共同组成的多元并网消纳机制。

四、推动可再生能源在终端直接利用

承接可再生能源消纳机制，国家正逐步对具体工业领域和工业项目的可再生能源利用比例提出要求。事实上，国务院于2021年10月24日发布的《2030年前碳达峰行动方案》（国发〔2021〕23号）已就提高工业领域可再生能源应用比重提出要求。

根据国家发展改革委等部门于2022年1月18日联合印发的《促进绿色消费实施方案》（发改就业〔2022〕107号），国家将首先加强高耗能企业使用绿色电力的刚性约束，并要求各地根据实际情况制定高耗能企业电力消费中绿色电力最低占比，并在电网保供能力许可的范围内，对消费绿色电力比例较高的用户在实施需求侧管理时优先保障。

在特定高能耗领域，例如电解铝、数据中心行业，国家已明确约束可再生能源利用比例。例如，国家发展改革委于2021年8月26日发布、2022年1月1日实施的《国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知》（发改价格〔2021〕1239号）将电解铝企业非水可再生能源用电比例与阶梯电价加价标准挂钩。电解铝企业消耗的非水可再生能源电量在全部用电量中的占比超过15%，且不小于

所在省（自治区、直辖市）上年度非水电消纳责任权重激励值的，占比每增加1个百分点，阶梯电价加价标准相应降低1%。北京、天津等城市亦对新建数据中心项目的可再生能源利用情况提出要求，北京鼓励2021年及以后建成的项目年可再生能源利用量占年能源消费量的比例按照每年10%递增，到2030年实现100%（不含电网既有可再生能源占比）；天津则要求新建大型、超大型数据中心使用可再生能源和绿电的比例应不低于用电量的50%。

随着可再生能源电力消纳保障机制的发展、对重点领域可再生能源应用比重的约束以及碳排放机制的运用，我们相信工业企业将更多地进入可再生能源终端应用场景。在此方面，《规划》和《实施方案》充分鼓励工业企业通过工业绿色微电网、源网荷储一体化项目、建设分布式光伏、分散式风电等新能源项目、开展新能源电力专线供电等方式实现可再生能源的终端应用，并特别提出将在工业园区、大型生产企业和大数据中心等周边地区，因地制宜开展新能源电力专线供电，建设新能源自备电站，建设一批绿色直供电示范工厂和示范园区。

五、结语

《“十四五”可再生能源发展规划》虽仅有46页，但提纲挈领地对优化可再生能源投资管理机制，压实市场主体可再生能源电力消纳责任，完善绿电市场化交易和绿证制度，推动可再生能源在工业园区、大型生产企业和大数据中心等终端的直接应用做出规定。除此之外，《规划》还提出了一系列建立健全绿色能源消费评价体系、认证和标识体系、建设绿色金融体系、完善土地和环境支持保障、升级电网基础设施等配套方案，全流程、全方位为可再生能源发展提供保障。我们注意到，近期国家和地方发布的能源、电力、生态环境等有关规定已对《规划》所布局的建设内容和改革方案有所细化和体现。我们相信，“十四五”期间国家将有更多举措支持可再生能源的发展，我们将持续关注可再生能源的发展和利用情况，持续跟进相关政策和法规动向。

² 以2021年各地总量消纳责任权重最低值为例，各地权重目标自13%（山东）至75%（云南）不等。

陈 伟 合 伙 人 电 话：86 10 8553 7988 邮 箱 地 址：chenwei@junhe.com
武 宁 律 师 电 话：86 10 8540 8618 邮 箱 地 址：wun@junhe.com
金 鹿 敏 律 师 电 话：86 10 8540 8762 邮 箱 地 址：jinlm@junhe.com

本文仅为分享信息之目的提供。本文的任何内容均不构成君合律师事务所的任何法律意见或建议。如您想获得更多讯息，敬请关注君合官方网站“www.junhe.com”或君合微信公众号“君合法律评论”/微信号“JUNHE_LegalUpdates”。

