



我国绿色电力市场建设实践 及有关思考

北京电力交易中心 庞博
2023年3月



目录

CONTENTS

1

我国绿色电力市场建设实践

2

关于绿色电力市场关键问题的思考

1

我国绿色电力市场建设实践



1.1 绿色电力市场建设背景

2020年9月，习近平总书记在第75届联合国大会上向国际社会宣示了中国“碳达峰、碳中和”目标，彰显了我国坚定走绿色低碳发展道路的信心和决心，同时也为我国能源清洁低碳转型指明了方向。

2022年10月，党的二十大报告提出，要加快发展方式绿色转型，推动经济社会发展绿色化、低碳化，倡导绿色消费，推动形成绿色低碳的生产方式和生活方式。

电力市场建设应统筹考虑“安全、**绿色**、经济”三方面要素。

绿色电力市场是体现电力的绿色环境价值，帮助新能源企业投资发展，满足用户侧绿色电力消费需求、为（外向型）企业提供绿色消费凭证的主要电力市场机制。

绿色电力市场的建设是电力市场领域为推动“双碳”目标实现、构建新型能源体系，提出的系统性解决方案。



1.1 绿色电力市场建设背景

在传统电力市场的基础上，以**绿电交易作为主要手段、绿证交易作为补充措施**，建立**绿色电力市场机制**，构成**全面反映绿色电力的电能价值和环境价值**的市场机制体系。

2019年5月

国家发改委、能源局发布了《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，对电力消费设定可再生能源电力消纳责任权重

2021年4月底

国家电网深度调研绿色交易供需情况，起草《绿色电力交易试点工作方案》（初稿）

2022年1月

国务院关于印发《“十四五”节能减排综合工作方案》提出，**新增可再生能源电力消费量不纳入地方能源消费总量考核。**

2021年8月28日

国家发展改革委、国家能源局正式批复《**绿色电力交易试点工作方案**》

2022年5月23日

经向国家发展改革委、国家能源局报备，印发《**绿色电力交易实施细则**》

2022年9月

国家发展改革委、国家能源局印发了《关于推动电力交易机构开展绿色电力证书交易的通知》，**推动电力交易机构开展绿证交易**

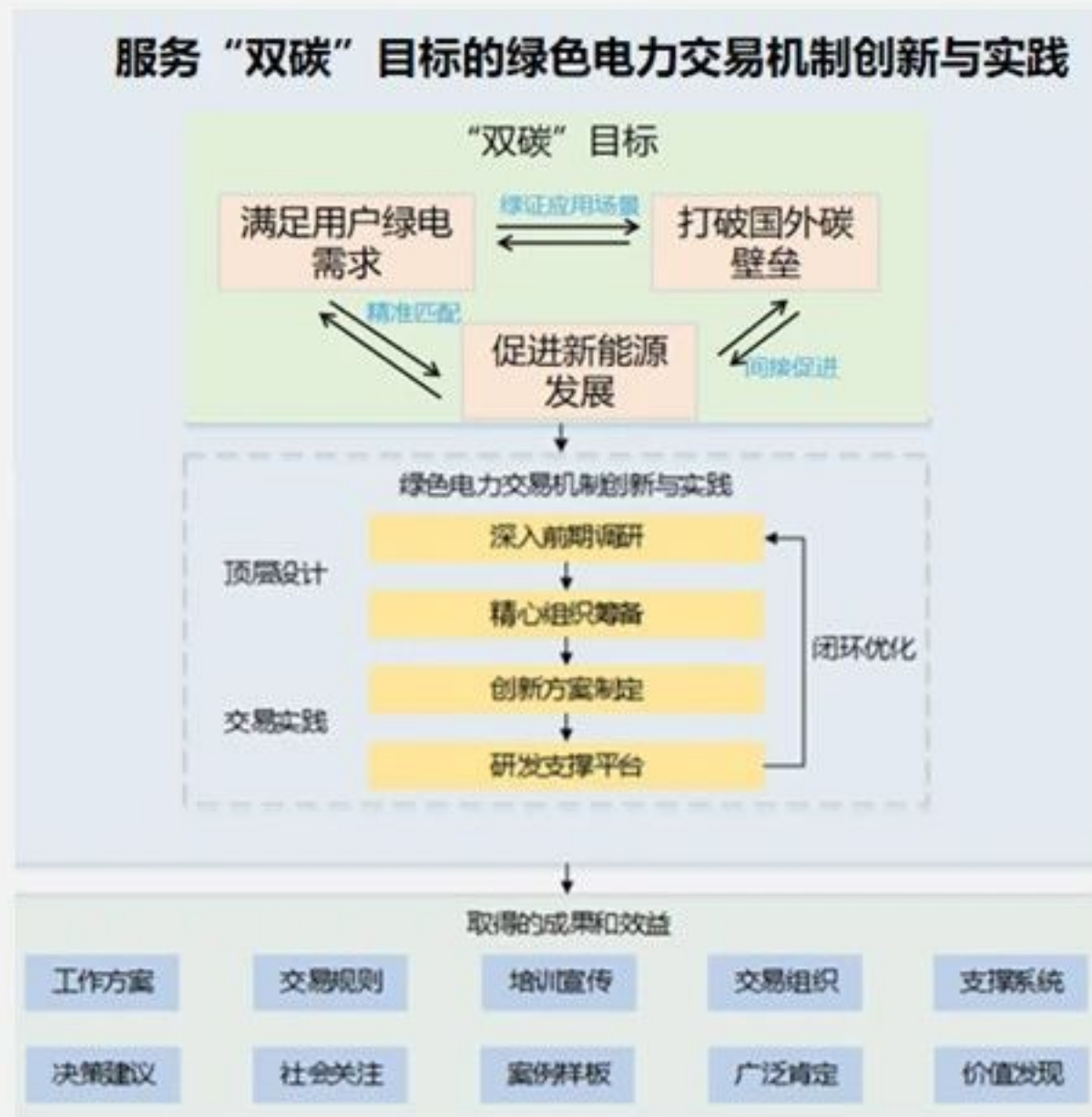




1.2 创新绿色电力交易机制

2021年，在国家发改委、国家能源局的指导下，创新设计了我国首个绿色电力交易品种，于9月7日试点实施，通过机制创新引导全社会主动消费绿色电力，助力能源绿色转型。

- **绿电供给侧方面**，通过建立市场化的收益激励机制，全面反映绿色电力的电能价值和环境价值，有力促进新能源项目的发展和消纳。
- **绿电需求侧方面**，为电力用户购买绿色电力、实现产品零碳需求提供便捷可行的购买途径，有效满足用户的绿电消费需求。
- **市场机制方面**，进一步完善了我国电力市场体系，实现绿色电力供需的有效对接，发挥市场配置资源的决定性作用，促进能源转型和新型电力系统建设的一项重大机制创新。





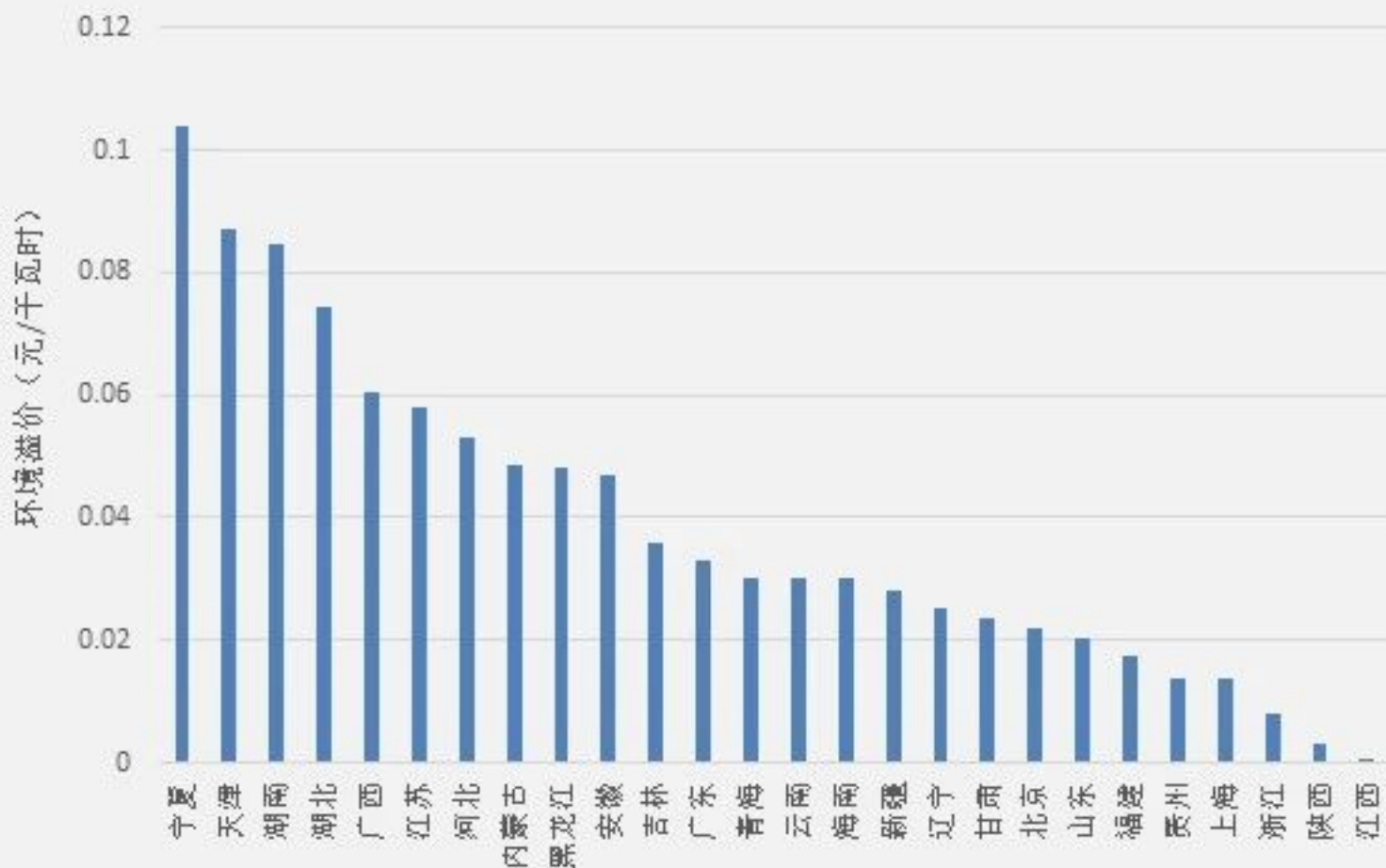
绿电交易开展情况

自2021年9月绿色电力交易试点启动以来，截至2022年年底，全国累计**绿色电力交易电量518.66亿千瓦时**，其中，国网经营区**448.86亿千瓦时**。**宁夏**交易电量最大，达**31.66亿千瓦时**。

绿电交易成交电价普遍高于当地中长期市场均价，**溢价幅度为20.53-105.52元/兆瓦时**。**宁夏、福建、重庆、天津、上海、浙江、江西**七省成交价格均高于当地燃煤基准价上浮20%后的水平。



图：全国绿电交易情况



图：各省绿电交易环境溢价情况



1.3 完善绿证交易机制

2022年9月，国家发改委、国家能源局印发《关于推动电力交易机构开展绿色电力证书交易的通知》(发改办体改〔2022〕797号)，进一步完善了绿证交易机制。

□ 推动绿证反映和体现绿色电力环境价值，促进绿电、绿证交易有效衔接

在绿电交易的引领下，通过核发平价绿证，**推动绿证由过去主要体现补贴权益，转向体现绿色电力环境价值**。绿证价值的转变，有效促进了绿电、绿证交易衔接，并为我国绿证制度与国际接轨、获得国际认可奠定了基础。

□ 推动电力交易机构开展绿证交易，充分发挥平台型优势，促进扩大交易规模

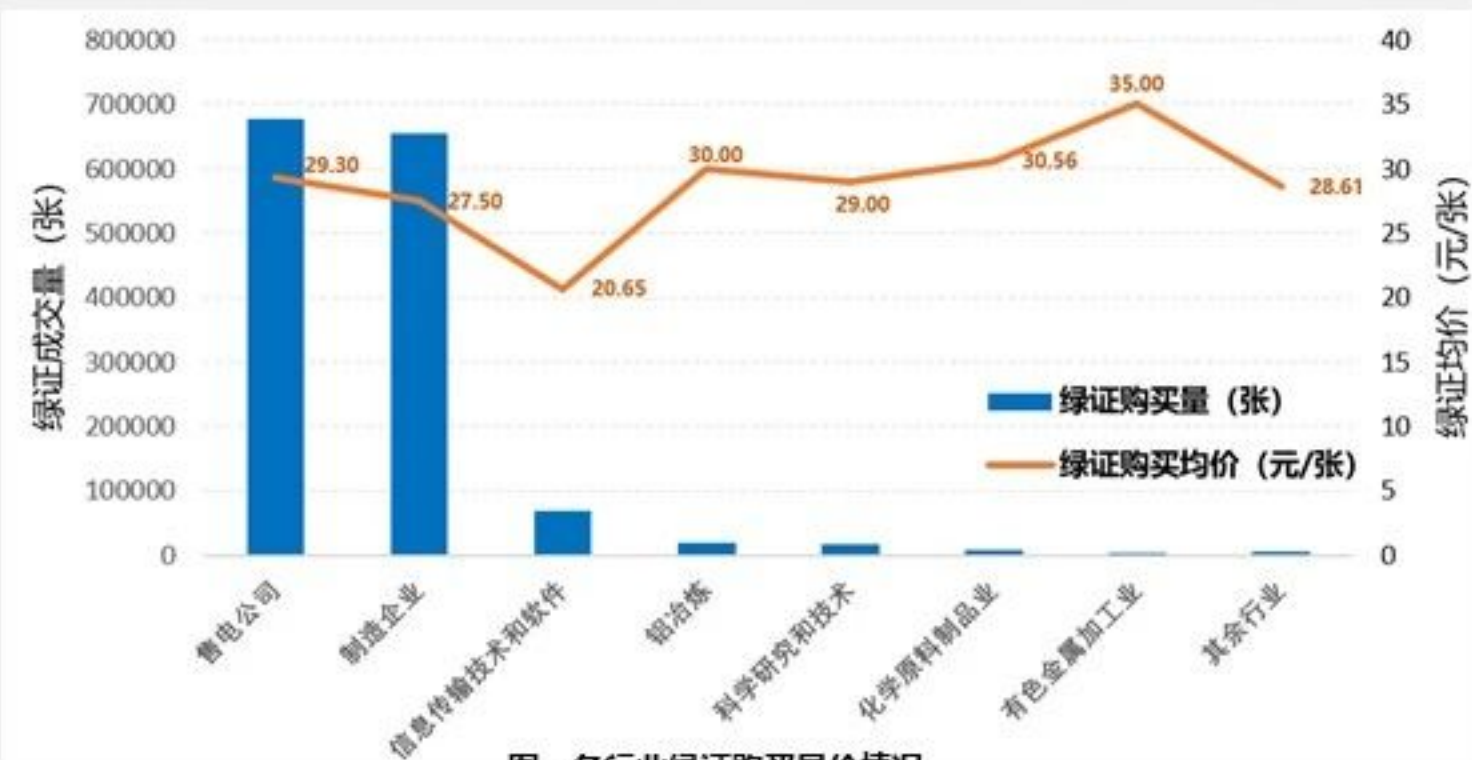
- ✓ **电力交易平台汇聚全部市场主体**，开展绿证交易，具有天然的引流效应；另外，广大市场主体无需重复注册即可购买绿证，可以获得便捷、高效的交易体验。
- ✓ **电力交易平台贯通绿色电力生产、证书交易、划转、结算等全业务环节**，沉淀全流程数据，可为市场主体提供一站式绿证交易服务体验，并实现全链条可信溯源认证。
- ✓ **电力交易平台同步为市场主体提供绿电、绿证交易服务**，打造“不用东奔西走，交易平台都有”的绿色电力消费体验，极大提升参与绿电市场的便捷度和获得感。



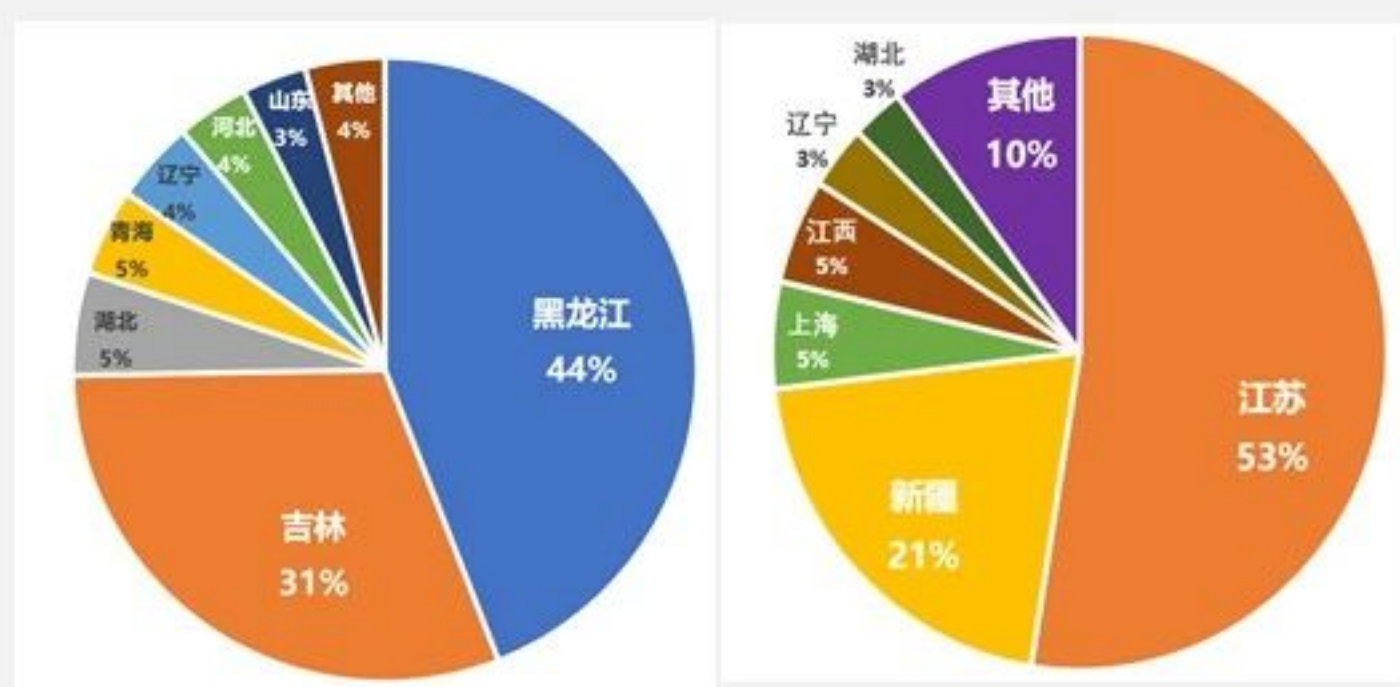
绿证交易开展情况

自2022年9月北京电力交易中心开展绿证交易以来，截至2022年底，绿证交易平台共收到有效双边交易意向211笔，交易绿证**145.43万张**，交易均价**28.10元/张**。**江苏**绿证交易量最大，达到**76.38万张**，占总量**52.52%**。**重庆**绿证交易价格最高，达到**41元/张**。

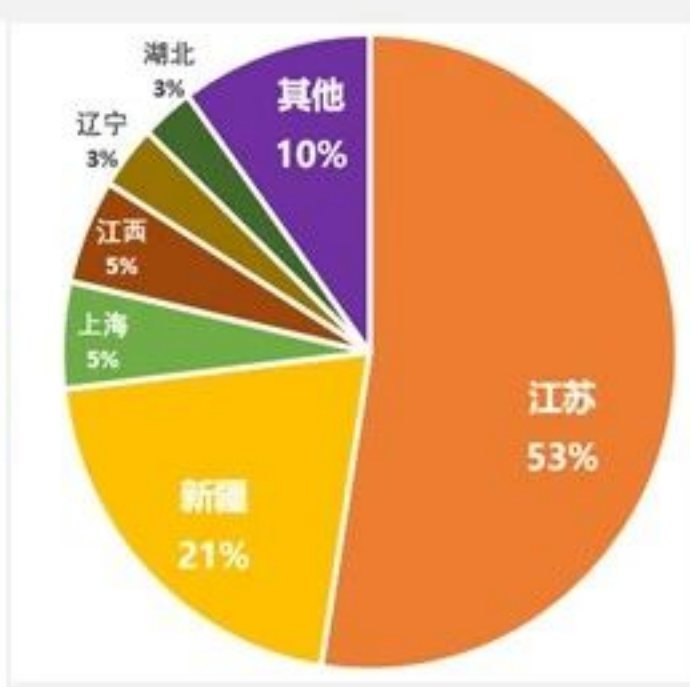
- 从售方看，国网经营区内，**黑龙江、吉林**为绿证主要售卖省份，两省交易量占绿证总交易量的**75%**。
- 从购方看，国网经营区内，**江苏、新疆**为绿证主要购买省份，两省交易量占绿证总交易量的**74%**。
- 分行业看，**售电公司**绿证成交量最大，占绿证总成交量的**46.56%**，交易均价**29.30元/张**；**制造企业**成交量占比**44.96%**，交易均价**27.50元/张**；**有色金属加工业**绿证成交价格最高，达到**35.00元/张**。



图：各行业绿证购买量价情况



图：绿证售出省份分部情况



图：绿证购入省份分部情况



1.4 国家相继出台推动绿色电力市场建设相关政策

去年下半年以来，国家又相继出台多项政策文件，进一步促进绿色电力消费，提高市场供给能力，旨在推动绿电、绿证交易规模持续扩大。

- 2022年8月，国家发展改革委等部门印发了《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》（发改运行〔2022〕1258号），明确以绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证，激励用户侧主动消费绿电。
- 2022年9月，国家发展改革委、国家能源局印发了《关于有序推进绿色电力交易有关事项的通知》（发改办体改〔2022〕1821号），鼓励各类用户自愿消费绿色电力，要求中央企业和地方国有企业、高耗能企业、地方机关和事业单位承担绿色电力消费社会责任，进一步提升绿电消费比例。
- 2023年2月，国家发展改革委、财政部、国家能源局印发了《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》（发改办体改〔2023〕75号），可再生能源项目（含有补贴项目、平价上网项目）将全部参与绿色电力市场化交易，明确带补贴绿电项目参与绿电交易的交易方式及相关补贴利益分配机制，进一步扩大绿电供给能力。

2

关于绿色电力市场关键问题的思考

从绿色电力市场推进的实践看，虽然已经取得了积极的进展，市场主体和社会对此都给予了高度关注，国家也在不断出台政策进行支持和鼓励。但由于新能源发展时期、发展方式、电源类型等不同，用户侧对绿色电力消费理解也未达成共识，绿色电力市场建设运营也暴露了一些问题亟待解决。

- 绿色电力需求尚未激发
- 绿电电力供给能力不足
- 绿色价值认识还不统一
- 绿电绿证交易需要协同
- 绿电交易与新能源入市待衔接
- 绿色电力市场与碳市场待衔接



2.1 绿色电力需求尚未激发

从需求侧来看，用户侧绿色消费的积极性未能得到充分激发。目前，国网经营区内**新能源装机容量**占比高达**32.0%**，**新能源发电量**占比达**15.0%**，而**绿电交易成交量**仅占市场化总交易电量的**1.1%**，仅占工商业售电量的**0.3%**。具体原因为：

- **可再生能源消纳保障机制对市场主体的约束力弱。**消纳责任权重设置较为宽松，大部分省无需将配额严格分配至市场主体，主要通过电网企业统一采购完成考核，消纳责任难以落实到绿电消费主体。
- **绿色电力消费应用场景缺失。**当前，我国绿电绿证相关制度与与可再生能源消纳保障机制、能耗双控、碳市场等政策缺乏互认、衔接机制，导致绿色电力及绿证的应用场景不足，影响企业购买积极性。



2.1 绿色电力需求尚未激发

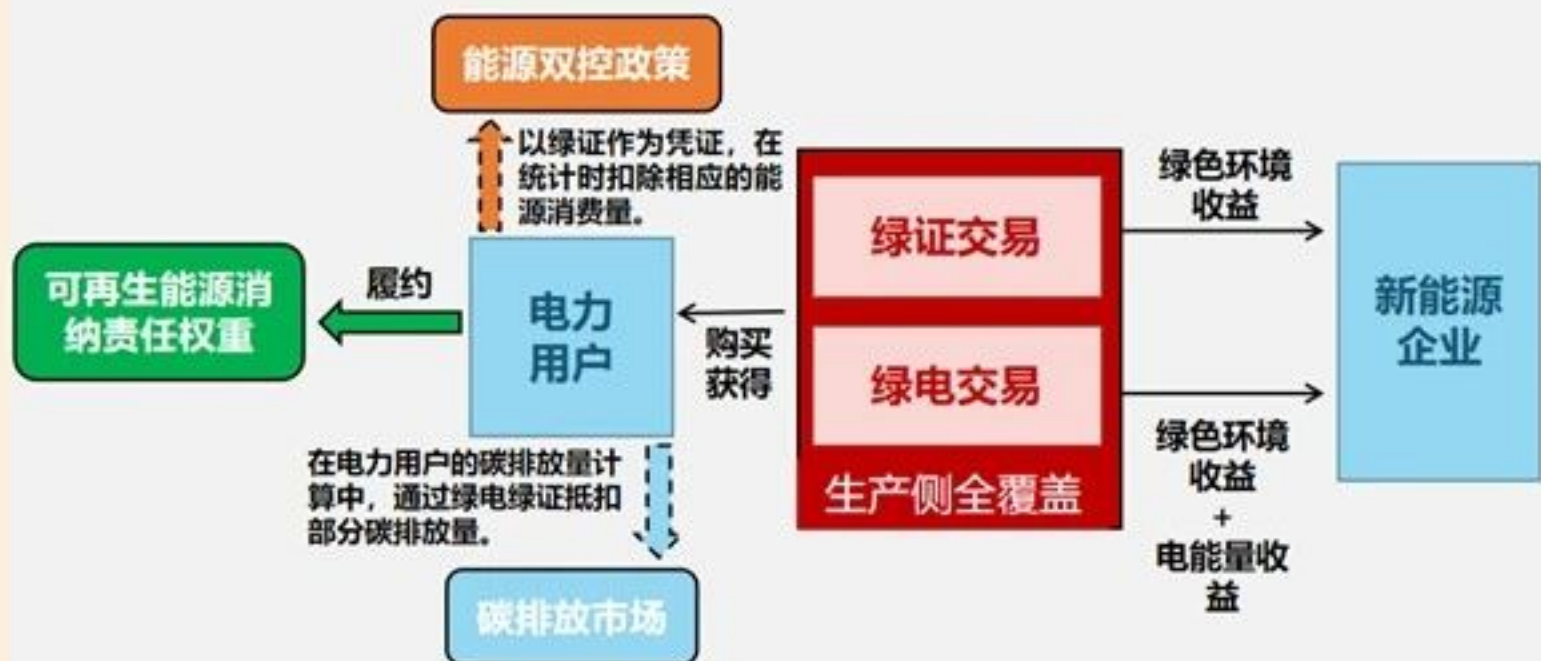


相关建议

□ 分类施策，充分激发绿色电力消费潜力。

- ✓ **主要以可再生能源消纳责任权重作为政策约束**，各省将可再生能源消纳责任权重指标分解落实到电力用户，推动用户通过参与绿电绿证交易完成指标。
- ✓ **鼓励国有企业、地方机关事业单位带头提高绿色电力消费水平**。采用强制约束方式推动高耗能企业增加绿色电力消费。国网总部及辽宁、安徽、新疆等省电力公司，通过购买绿电绿证，以全面实现绿色消费。

□ 加快建立全国统一绿色电力认证体系，实现各市场间绿色低碳贡献度互认。促进绿证在减碳、能耗双控、出口、产品标识等各类政策和市场场景下发挥可再生能源消费基础凭证作用，全面扩大社会对绿色电力消费的认可度和市场需求。



图：绿电绿证价值应用体系



2.2 绿色电力供给能力不足

- **从发电量看**：截至2022年底，国网经营区内**新能源发电量**达**9991**亿千瓦时，但**市场化新能源交易电量****3465**亿千瓦时，占新能源发电量的**34.68%**。
- **从装机容量看**：截至2022年底，国网经营区内**新能源总装机****6.4**亿千瓦，其中**分布式装机****1.4**亿千瓦。
- 2020年后投产的**平价新能源装机****1.5**亿千瓦，占总装机的**23.1%**。



图：新能源市场化发电量占比



图：新能源平价机组成装机容量占比

- **带补贴可再生能源项目难以与平价项目同台竞价。**75号文明确带补贴可再生能源项目可以参与绿电绿证交易，但可能引发绿电绿证价格降低、挤压平价机组生存空间等问题。
- **绿证交易尚未覆盖分布式新能源**，影响分布式新能源参与绿色电力交易积极性。
- **1439号文发布后，多个省份将新能源作为优购机组纳入保障性收购政策**，限制了新能源入市积极性，从而限制了绿电交易规模的进一步扩大。
- **西部主要的新能源送出省份，受完成自身可再生能源消纳责任权重考核压力影响，限制了绿电省间外送积极性。**



2.2 绿色电力供给能力不足



相关建议

- **落实好带补贴新能源项目参与绿电、绿证交易政策**，研究带补贴新能源参与绿色电力交易的方式，**探索采用与平价机组的分场交易、或对带补贴机组采用最低限价等方式，保障平价机组环境溢价的合理回收**。完善相关交易方案、实施细则，规范交易组织、结算、收益分配、补贴对冲等业务流程，切实推动扩大绿电供给能力。
- **加快推动绿证核发范围的全覆盖**，保障分布式机组获取绿色环境权益的途径，提升其以聚合的方式参与绿色电力交易的积极性。
- **进一步理清优发优购的范围，明确新能源放开入市的规模**。未来，探索进一步优发电源的种类结构，以出力较为稳定可控的电源作为优购来源。
- **加快完善可再生能源跨省跨区交易机制，释放可再生能源大范围优化配置能力**。
 - ✓ **建议国家进一步完善可再生能源消纳责任权重的分配规则**。综合考虑新能源装机规模、本地消纳能力等因素，公平划分各省消纳责任权重，进一步释放新能源跨省跨区配置外送能力。
 - ✓ **加快研究完善省间绿电交易机制，修订绿电交易实施细则**。进一步完善省间绿电交易组织方式，方便市场主体跨省区购买绿电，加快推动绿色电力省间大范围优化配置。



2.3 绿色价值认识还不统一

- **各类绿电市场化机制缺乏顶层设计**，涉及绿电的市场化机制很多，如绿电交易、绿证交易、新能源专场交易等，各类绿电和绿证交易行为并行，绿色环境价值难以定义，甚至可能导致重复计算。

- ✓ **绿证交易价格**：最初绿证市场价值设计主要体现国家对新能源的补贴价值，目前需要将绿证市场化价格目标逐步转化为体现绿色电力的环境价值，机制方面需要进一步衔接。
- ✓ **可再生能源消纳责任权重**：最初责任权重主要按照消纳量进行统计，目前需要转换为以绿证作为可再生能源消费的基本凭证，政策方面需要进一步协调。

- **绿色价值如何衡量缺乏统一认识**，简单地将环境价值用绿电交易价格与燃煤基准价或与其他电源市场交易均价简单相减并不科学，绿色环境价值的认识需要进一步统一。

绿色环境价值如何定义：

环境价值 = 国家补贴价值 ？

环境价值 = 绿电价格 — 常规电源交易均价 ？

环境价值 = 绿电价格 — 原燃煤基准价 ？

- **绿证市场化交易未能覆盖各类可再生能源**，当前绿电市场化机制没有实现海上风电、分布式光伏发电、分散式风电、水电、生物质、光热等全覆盖。



2.3 绿色价值认识还不统一



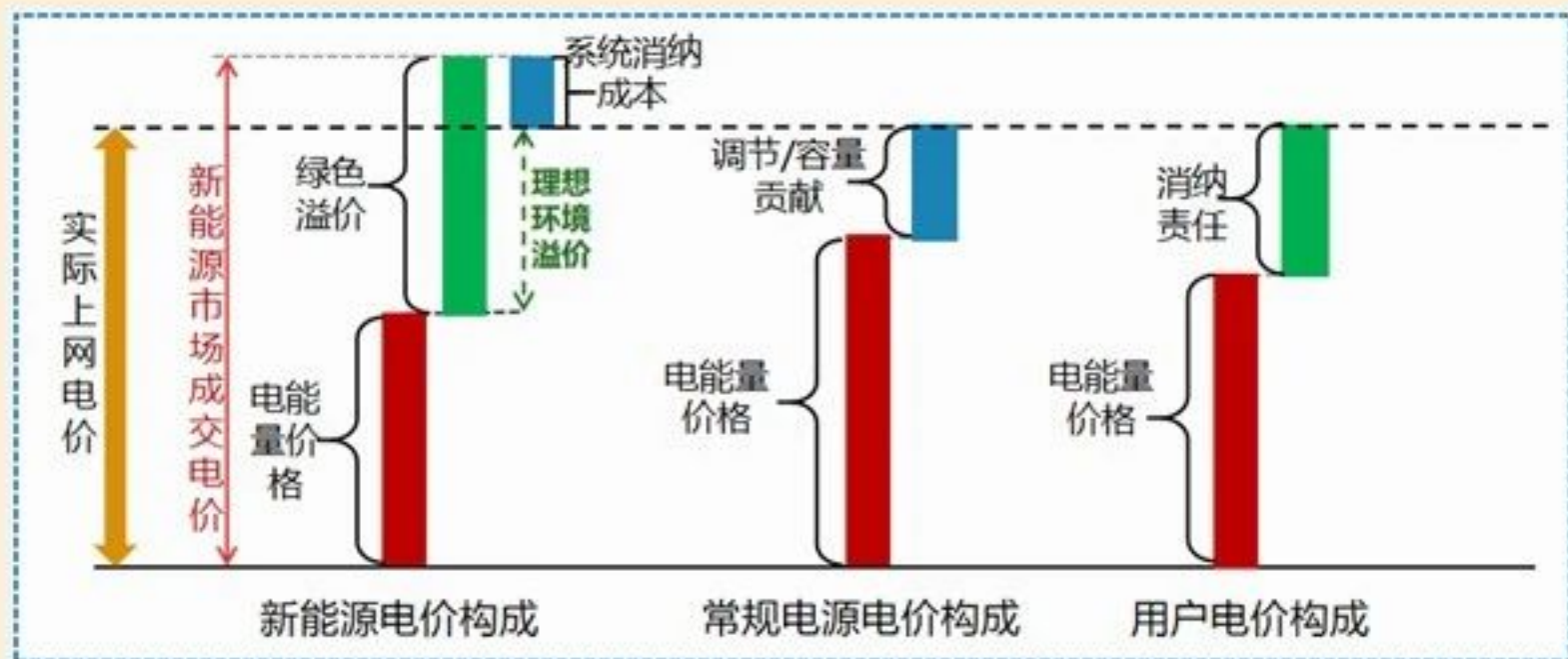
相关建议

□ **加强我国绿色低碳发展顶层机制体系设计。**加强绿电绿证等交易机制与可再生能源消纳责任权重等政策的统筹协调，建立以绿证作为可再生能源消费的唯一凭证、绿电绿证交易为绿证主要流通手段、可再生能源消纳责任权重为主要政策约束的绿色低碳发展机制体系。

□ **通过建立绿电市场化机制，发现绿电的环境价值。**需要统筹考虑新能源的发电成本、消纳成本、绿色电力环境价值，最终为新能源项目带来附加收益，促进新能源发展。

- ✓ 绿电的环境机制需要使得绿电在电力市场环境下与传统化石电源公平竞争。绿电的环境溢价可以覆盖二者提供同质电能量的成本差异。

$$\text{理想的环境溢价} = \text{市场成交电价} - \text{绿电电能量成本} - \text{系统消纳成本}$$



□ **完善绿电绿证覆盖范围，促进绿证发挥基本凭证功能。**按照“应发尽发、全部覆盖、分类对待”原则开展绿证核发工作，强化绿证的绿色电力消费属性标识功能，**加强完善绿证信息**，将技术类型、采购方式、获得经济激励政策等信息加入对绿证的关键信息描述，**明确分类、做好标识，建立统一的规范和标准，树立绿证权威性。**



2.4 绿电绿证交易需要协同

绿电、绿证交易是促进可再生能源发展、推动能源消费清洁低碳转型的重要抓手。因此，无论“证电合一”的绿电交易，还是“证电分离”的绿证交易，都只是**用户获得可再生能源消费凭证、新能源企业获得绿色环境价值的手段**。需要通过对绿电、绿证交易的协同组织，促进两个市场绿色环境权益价格趋同，实现良性发展。



相关建议

□绿电与绿证市场相辅相成、并行不悖，为市场主体消费绿色电力提供多元化渠道。

- ✓ **对用户侧**：无论“证电合一”的绿电交易，还是“证电分离”的绿证交易，都可以满足**用户消费绿色电力、获得绿色环境权益的需求，用户可根据实际需要自行选择**。
- ✓ **对发电侧**：无论参与绿电交易，还是绿证交易，**都可获得绿色环境收益**，并且随着绿电、绿证市场进一步成熟，实现有机衔接，**两市场的绿色环境价值将逐步趋同**。

□绿电与绿证市场的价格目的相同，均在交易价格中体现绿色电力的环境价值，市场主体通过付费获得绿色环境权益，体现绿色消费。但目前，自愿认购绿证仍主要体现新能源的补贴价值，与绿电交易的环境溢价应尽快协同

表：绿电绿证交易特点对照表

交易机制	绿电交易	绿证交易
交易组织方	电力交易机构	电力交易机构
交易标的	电能量+绿证 初期主要为风电和光伏上网电量	绿证 初期以风电、光伏绿证为主
交易方式	主要包括挂牌、双边协商等	包括挂牌、双边协商、集中竞价， 初期以挂牌、双边协商为主
交易价格	电能量价值和环境价值	环境价值
交易结算	按照相关中长期交易规则按月结算	交易意向形成后用户需及时完成全部 资金的支付
交易特点	证电合一	证电分离
交易范围	省间，省内	不受地理范围限制
交易优先级	四优先：优先组织、优先调度、优先结算、 优先保障	/
用户认可度	物理消纳，证电合一，认可度更高	证电分离，有“漂绿”争议



2.5 绿电交易与新能源入市待衔接

- 新能源市场化放开路径不清晰。各地采取了不同的市场化方式引导新能源入市，促进新能源的消纳。



- 新能源既可以参加绿电交易，又参与常规市场化交易，亟需加强多种交易品种间的衔接机制。



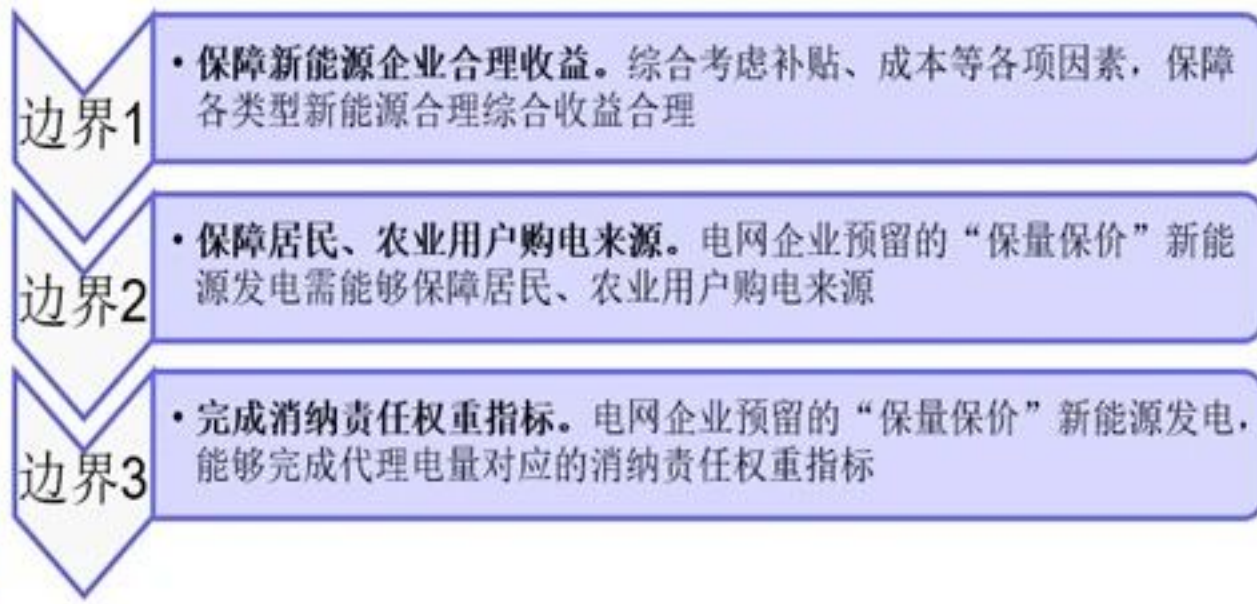
2.5 绿电交易与新能源入市待衔接



相关建议

新能源参与市场具体路径方面，应尊重历史沿革和客观实际，区分存量、增量推动新能源参与市场交易，健全适应新能源发电特性的市场机制，通过政策制度落实用户侧消纳责任。不断完善新能源参与市场的交易组织方式、价格机制以及配套衔接机制。

- 一是综合考虑各类因素，确定新能源保障消纳的规模。因地制宜、因地施策，考虑新能源企业合理收益、居民农业用户购电来源、消纳责任权重指标等多重因素，动态测算新能源保障消纳规模，设置各阶段放开电量比例。**做好计划与市场的衔接。优先采购对市场化绿电溢价价值需求较低的项目。**
- 二是引导新能源主动参与市场交易。初期宜以鼓励新能源企业自愿参与市场为主，合理设定放开优先级；适时建立以签订可再生能源PPA等配套机制为保障下的强制入市政策，**保障新能源入市后的收入水平。**



图：新能源参与市场需考虑的边界因素



2.5 绿电交易与新能源入市待衔接



相关建议

新能源主要将通过三种模式进行消纳：保障性收购、绿色电力交易以及常规电能量交易。三种模式均可实现新能源的电能量价值与环境价值，但需要确保绿证作为消费凭证的唯一性及可追溯性。

保障性收购

- 作为优发电源被电网保障性收购的项目，**根据居民、农业等优购用户的用电需要，确定保障性收购规模。**
- 环境权益转移至优购用户。

绿色电力市场化交易

- 通过自愿参与年度、月度等不同周期尺度的绿电交易，或签订可再生能源PPA等方式，**同步兑现新能源的电能量价值与环境价值。**
- 环境权益，随电能量同步转移至用户主体。

常规电能量市场化交易

- 参与现货市场等常规电能量市场化交易的项目，**通过与其他发电主体同台竞价，实现其电能量价格，并由发电企业获得对应绿证。**
- 通过绿证交易，兑现相应电量的环境权益价值。

绿证的唯一性

绿证的可追溯性



2.6 绿色电力市场与碳市场待衔接

目前，我国已经建立了绿电交易、绿证交易和碳市场等机制，各市场间相互关联影响，但缺乏有机衔接，尚未形成标准统一、信息共享的绿色电力消费认证体系。

- **绿色消费互认体系尚未形成：**目前，碳市场核算体系对企业绿电消费尚未做精细化考虑，**绿电绿证抵扣碳排放量的方式尚未明确**。如果用户购买的绿电不能直接体现到碳排放核算中，将会影响用户购买绿电的积极性。未来随着钢铁、水泥、石化等高耗能产业纳入碳市场，**建立绿色消费互认体系的呼声将更加强烈，也可以更好的促进绿电绿证市场的发展。**
- **两个市场数据联通共享、数据溯源技术有待加强：**电力市场相关数据均已实现实时采集、传输、共享，在绿电交易方面也采用了区块链技术实现绿电交易可划转、可追溯；但碳市场相关数据主要通过事后计算获得，**尚未与电力市场数据实现有效交互**；同时，绿色电力凭证的核发溯源要准确计量和结算发、用两侧的相关数据，**需要进一步完善计量、结算、认证体系，加快发展区块链等溯源认证技术，支撑电-碳市场数据联通。**
- **企业绿色消费的认证和获取方式存在不同要求。**出口型企业在国际上进行绿色能源消费认证、抵扣碳排放时，有些需要提供绿电交易合同、有些需要以I-REC等国际绿证作为凭证、有些则承认国内的绿证。



2.6 绿色电力市场与碳市场待衔接



相关建议

做好绿电与碳市场在数据信息、信用信息及监管监控信息方面的信息联通。

构建电碳分析模型，利用电力市场数据支撑主要高耗能行业的碳排放监测、核算等工作；

两个市场信用体系互认，如碳市场履约情况可作为电力市场主体信用的评价项；

联通两个市场的市场力监控信息。电力市场和碳市场中具备市场力的主体一般具有一致性

在碳市场中，需重点处理好电力间接排放的计算问题。应及时调整电网排放因子的计算方法，根据绿证核发和销售情况及时调整、更新各级电网的平均排放因子。

在CCER市场中，需重点处理好绿证与CCER的转化关系。控排企业可持具备转化条件的绿证在CCER的管理机构进行登记，CCER的管理机构在与绿证管理机构完成相应绿证的核销后再将对应的减排量赋予控排企业。



2.6 绿色电力市场与碳市场待衔接



相关建议

□建立我国绿色电力消费认证标准。坚持“凭证统一”和“信息归一”，加快溯源核证平台建设、认证等基础能力培育，构建我国统一的绿色电力认证体系，明确绿证作为体现绿电环境权益以及环境权益权属转移的唯一凭证，加快信息系统和溯源平台建设，建立第三方认证制度，建立符合我国国情和激励生产低碳化的绿电交易和采购的标准体系。

□加快推动绿色电力国际标准体系建设和绿证国际互认。将我国绿电获取、绿电溯源和绿电交易发展优势转化为国际话语权优势，促进实现中国绿证体系的国际互认。推进在IEC《绿电获取-国际通用标准》、IEEE《基于区块链的绿色电力标识应用标准》以及ITU绿电溯源相关国际标准的立项研发，力争早日获批发布；帮助我国企业应对欧盟碳边境调节机制，助力企业更好参与国际竞争提供支持。

谢谢！

BFX

