



中国绿色电力消费路径

研究报告 摘要

Study on Green electricity
Consumption Options in China

北京鉴衡认证中心有限公司

2022.9.30

China General Certification
September 30, 2022

本项目通过对欧美国家成熟的绿色电力消费机制进行研究，结合当前国内相关政策现状、绿色电力环境权益重复计算的问题，深入研究中国绿色电力消费途径，并提出有助于促进中国绿电消费的相关建议。

一、国际典型的绿色电力市场机制研究

（一） 美国绿色电力交易机制

美国是世界上最早实施可再生能源电力配额制的国家之一，经过几十年的探索和实践，美国形成了以可再生能源配额制（以下简称“配额制”或“RPS”）的强制市场和自愿性交易市场共同构成的绿电市场格局。

1. 强制配额制市场

在可再生能源配额制框架下，美国各州政府要求其州内管辖范围的电力供应商在规定期限内必须提供一定比例的绿色电力供应量或完成规定装机容量，授权监管机构开展监督考核，并对不能按时履约的电力供应商进行处罚。

2. 自愿性绿电交易市场

美国的自愿性绿色电力交易市场主要面向有绿电采购需求的企业或个人消费者，为消费者提供了丰富的绿电消费途径，其中主要包括：在受管制市场中，通过公用事业绿色电力产品和公用事业绿色电费采购绿电，在半管制电力市场中，消费者可以选择竞价绿色电力产品进行绿电采购。在放松管制电力市场中，消费者可以通过购电协议（PPA）、购买非捆绑绿证、社区集中采购、使用共享可再

生能源（主要是社区太阳能）以及自行发电的方式满足绿色电力使用需求。

（二） 欧盟主要国家可再生能源电力交易机制

除美国以外，欧盟也是最早制定可再生能源发展目标的经济体之一。近些年，欧盟范围内可再生能源发电占比不断提升，欧盟各国对可再生能源发展的激励政策不断发布，大力推动全社会范围内的能源转型，以下会重点提到瑞典和荷兰两个国家：

1. 瑞典

瑞典的绿色电力市场主要是可再生能源电力强制配额制和绿色电力证书机制相结合的市场机制。在瑞典，供电商、电力公司和电力用户均为可再生能源配额义务的责任主体，为完成配额制义务，瑞典本国要求责任主体必须购买与其出售电量或用电量对应一定比例的绿证。2003年5月，瑞典正式建立并实施绿色电力证书制度，绿证市场通过生产商和责任主体之间的双边交易或经纪人交易，以现货或期货方式进行。2012年，瑞典还开创性的将挪威加入到本国绿色电力证书体系中，实现了两国绿证跨国界无障碍的市场化交易。

2. 荷兰

荷兰的绿色电力市场经过 20 年的不断发展，已经形成了成熟的可再生能源配额制与绿证自愿认购相结合的绿色电力交易体系。在 1997 年，荷兰电力公司之间就建立了绿色电力证书交易系统，鼓励用户自愿购买经过认证的绿色

电力。2001年7月，荷兰政府与能源公司行业协会共同创建了绿色标签签发系统（Green Label），荷兰政府通过指定 CertiQ 机构对绿电进行认证，并签发带有来源证明的绿色证书，作为绿电生产的唯一有效凭证。自2004年以来，CertiQ 核发的绿电认证得到了荷兰全国乃至整个欧盟范围内国家的互认，进而可以在欧盟范围内进行无障碍的市场化交易。

二、国内绿色电力消费现状及政策研究

（一）国内绿色电力消费途径

目前国内认可的绿电消费途径主要包括三种。第一种是用电企业自建或委托外部可再生能源项目开发商共同合作建设分布式可再生能源发电项目。当前，尤以分布式光伏发电项目在国内项目落地最多、应用最为广泛且市场机制相对成熟。通过“自发自用、余电上网”以及“全部自发自用”两种形式，推动可再生能源的就近消纳，鼓励企业积极参与市场化交易当中获利，并推动企业绿色转型。

第二种企业通过市场化交易的方式直接采购绿色电力。随着我国电力体制改革不断深化和完善，新能源行业技术发展逐渐成熟，新能源已进入平价时代，行业的发展也逐渐从政策扶持转向市场激励，近些年绿色电力作为全新交易品种已经逐步被纳入到电力市场化交易，可以通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式在市场上进行交易。随

着交易形式的不断完善和成熟，电力用户将有更多的渠道并且更便捷的开展绿电交易。

第三种绿电消费途径是企业可以通过中国绿色电力证书认购平台进行绿证采购。目前，企业通过自愿购买绿证来证明其电力消费来自于可再生能源，购买绿证成为企业实现绿电消费最为方便和快捷的途径。

(二) 绿色电力相关政策发展历程

1. 可再生能源电力消纳保障机制

我国最早提出可再生能源配额制是在 2012 年。到 2019 年 5 月，国家发改委和国家能源局联合发布了《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，提出建立健全可再生能源电力消纳保障机制，并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。该项机制也被成为中国的“配额制”。

2020 年 5 月 18 日，国家发展改革委和国家能源局发布《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》。正式下达 2020 年各省（区、市）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。

2. 绿色电力市场化交易相关政策

1) 中长期交易

绿色电力中长期交易正是电力中长期市场框架下设立的全新交易品种，绿色电力交易试点也是在此背景下诞生。

2021年8月28日，国家发改委、国家能源局发布《关于绿色电力交易试点工作方案的复函》，同意国家电网公司、南方电网公司开展绿色电力交易试点。2021年9月，国家电网公司、南方电网公司正式发布了《绿色电力交易试点工作方案》。此方案重点明确了绿色电力交易的种类，同时明确了由具有绿色电力消费需求的用电企业参与，更加强调整市场主体自身对于绿色电力的交易意愿与价格协定，进一步体现了能源的绿色属性和价值。2021年9月7日，全国绿色电力交易试点正式启动。

2) 现货交易

2017年7月，国家能源局发布《关于同意印发跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点规则（试行）》的复函。同年8月15日，北京电力交易中心北京电力交易中心发布《跨区域省间富裕可再生能源电力现货试点规则（试行）》，构建了省间电力现货市场体系雏形，8月18日，国家电网有限公司正式启动跨区域省间富余可再生能源现货交易试点。

2021年11月1日，国家发展改革委和能源局综合司联合发布《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则》的复函，同意批准由国家电力调度中心会同北京电力交易中心有限公司按照《省间电力现货交易规则》组织实施。同年11月22日，国家电网有限公司正式印发《省间电力现货交易规则（试行）》，初期只在中国国家电网有限公司和内蒙古电力有限责任公司覆盖范围内开展试点。

3) 分布式发电市场化交易

2017年3月8日，国家能源局综合司下发关于征求对《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》意见的函。同年10月，国家发改委和能源局制定并发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》，此通知初步规定了能够参加分布式发电市场化交易试点的项目规模、市场化交易机制、交易模式以及“过网费”确定标准等内容。同年12月，国家发改委和能源局又制定了《关于开展分布式发电市场化交易试点的补充通知》，进一步细化分布式发电市场化交易规则。2019年5月20日，国家发展改革委办公厅和国家能源局综合司发布《关于公布2019年第一批风电、光伏发电平价上网项目的通知》，其中公布了第一批分布式市场化交易试点区域以及具体范围。2020年12月31日，江苏迎来全国首个分布式发电市场化交易试点，第一批26个分布式发电市场化交易试点的首个落地项目，标志着“隔墙售电”零的突破。

3. 绿色电力证书相关制度

2017年1月18日，国家发展改革委、财政部以及国家能源局联合发布《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》及附件《绿色电力证书核发及自愿认购规则（试行）》，标志着我国绿色电力证书制度开始试行。

2019年1月10日，国家发改委和能源局联合发布了《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》，此通知进一步扩大了可核发绿证项目范围，纳入平价上网和低价上网的陆上风电及集中式地面光伏项目。

2020年1月20日以及9月29日，国家发改委、财政部以及国家能源局又联合发布了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》及其补充通知，研究将燃煤发电企业优先发电权、优先保障企业煤炭进口等与绿证挂钩，持续扩大绿证市场交易规模，并通过多种市场化方式推广绿证交易。

（三） 主要问题分析

1. 绿色电力市场交易存在的问题

目前针对绿色电力市场化交易以及相关政策落实情况存在以下几个问题：

1) 绿电消纳相关政策落实进展较慢

目前很多省份对可再生能源电力消纳责任权重的落实情况仍处于初期摸索阶段，除个别省份外，大多数省份的可再生能源电力消纳责任权重主要通过电网企业保障消纳完成，尚未将考核指标具体分解并落实到应该考核的售电公司或电力用户身上，缺少强制性约束，降低了绿电交易市场需求端的活力。

2) 绿电市场交易机制有待完善

我国的绿电交易市场尚未有效形成市场化定价机制。一方面受制于地方政府相关部门对电力交易和市场定价的干扰，导致电价市场机制无法充分发挥。另一方面，为了规避长距离输电造成的损耗，各地区优先进行区域内的绿

电消纳，久而久之形成了区域壁垒和地方保护的情况，只有当区域内的绿电供应无法满足消纳需求时才会考虑采购外部更便宜绿电。这些导致了绿电市场化定价机制失灵。

3) 跨省跨区绿电市场化交易困难

目前我国跨省跨区电力交易行为并不十分规范，交易价格不能充分反映市场主体意愿。我国虽然建立了跨省跨区的电力交易平台，但由于地方政府出于本地保护的因素，对省外购电的价格、采购电量的多少以及购电选择进行不同程度的限制，降低了买、卖双方的积极性。

2. 绿证市场交易存在的问题

1) 国内绿证价格普遍较高

相较于国际绿证 I-REC 普遍 3-4 元/张的价格，目前我国的无补贴可再生能源发电项目所产生的绿证，价格区间维持在 20-50 元/张，突显出了其价格的劣势。

2) 缺乏强制性和奖惩机制

我国的绿证交易主要以自愿性为主，且缺乏奖惩机制，导致企业自身绿证交易的积极性不高。另外，虽然可再生能源电力消纳责任机制下规定了绿证交易可以作为履约的补充方式之一，但仅有发改委的通知作为依据，且未规定处罚措施，这也导致了可再生能源电力消纳考核机制虽然是强制的，但是绿证交易依旧处于自愿性交易阶段，绿证交易的强制性大打折扣。

3) 国际上认可程度有待提高

近些年，国内绿证体系的国际化推广卓有成效，也在不断与国际绿证体系进行接轨，但国际市场认可程度依旧有待提高。相比采购国际绿证，企业如果购买了国内绿证，后续可能要对此绿证的环境权益唯一性提供更多的材料解释说明，因此面临一定的“解释成本”。

3. 不同市场衔接机制存在的问题

1) 绿电环境权益重复计算

对于可再生能源发电企业而言，同一可再生能源发电项目可以在不同的市场和交易规则下实现环境权益变现。对电力用户而言，存在不同用电企业在不同市场中，分别购买并声明了属于同一可再生能源发电项目的环境权益，导致环境权益归属出现混乱。

环境权益重复计算主要场景包括：

- 可再生能源发电企业可以将符合条件的项目申请为“自愿减排量”（如 CCER 等），通过出售“自愿减排量”获得经济收益。同时，该部分绿色电力也可以通过电力交易中心按照绿色电力定价与售电企业或者电力用户进行交易，从而获得环境溢价收益，带来环境属性重复计算问题；
- 可再生能源发电项目只要符合绿证和自愿减排量的申报要求，存在同时申请绿证和自愿减排量的情况，导致环境权益重复计算；

- 国内已获得国家财政补贴的可再生能源发电项目，如再度从市场中获得额外经济利益，将导致环境权益重复计算。

2) 绿电市场与碳市场缺乏衔接机制

企业在采用统一的电网排放因子进行电力碳排放核算时，并未充分体现所采购绿色电力的零碳属性，即大量采购绿色电力的企业并未在碳核算过程中获得等价收益，导致企业在绿色电力交易市场和碳市场中重复投入经济成本。目前部分省份（如浙江省）正在尝试建立绿色电力市场和碳交易市场的衔接机制。

3) 电碳价格传导机制不畅

传统发电企业在碳市场中支付碳配额履约成本，造成发电成本上升，然而由于电力定价机制主要受政府调控影响，发电侧抬升的成本难以传导到下游用户，造成发电企业负担加重、绿色电力价格优势不明显等现象。由此带来传统发电企业大量机组关停、可再生能源发电企业积极性受到影响等问题，进而影响区域供电稳定性与可再生能源产业的发展。

4. 社会层面绿电消费意识普遍不高

虽然我国可再生能源电力消纳考核机制已经初步建立，但目前市场主要还是以自愿性绿电交易为主，尚未形成强制配额制交易和自愿性市场的结合机制。同时，由于本身国内缺少相关政策激励和市场宣传，因此对绿色电力认知程度不够，也就没有动力愿意主动消费绿电。

三、促进中国绿色电力消费的建议

(一) 探索完善并推动绿电相关政策制度落地

1. 加快可再生能源电力消纳保障机制落地

目前我国大部分省份的可再生能源电力消纳保障机制并未真正落实到责任主体上，而绿电交易又是实现可再生能源电力消纳考核指标的最主要途径。因此，加快可再生能源电力消纳考核机制在全国各省的落实，将考核指标尽快分配并落实到责任主体，将自愿性绿电消费行为与可再生能源电力消纳责任考核的强制性机制进行有效衔接。

2. 探索建立并完善跨省跨区绿色电力交易机制

我国不同地区存在可再生能源资源储备与当地发展状况和用电需求严重不匹配的情况，且由于区域间协同机制不完善以及地方保护机制存在，导致绿色电力市场交易并没有实现统一定价和统一协调分配。因此需要探索建立并完善跨省跨区绿色电力中长期交易机制，实现绿色电力就近消纳和跨区域绿色电力交易的协同运行，促进绿色电力在更大范围内完成消纳，构建统一市场体系下的绿色电力交易价格机制和绿色电力追踪配套机制。

3. 进一步完善绿证交易制度

首先，各地应考虑尽快落实可再生能源电力消纳考核指标对责任主体的分配，将绿证制度与可再生能源电力消纳考核制度更加紧密的结合。

其次，随着产业发展及技术进步，分布式光伏发电、海上风电、光热发电、生物质发电等项目都应被纳入绿证

的核发范围，进一步加强以绿证作为绿色电力环境权益唯一凭证的机制。

然后，允许绿证核发后进行二次交易，通过市场机制为绿证定价。同时制定具体的绿证交易规则及配套基础设施，开放二级市场释放绿证的交易潜力，进一步提升交易活跃度。

最后，加快绿色电力消费、绿色产品认证等标准，进而推动我国绿证制度与国际绿证体系接轨，加强绿证环境权益唯一性的追踪与国外互认机制的合作，提升我国绿证的国际认可度和公信力。

(二) 促进绿色电力交易市场多样化发展

首先，逐步扩充绿色电力交易市场的交易标的，使更多、更高效的可再生能源发电项目可以被纳入绿色电力交易范畴，扩大绿色电力交易的适用面。

其次，加快我国“配额制”可再生能源电力消纳考核机制在全国各省的落实，填补绿色电力消费尚无强制性要求的空白，提升全社会层面对绿色电力消费的认知和意愿。

(三) 建立电-碳-证市场衔接机制

1. 推动绿色电力交易/绿证采购纳入碳核查认可体系

全面加强绿色电力市场、绿色电力证书交易市场与碳市场的衔接，研究在核算碳排放量中将绿色电力相关碳排放予以扣减的可能性，有助于电力用户在不同的市场节省一半的履约成本，避免为环境权益双重付费的情况。

2. 建立不同市场间的信息互通机制

国家相关部门加强统一协调，推动不同市场交易数据库之间的资源共享，建立针对环境价值转移全流程的统一监管平台，厘清环境价值归属权，避免环境权益重复计算。

(四) 建立绿色电力消费评价机制

首先，建立绿色电力消费评价机制，助力企业结合自身需求选取更加经济合理的方式进行绿色电力采购，有助于企业确定长期绿色低碳发展目标，降低转型成本。

其次，建立证书方法与标识管理制度，通过对企业或个人用户授予绿色电力消费证书和标识的方式，助力企业宣传推广，更加直观展示企业在绿色电力使用方面做出的努力，增强品牌影响力的同时，也为企业在行业内树立绿色发展的标杆形象提供有力支撑。

再次，加强宣传引导，通过绿色电力消费评价，增强社会公众对绿色电力消费的认知，激发其参与绿色电力消费的内在动力，提高全社会层面绿色电力消费水平。

-----报告正文-----

免责声明

- 若无特别声明，报告中陈述的观点仅代表作者个人意见，不代表能源基金会的观点。能源基金会不保证本报告中信息及数据的准确性，不对任何人使用本报告引起的后果承担责任。
- 凡提及某些公司、产品及服务时，并不意味着它们已为能源基金会所认可或推荐，或优于未提及的其他类似公司、产品及服务。

Disclaimer

- Unless otherwise specified, the views expressed in this report are those of the authors and do not necessarily represent the views of Energy Foundation China. Energy Foundation China

does not guarantee the accuracy of the information and data included in this report and will not be responsible for any liabilities resulting from or related to using this report by any third party.

- The mention of specific companies, products and services does not imply that they are endorsed or recommended by Energy Foundation China in preference to others of a similar nature that are not mentioned.