



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



简版报告

高比例可再生能源电力消纳机制研究

电力圆桌项目课题组

2026年8月

版权说明

版权归中国能源研究会与自然资源保护协会所有。本报告免费下载，转载或引用请注明来源，不得用于任何形式的商业牟利。如有违反，我们保留依法追究其法律责任的权利。

电力圆桌项目

电力圆桌（全称电力可持续发展高级圆桌会议）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

项目课题组



中国能源研究会于 1981 年 1 月成立，是由从事能源科学技术的相关企事业单位、社会团体和科技工作者自愿结成的全国性、学术性、非营利性社会组织，全国性 4A 级社团。接受业务主管单位中国科学技术协会、社团登记管理机关民政部的业务指导和监督管理。目前累计单位会员 600 余家，个人会员 10 万余人，设有 12 个工作委员会、56 个专业委员会和 6 个分会，秘书处（办事机构）设有 8 个部门，并全资设立《中外能源》杂志社。中国能源研究会坚持“围绕中心、服务大局，研究、咨询、交流、服务”的宗旨，团结能源领域的科技工作者，发挥能源科技高端智库的作用，服务能源科技进步和体制机制创新，积极开展能源领域的决策咨询服务和重大政策与课题研究，以及能源科技评估、团体标准制定、科学普及等工作，推动国内外的学术交流与合作，成为国家能源管理部门与企业联系的桥梁和纽带，是中国能源领域最具影响力的学术团体之一。中国能源研究会是国家能源局首批 16 家研究咨询基地之一，为政府决策、部署能源工作发挥了积极作用。



中国能源研究会能源政策研究室是中国能源研究会直属机构，是中国能源研究会专门从事学术研究的执行机构，在中国能源研究会理事会领导下开展工作。研究室的宗旨是，知行合一，搭建能源政策研究平台，发挥能源研究会在能源领域的智库作用，为政府部门制定能源战略与能源政策提供智力支持，为能源企业和社会各界提供能源政策咨询。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于 1970 年。NRDC 拥有 700 多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员 40 多名。NRDC 主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。

高比例可再生能源电力消纳机制研究

2026 年 8 月

目 录

- 摘要1
- 1. 我国可再生能源电力消纳机制演进、现状及挑战 4
 - 1.1 消纳机制从政策保障走向市场驱动 4
 - 1.2 多层次消纳机制框架已初步形成.....5
 - 1.3 消纳机制面临深层挑战，消费促进机制亟待建立健全.....7
- 2. 国际上可再生能源电力消纳经验启示 9
 - 2.1 实施强制消纳责任制度是主要经济体的通行做法 9
 - 2.2 消纳责任主体向终端用户延伸是普遍趋势10
 - 2.3 完善的电力市场和价格机制是高效消纳的关键.....10
 - 2.4 绿证制度是灵活履责的市场化基础 11
 - 2.5 明确的违约成本是消纳责任有效执行的保障12
 - 2.6 跨区域消纳是破解源荷错配的重要路径.....12
 - 2.7 系统完备的责任体系是消纳责任落实的基础 13
 - 2.8 自愿绿电消费是强制消纳之外的重要补充 13
- 3. 高比例可再生能源电力消纳机制优化设计15
 - 3.1 锚定碳减排约束，确立高比例消纳目标..... 15
 - 3.2 优化权重分省分解，推动非水电消纳责任逐步均等化.....16
 - 3.3 明确责任主体，贯通责任体系 18
 - 3.4 拓宽物理消纳渠道，规范绿证补充履约.....18

3.5 健全考核奖惩机制，强化消纳责任约束.....	19
3.6 健全市场和价格机制，保障消纳责任落实	20
3.7 推动重点行业消费比重目标统一，做好两项制度衔接.....	21
4. 完善电力市场、碳市场与绿证市场协同运作机制.....	23
4.1 健全电、碳、证市场机制，夯实协同运作基础.....	23
4.2 激活绿证交易市场，深化电—证联动	24
4.3 明确碳—证衔接规则，激活企业主动消费	25
4.4 促进价格信号联动，推进电—证—碳协同	26
5. 主要研究发现及建议	27
5.1 新阶段完善可再生能源电力消纳机制要从消费侧入手，建立健全 强制消费和自愿消费相结合的可再生能源电力消费促进机制.....	27
5.2 锚定“双碳”目标，确立中长期可再生能源电力消费比重目标.....	28
5.3 可再生能源电力消费目标分解要打破“按照资源条件和依据消纳 现状外推”的格局.....	28
5.4 建立健全可再生能源电力消费促进机制要注重明确责任主体和责 任体系构建.....	29
5.5 建立健全可再生能源电力消费促进机制要完善电—证—碳市场协 同运作	30
参考文献.....	32

摘要

在碳达峰碳中和目标引领下，我国可再生能源实现跨越式发展，2025 年全社会用电量增量已全部由新增可再生能源发电量提供。¹2025 年，以《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）的出台为标志，新能源上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成，新能源发展正式迈入全面市场化的新阶段。装机规模的快速扩张与全面市场化定价相叠加，消纳难题日益凸显。部分地区风光利用率明显下滑；现货市场零电价、负电价频现；新能源项目收益预期下降，行业投资积极性明显回落；单纯依靠市场自发调节难以支撑可再生能源大规模高比例发展。

针对这些挑战，2025 年起施行的《中华人民共和国能源法》（以下简称《能源法》）首次以法律形式确立可再生能源消费最低比重目标制度，完善可再生能源电力消纳保障机制，明确供电企业、售电企业、相关电力用户等主体承担消纳责任，并建立监测考核安排，从法律层面搭建起消费促进机制的制度框架。2026 年 6 月，《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（2026 年第 42 号令，以下简称《实施办法》）正式发布，把法律要求转化为可实施的具体制度。尽管制度的总体框架已确立，但如何依据双碳目标的实现进程确定消纳目标、如何把目标分解为各省和各市场主体可考核的责任、如何依托市场和价格机制以及电、碳、证市场的协同保障责任落实，这些关键问题仍有待进一步细化，也正是本研究试图回答的问题。

¹ 国家能源局. 2025 年可再生能源并网运行情况 [EB/OL]. (2026-02-12)[2026-07-25]. <https://www.nea.gov.cn/20260212/742b8c6a078347b0b39de676c05c5d58/c.html>.

本研究认为，建立健全强制消费和自愿消费相结合的可再生能源电力消费促进机制（以下简称“消费促进机制”），是破解当前消纳难题、落实《能源法》和《实施办法》中制度安排的必然之举。从问题看，可再生能源资源与用电负荷空间错配，高比例并网推高系统调节成本，绿电环境价值未能充分体现，单纯依靠市场机制的自发调节，难以带动与大规模高比例发展目标相适应的消费需求，消费促进机制在一段时间内不可或缺。从制度看，由消纳责任权重制度和消费最低比重目标制度构成的消费促进机制，将国家碳排放承诺转化为对省级政府和市场主体的考核责任，是未来五年乃至更长时期内促进可再生能源发展的核心制度安排。

围绕建立健全消费促进机制，课题组开展了系统研究：梳理我国可再生能源电力消纳机制从政策保障到全面入市的演进脉络与发展现状，剖析新能源全面入市后面临的深层挑战；总结国际上强制消纳责任制度设计与自愿绿电消费的实践经验；在碳减排目标约束下测算消纳总量目标、优化分省权重分解，明确责任主体、规范履约路径、健全考核奖惩，并完善价格传导与制度衔接等配套安排；探讨电力市场、碳市场与绿证市场的协同运作机制。

基于上述研究，本报告提出如下核心主张：

- (1) 消纳目标的设定以双碳目标的实现进程为依据，在碳排放总量约束下逐层折算，2030年、2035年可再生能源电力占比目标为44%、52%，非水电占比目标为32%、40%；
- (2) 权重分解的总体原则和方向是各地区承担同等的消纳责任、逐步缩小省际之间的责任权重差异，同时充分考虑各省资源禀赋和发展条件差异，分类安排、分阶段推进，各省非水电权重原则上按全国目标水平统一设定，水电、核电占比较高的省份，其权重年度提升幅度与全国平均水平保持一致，物理消纳确实难以达标的可通过购买省外绿证补足，强化中长期消纳责任权重引导；
- (3) 分行业消费最低比重目标分解要责任均等化，逐步推动同一行业的非水电可再生能源电力消费最低比重目标分阶段实现全国统一，与省级权重双管齐下，将消纳责任压实至终端企业；

- (4) 责任落地的关键在于把消纳责任量化到终端主体、贯通责任体系的各个环节，依托省级消纳实施方案和行业消费最低比重目标制度两条线分解责任，坚持物理消纳为主、绿证补充为辅，推动考核由软约束逐步转向硬约束，并逐步健全市场和价格机制，使绿电成本优势真正传导至消费端；
- (5) 推动电、碳、证市场在各司其职、边界逐步厘清的基础上协同联动，以强制消费和自愿消费相结合的消费促进机制的制度性需求激活绿证市场，打通绿证在企业间接碳排放核算的应用通道，进而推动三个市场从制度衔接走向价格信号的有机联动，将消费促进机制的制度推力转化为市场主体绿色电力消费的内生动力。

我国可再生能源电力消纳机制演进、现状及挑战

1.1 消纳机制从政策保障走向市场驱动

我国可再生能源电力从试点示范起步到实现跨越式增长，消纳机制经历了从政策保障与财政补贴扶持，向平价上网过渡，再到全面市场化竞争的深刻转型。这一演进过程可分为三个阶段。

全额保障性收购阶段（2006—2020 年）以《能源法》确立的全额保障性收购制度为核心，实行“标杆电价 + 财政补贴”的价格机制，保障收购小时数内执行标杆电价、超出部分鼓励参与市场交易，消纳责任高度集中于电网企业。这一制度安排有效支撑了可再生能源的起步和发展，2020 年末风光装机增长至 5.4 亿千瓦。²

平价上网阶段（2021—2024 年）以对新能源新建项目取消补贴、按当地燃煤发电基准价平价上网为标志，消纳机制转向责任共担的消纳责任权重制度。2020 年起实施的消纳责任权重制度，按年度向各省下达可再生能源电力和非水电两类权重指标并考核，逐步将消纳责任从电网企业延伸至各类售电主体和终端用电主体；绿色电力证书（以下简称“绿证”）制度同步起步，为责任主体提供灵活履约工具。责任约束与市场激励并行，

² 国家统计局. 中国统计年鉴—2025[M]. 北京: 中国统计出版社, 2025.

支撑了这一阶段新能源规模化发展，到 2024 年底风光装机累计超过 14 亿千瓦。³

全面入市阶段（2025 年至今）以“136 号文”的出台为标志，新能源上网电量原则上全部进入电力市场、上网电价通过市场交易形成，并配套建立新能源可持续发展价格结算机制以稳定收益预期。2025 年，《能源法》正式实施，以法律形式确立可再生能源消费最低比重目标制度，并明确国家完善可再生能源电力消纳保障机制。《实施办法》随之发布，将消费最低比重目标与消纳责任权重制度纳入统一法规框架，标志着消费促进机制进入依法实施阶段。

纵观三个阶段，我国可再生能源电力消纳机制沿两条主线演进。一条是价格机制的市场化改革，从固定电价加补贴、平价上网到全面入市，价格信号在资源配置中的作用不断增强；一条是强制消费的法治化进程，责任约束从集中于电网企业的政策安排，逐步扩展至多元主体并上升为法定义务。价格信号引导市场主体自主响应，消费促进机制提供确定性的需求托底，共同支撑双碳目标下可再生能源电力的大规模高比例发展。

1.2 多层次消纳机制框架已初步形成

伴随消纳机制的演进，我国可再生能源电力的供给与消费规模持续扩大。截至 2025 年底，可再生能源装机达 23.4 亿千瓦、约占总装机的 60%，风电、太阳能装机合计超越火电；可再生能源发电量约占全部发电量的 38%，已成为电力供应增量的主体。⁴ 目前，以新能源全面入市为核心、以消纳责任权重和消费最低比重目标为约束、以绿证为核算工具、以就近消纳为补充的多层次消纳机制框架已初步形成。

新能源全面入市迈出实质性步伐。2025 年全国市场化交易电量达 6.64 万亿千瓦时，占全社会用电量的 64%，其中新能源市场化交易电量约 1.35 万亿千瓦时，占新能源发电量的 60%。⁵ 围绕全面入市后的机制完善，国家出台《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》，明确缩短中长期交易周期、推广多年期购电协议、完善用户侧参与现货市场的机

³ 国家统计局．中国统计年鉴—2025[M]．北京：中国统计出版社，2025.

⁴ 国家能源局．2025 年可再生能源并网运行情况 [EB/OL]. (2026-02-12) [2026-07-25]. <https://www.nea.gov.cn/20260212/742b8c6a078347b0b39de676c05c5d58/c.html>

⁵ 电力规划设计总院．2025 年度中国电力市场发展报告 [R]．北京：人民日报出版社，2026.

制，推动市场价格信号向终端用户有效传导、健全居民分时电价机制、完善跨省跨区新能源送电价格形成机制，并提出到 2030 年新增用电量需求主要由新增新能源发电满足、到 2035 年全国统一电力市场在新能源资源配置中发挥基础作用的阶段性目标。⁶

消纳责任权重制度持续深化。制度实施以来，可再生能源装机占比从 2018 年末的 38.5% 提升至 2024 年的 56.4%；2024 年全国总量权重实际完成 35.2%、非水电权重完成 20.8%，绝大多数省份完成考核目标。⁷《能源法》以法律形式确立可再生能源消费最低比重目标制度，并明确国家完善可再生能源电力消纳保障机制，《实施办法》细化了制度实施规则。消纳责任从省级行政区域逐步向重点行业 and 市场主体下沉，2025 年电解铝行业率先纳入强制考核，钢铁、水泥、多晶硅行业和国家枢纽节点新建数据中心纳入监测。⁸

绿证制度加快完善。绿证制度相关政策近两年密集出台，已实现对全品类可再生能源电量的全覆盖，核发交易规则逐步规范，与能耗双控、碳排放核算的衔接持续深化。⁹绿证市场规模快速扩大，2025 年绿证交易量达 9.3 亿个、同比翻倍，参与交易的消费主体约 11.11 万个、同比增长 87.52%。¹⁰

就近消纳新业态加快发展。绿电直连、源网荷储一体化、智能微电网等模式因物理溯源清晰、不依赖大电网跨区传输，成为缓解源荷错配、满足绿色供应链合规需求的重要补充。2025 年出台的就近消纳相关政策，明确了此类项目与公共电网的责任边界、输配电价核减和系统运行费用分摊规则，推动就近消纳从试点走向规模化。¹¹截至 2025 年底，

⁶ 国家发展改革委，国家能源局．关于促进新能源消纳和调控的指导意见：发改能源〔2025〕1360 号 [EB/OL]. (2025-11-10)[2026-07-25]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202511/t20251110_1401469.html.

⁷ 国家能源局．关于印发 2024 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通知 [EB/OL]. (2025-10-28)[2026-07-25]. <https://www.nea.gov.cn/20251113/cc1fb0298a2944f8bd5441f67c9be9b3/c.html>.

⁸ 国家发展改革委办公厅，国家能源局综合司．关于 2025 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知：发改办能源〔2025〕669 号 [EB/OL]. (2025-07-11)[2026-07-25]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202507/t20250711_1399141.html.

⁹ 绿证相关政策包括《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044 号），《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》（发改环资〔2024〕113 号），《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》（发改能源〔2025〕262 号），《关于印发〈可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）〉的通知》（国能发资质规〔2025〕107 号）等。

¹⁰ 国家能源局电力业务资质管理中心．中国绿色电力证书发展报告（2025）[R]. 2026-04.

¹¹ 就近消纳相关政策包括《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号），《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192 号），《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650 号），《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能〔2025〕93 号）等。

全国已有 84 个绿电直连项目完成审批，装机规模达 3259 万千瓦。¹²

1.3 消纳机制面临深层挑战，消费促进机制亟待建立健全

新能源全面入市后，消纳矛盾逐渐显现。2025 年全国风电和光伏平均利用率降至 94.3% 和 94.8%；青海、甘肃等资源富集省份全年弃光率超过 10%；¹³ 市场交易电价和机制电价走低，投资积极性明显回落。本研究认为，深层挑战集中在五个方面。

一是可再生能源电力消纳压力持续上升。压力源于供需两端的不匹配。在供给侧，可再生能源发电规模持续快速扩张，而风电、光伏出力受天气条件影响，与用电负荷曲线在时序上不匹配，新能源大发时段往往并非用电高峰；在需求侧，绿电消费的责任约束尚未有效传导至终端主体，也缺乏稳定的价格优势，消费增长主要依靠企业自愿选择，相对缓慢。总量上供给增长持续快于需求增长，时序上发电曲线与负荷曲线错位，消纳压力难以被市场自然消化。随着新增用电需求主要由新增新能源发电满足，各地区都将持续面对这一压力。源荷空间错配则使消纳压力在资源富集地区更为凸显。我国可再生能源资源高度集中于西部，而用电负荷集中于东部沿海省份。云南、四川、青海等水电大省可再生能源电力消纳比例已超 70%、接近饱和，就地消纳提升空间有限；青海、甘肃等风光大省利用率明显下滑，新能源资源富集地区的消纳压力正在加剧。¹⁴

二是系统调节能力与价格机制建设不适应高比例消纳要求。系统调节方面，灵活性资源建设滞后于新能源装机扩张，调节价值缺乏充分的价格补偿，新能源大发时段的电量难以被充分消纳，现货市场频繁出现零电价、负电价。低价本是引导储能充电和负荷转移的信号，但低价时段持续增多，说明能够响应该信号的灵活性资源仍然不足。价格传导方面，分时电价与实际供需联动不紧，辅助服务费用分摊粗放，系统调节成本叠加到绿电综合用电成本之上，终端用户感受不到“使用绿电更经济”，缺乏主动消费的内生动力；全面入市后项目收益不确定性上升，也加大了投资波动。

¹² 电力规划设计总院. 2025 年度中国电力市场发展报告 [R]. 北京：人民日报出版社，2026.

¹³ 风电、光伏发电利用率数据来自全国新能源消纳监测预警中心《2025 年全国新能源并网消纳情况》。

¹⁴ 国家能源局. 关于印发 2024 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通知 [EB/OL]. (2025-10-28)[2026-07-25]. <https://www.nea.gov.cn/20251113/cc1fb0298a2944f8bd5441f67c9be9b3/c.html>.

三是消纳责任权重制度自身存在优化空间。其一，现行权重分配以资源禀赋为主要依据，用电大省承担的责任与其经济体量和用电规模不相称；其二，消纳责任向终端传导存在衰减，“省级达标、终端悬空”，售电公司、大型工业用户等终端主体未真正承担消纳压力，且考核以监测评价、约谈通报等行政手段为主，缺乏与经济利益挂钩的惩罚；其三，跨省消纳的成本分摊与利益协调机制尚不健全，资源不足省份仅靠本地开发难以完成目标，跨省购入绿电、绿证在履约中的分量将持续加重，送端省份承担系统成本、受端省份获得绿电的利益格局未理顺，跨省消纳更多依赖行政协调而非市场激励。

四是消费最低比重目标制度实施规则尚待健全。重点行业消费最低比重目标将可再生能源消费责任直接压实到行业和企业层面，是消纳责任向终端主体传导的关键制度突破。但制度初步建立，目标如何核定到具体企业、履约核算的具体口径、未达标的认定与惩罚安排，以及与消纳责任权重制度的衔接等均待完善。

五是绿证价值信号偏弱，电—证—碳市场协同不足。绿证市场供大于求、价格长期低迷，2025年电量核发的绿证均价仅5.57元/个，对发电侧的收益补充有限。¹⁵绿证与碳排放核算体系的衔接规则尚不明确，企业主动消费绿电的内生动力不足，可再生能源电力的环境价值实现渠道不够通畅，电—证—碳市场协同有待加强。

上述挑战表明，单纯依靠市场自发调节难以保障可再生能源电力的高比例消纳。应按照《能源法》的要求，把消费最低比重目标和消纳责任落到实处，以健全的消费促进机制稳定可再生能源电力需求，以市场化工具保障履约效率。

¹⁵ 国家能源局电力业务资质管理中心：《中国绿色电力证书发展报告（2025）》[R]，2026-04。

2 国际上可再生能源电力消纳经验启示

纵观国际上主要经济体的实践，以立法确立强制消纳责任、以市场化工具支撑灵活履约、以明确的违约成本保障执行，是各国促进可再生能源电力消纳的普遍制度组合；将消纳责任延伸至终端用户、使价格信号直达消费端，是制度演进的共同方向。

2.1 实施强制消纳责任制度是主要经济体的通行做法

在全球能源转型进程中，实行强制性的消纳责任制度已成为各国推动可再生能源发展、确保能源转型目标达成的普遍选择。美国是可再生能源配额制（RPS）的发源地，已有约 30 个州建立了具有法律约束力的 RPS 制度，要求电力供应商在售电量中保证一定比例来自可再生能源，且目标逐步提高。¹⁶ 加利福尼亚、纽约、夏威夷等州还立法设定了 2040 至 2045 年实现 100% 清洁电力的远期目标。¹⁷ 欧盟 2023 年通过的《可再生能源指令》（RED III）为全体成员国设定具有约束力的统一目标，将 2030 年可再生能源

¹⁶ BARBOSE G L. U.S. state electricity resource standards: 2025 data update[R/OL]. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2025[2026-08-04]. <https://emp.lbl.gov/sites/default/files/2025-08/State%20Electricity%20Resource%20Standards-2025%20Data%20Update.pdf>.

¹⁷ 加利福尼亚州 RPS 目标依据: California State Legislature. Senate Bill No. 100: California Renewables Portfolio Standard Program and clean energy[Z]. 2018-09-10. 纽约州目标依据: New York State Legislature. Climate Leadership and Community Protection Act[Z]. 2019-07-18. 夏威夷州目标依据: Hawaii State Legislature. Act 97, Session Laws of Hawaii 2015[Z]. 2015-06-08.

占终端能源消费的比例定为 42.5%，并要求各成员国以国内立法形式将目标转化为责任主体的具体义务。¹⁸ 澳大利亚的可再生能源目标制度和英国在 2002—2017 年间实施的可再生能源配额制，也均以立法形式要求电力市场参与者承担法定比例的消纳义务。

这些实践的共同逻辑在于，通过强制消纳责任制度把可再生能源的市场需求确定下来，降低发展的不确定性，使投资者形成稳定的长期预期。我国《能源法》确立的可再生能源消费最低比重目标制度，正是这一国际通行做法在我国法律体系中的体现。

2.2 消纳责任主体向终端用户延伸是普遍趋势

国际上主要经济体可再生能源消纳责任主体的演进呈现相似逻辑。早期主要由电网运营商、发电企业等供给侧主体承担，消纳成本由全社会分摊，绿电与非绿电在终端无价格差异，价格信号止步于电网环节。随着可再生能源比例提升和电力市场改革深化，各经济体普遍将责任转移至电力零售商、大型工业用户等终端主体，使绿电采购成本直接进入其经营决策，价格信号得以传导至消费端，真正激发终端主体的主动消费行为。

美国各州 RPS 普遍要求电力零售机构按市场份额承担配额义务；欧盟 RED III 为工业、交通、建筑供热制冷等终端用能部门设定分领域子目标，将消纳责任从电力行业延伸至终端用能部门；澳大利亚的责任主体涵盖售电公司、直接从批发市场购电的大型用户和拥有自备电厂的工业企业，安装分布式光伏的家庭也通过小型技术证书制度参与其中。责任落实到终端并激活价格信号，是消纳责任制度产生实质约束的关键。

2.3 完善的电力市场和价格机制是高效消纳的关键

强制消纳责任制度确定了需求总量，而完善的电力市场和价格机制是实现高效消纳的关键。价格信号越顺畅，责任主体越能以最低成本组合履约方式，可再生能源越能在时间、空间和用电主体之间实现优化配置。

¹⁸ European Parliament, Council of the European Union. Directive (EU) 2023/2413 on the promotion of energy from renewable sources (RED III)[Z/OL]. Official Journal of the European Union, L 2023/2413, 2023-10-31[2026-08-04]. <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>.

主要经济体电力市场的价格机制普遍经历了从固定上网电价向市场化信号传导的转变，差价合约、分区电价、分时电价等多元价格工具逐步引入。德国滑动市场溢价使发电收益与市场电价挂钩，在保障长期收益的同时保留现货竞争，激励发电商按市场信号优化发电策略；北欧分区电价以价差信号引导负荷转移与储能投资；澳大利亚、美国等实施的分时电价、实时电价在引导需求侧响应方面成效显著。这些经验共同表明，强制消纳制度框定需求底线、市场化价格引导高效配置，两者协同是可再生能源电力高比例消纳的基本制度组合。

2.4 绿证制度是灵活履责的市场化基础

绿证交易制度的实质，是将可再生能源电力的环境属性确定为可交易的标准化凭证，使责任主体可在自建项目、直购绿电与购买绿证之间进行比较并选择最低成本的履约路径，显著提升履责的灵活性与经济效率。

对主要经济体实践的比较显示，绿证市场功能的发挥高度依赖消纳责任的约束强度。例如，美国配额目标较为激进的州，其绿证价格持续处于较高水平，有效传递了稀缺信号；欧盟的来源担保证书（GO）因不与强制义务挂钩、主要服务于自愿声明，价格长期低迷，激励作用十分有限。瑞典—挪威联合绿证市场的经验则从正反两面提供了印证。实施前期，配额义务形成的刚性需求使证书价格有效反映供需、有力拉动了两国风电投资；但配额目标未随可再生能源发展及时上调，市场陷入持续供给过剩，价格跌至接近于零，两国于 2021 年停止接纳新项目。¹⁹ 可见，绿证价格信号的有效性取决于需求端的约束力度。证书与法定消纳义务挂钩越紧密，价格发现越充分；配额目标若不随可再生能源装机增长同步上调，证书供给将持续超过需求，价格信号随之减弱。

¹⁹ 瑞典—挪威绿证市场制度安排与运行数据参见：Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Swedish Energy Agency. The Swedish-Norwegian electricity certificate market: annual report[R/OL]. 2020[2026-08-04]. <https://publikasjoner.nve.no/diverse/2020/elsertifikat2020engelsk.pdf>. 制度终止安排参见：Norwegian Ministry of Energy. Electricity certificates[EB/OL]. [2026-08-04]. <https://energifaktanorge.no/en/regulation-of-the-energy-sector/elsertifikater/>.

2.5 明确的违约成本是消纳责任有效执行的保障

制度的约束力最终取决于违约成本是否高于履约成本。各经济体普遍设置显著高于市场化履约成本的替代合规支付（ACP），使市场主体从自身利益出发选择履约。ACP 同时为绿证价格提供了事实上的价格上限，防止供给紧张时价格无序飙升。

美国纽约州将 ACP 设为绿证价格的 1.1 倍，马萨诸塞州、新泽西州的光伏 ACP 也均显著高于当地绿证市价；澳大利亚对未足额购买绿证的售电商征收缺额费，且该费用不得在税前扣除，实际违约成本明显高于名义标准，已缴费用在三年内补足证书可申请退还。²⁰ 部分国家还针对长期不达标行为设计了累进惩罚机制，以解决单次罚款威慑力不足的问题。这些实践显示，惩罚标准与绿证市价挂钩并显著高于市价，违约后果确定且不可规避，使主动履约始终是经济上更优的选择；惩罚上限同时为绿证价格提供了隐性支撑，约束机制与市场价格形成相互加强。

2.6 跨区域消纳是破解源荷错配的重要路径

可再生能源资源与用电负荷的地域错配，是幅员辽阔的国家和地区面临的共同挑战。部分国家和地区在消纳责任制度框架下探索跨区域消纳安排，协调集中在两个层面。第一是绿证跨区互认。美国各州 RPS 普遍允许责任主体购买外州绿证用于本州履约，跨州互认有效拓宽了履约空间。但各州独立立法、标准不一，跨州证书在合规市场中占比有限，制约了整体效率。第二是物理层面的跨区消纳。欧洲的跨境消纳协调主要依托政府间双边或多边协议，通过统计转让、联合项目和跨境电网互联实现资源禀赋的跨国互补。丹麦与挪威的长期互联协议是典型案例。丹麦风电大发时段将多余电力输往挪威，挪威相应减少水电出力、保留水库蓄水，在丹麦风电出力不足时再回送水电调峰。这些经验表明，只有

²⁰ 美国纽约州 ACP 设定参见：New York State Energy Research and Development Authority. Filing regarding the renewable energy standard year 2024 alternative compliance payment (ACP) price[R/OL]. 2023-12-22[2026-08-04]. <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Clean-Energy-Standard/LSE-Obligations>. 马萨诸塞州光伏 ACP 设定参见：Massachusetts Department of Energy Resources. Solar carve-out and solar carve-out II minimum standards and market information[EB/OL]. [2026-08-04]. <https://www.mass.gov/info-details/solar-carve-out-and-solar-carve-out-ii-minimum-standards-and-market-information>. 新泽西州光伏 ACP 设定参见：N.J. Admin. Code § 14:8-2.10[Z/OL]. [2026-08-04]. <https://www.law.cornell.edu/regulations/new-jersey/N-J-A-C-14-8-2-10>. 澳大利亚缺额费制度安排参见：Clean Energy Regulator. Certificate shortfall[EB/OL]. [2026-08-04]. <https://cer.gov.au/schemes/renewable-energy-target/renewable-energy-target-liability-and-exemptions/certificate-shortfall>.

将证书互认、物理通道建设与利益协调三者有机结合，才能支撑可再生能源在更广地理尺度上的高效消纳。

2.7 系统完备的责任体系是消纳责任落实的基础

消纳责任的落实还需要系统完备的责任体系将各个环节有效衔接起来。美国加州 RPS 的运行表明，目标设定、责任分解、主体核定、履约核算、考核惩罚五个环节前后衔接，各有明确机构负责、明确规则可依。立法目标为责任分解提供依据，义务核定到每一个售电主体，履约以登记系统的证书注销为凭据，核验结果直接触发处罚或豁免程序，处罚标准又反过来保证购证履约的经济性。任一环节缺失，其他环节都难以发挥作用。这是加州配额制实施二十多年目标不断上调、履约水平始终保持高位的制度原因。我国《实施办法》已初步搭建起省级和重点用能行业两个层面的责任体系，应对照国际经验，配齐配实责任体系的各个环节。

2.8 自愿绿电消费是强制消纳之外的重要补充

与强制消纳并行，自愿绿电消费已成为国际上拉动可再生能源电力消纳的第二轨道，其驱动力来自企业的内生利益诉求。欧盟通过 RED III、《企业可持续发展报告指令》（CSRD）、《欧洲可持续发展报告准则》（ESRS）以及欧盟碳边境调节机制（CBAM）的制度联动，从供给侧降低绿电采购门槛，到披露侧强制公开绿电消费数据，再到贸易侧将绿电属性嵌入跨境贸易规则，形成完整的引导自愿绿电消费的制度框架。美国则以市场驱动为主，各州 RPS 产生的合规需求为绿证市场提供流动性基础，企业自愿采购已成为增长最快的需求来源，预计 2030 年前将超过合规需求的规模，部分州还探索在碳排放核算中承认绿证的环境属性。

此外，一批国际核算标准与企业倡议也支撑了自愿绿电消费的发展。在核算环节，温室气体核算体系（GHG Protocol）承认绿证可用于核减间接排放，使企业绿电采购成为可量化的减排行为，是绿证经济价值的核算根基。在绿电消费承诺环节，RE100 倡议要求成员企业公开承诺 100% 使用可再生能源电力，科学碳目标倡议（SBTi）将范围二减

排纳入科学减排路径，两者以“公开承诺—年度披露—第三方核查”对成员企业形成持续的声誉约束。在绿电消费披露上，国际可持续准则理事会（ISSB）发布的可持续披露准则，要求企业按 GHG Protocol 口径披露温室气体排放，使绿电消费情况成为公开可审计的信息。核算、承诺、披露三个环节叠加，使绿电消费从企业的可选项变为影响声誉与融资的必选项。

这些实践表明，强制消纳责任制度为绿证市场提供刚性需求托底，自愿消费通过碳核算衔接与信息披露激发内生需求，二者共同构成可再生能源电力消纳的需求侧支撑体系。

3 高比例可再生能源电力消纳机制优化设计

落实《能源法》要求、建立健全可再生能源电力消费促进机制，关键在于解决两个问题：一是消纳目标如何科学设定与分解，使各省承担的责任与高比例发展目标适配；二是消纳责任由谁承担、如何传导、怎样考核，使制度约束真正落到市场主体。市场和价格机制建设与消费最低比重目标和消纳责任权重制度的衔接安排，也须围绕这两个问题同步完善。

3.1 锚定碳减排约束，确立高比例消纳目标

本研究以我国提出的国家自主贡献承诺（NDC）为约束条件，测算 2030 年、2035 年的可再生能源电力消纳目标。主要考虑三项约束条件：2030 年前二氧化碳排放达到峰值、2030 年二氧化碳排放强度较 2005 年下降 65% 以上、2035 年非化石能源占能源消费总量的比重达到 30% 以上。其中碳排放强度下降目标约束力最强，据此推算，2030 年我国碳排放总量上限约 125 亿吨，²¹ 而当前排放规模已接近这一上限，增量空间十分有限，这也是加快推进高比例消纳的根本动因。

在此基础上，以 2030 年、2035 年非化石能源消费比重达到 27% 和 35% 为前提，

²¹ 2030 年碳排放总量上限推算的条件及假设为：2005 年二氧化碳排放量为 65 亿吨，2030 年二氧化碳排放强度较 2005 年下降 65% 以上，假定 2026-2030 年 GDP 年均增长 5%。

逐层扣除核电和水电，本研究提出的可再生能源电力消纳目标为：2030 年可再生能源电力占比 44%、非水电可再生能源电力占比 32%，2035 年分别为 52% 和 40%。²² 这一结果处于国内外主要研究团队测算的中等偏积极区间，²³ 本研究以此作为后续消纳责任权重制度设计和分省分解的量化基准。

高比例消纳目标要求可再生能源电力发展政策重心从装机导向转向消纳导向，消费最低比重目标和消纳责任权重两项制度的核心在于落实消费责任，这正是建立健全消费促进机制的出发点。同时，消纳目标和权重设定也要从跟随现状转向引领发展。国际上，美国各州和欧盟均以立法确立可再生能源目标并数次上调，以目标引领发展是通行做法。

《实施办法》已明确“强化中长期消纳责任权重引导”，并随 2026 年权重指标同步下达 2030 年权重指标。建议在执行中将全国消纳总目标与国家自主贡献承诺的动态更新挂钩，使权重目标始终锚定双碳进程。

3.2 优化权重分省分解，推动非水电消纳责任逐步均等化

支撑双碳目标下可再生能源电力的高比例消纳，是全社会共同承担的责任。消纳责任权重制度的功能在于把全国性的消纳目标转化为各地区可考核的责任，责任分担与用电规模大体相称，制度才具备公平性基础，也才能把全国的用电规模转化为新能源发展的确定性需求。但现行权重分配以资源禀赋为基准，省际差异悬殊，用电大省的非水电权重明显偏低，全社会最大的消纳潜力未被激活；全面入市后新能源投资预期走弱，更需要以稳定增长的强制消费需求托底。因此，本研究建议各省消纳责任权重的分解逐步转向以非水电消纳责任权重的均等化为主要方向，同时充分考虑各省资源条件与电源结构的差异。

消纳责任的均等化关键在于新能源。风电、光伏发电已成为电力供应增量的主体，资源分布相对广泛、开发布局灵活，各省均可通过本地开发、跨省绿电交易或采购绿证的方式进行消纳，具备适用统一权重的现实条件。水电受流域资源的地域约束，省际之间可比

²² 由碳排放总量上限推算电力部门碳排放空间，结合非化石能源消费比重目标，得到非化石能源电力占比 2030 年约 50%、2035 年约 58%；扣除核电（2030 年核电发电量约 8000 亿千瓦时，占比 6%）得可再生能源电力占比 44%，再扣除水电得非水电占比 32%。

²³ 主要参考北京理工大学能源与环境政策研究中心《“十五五”时期我国能源发展展望》（2026 年 1 月）；绿色创新发展研究院《报告摘要：支持碳中和实现的能源转型之路——基于能源政策模型（EPS CHINA 2024）》（2024 年 11 月）；Energy Innovation《Achieving an 80% Carbon Free Electricity System in China by 2035》（2022 年）等的测算结果。

性有限，不宜纳入统一口径。国际经验也支持这一方向，澳大利亚和英国的配额制均对全国责任主体设定统一的法定消纳比例，义务水平不因资源禀赋而异，不足部分由绿证交易补足；美国加州 RPS 则对自有水电占供电量 67% 以上的公有电力公司作专门安排，计算基数扣除自有水电后对非水电部分适用统一比例，既不因水电存量免除其发展新能源的责任，也不要求其在已经低碳的电源结构上重复承担义务。²⁴

具体安排上，各省非水电消纳责任权重原则上到 2030 年、2035 年分别向 32% 和 40% 收敛，逐年提升，与全国目标同步。物理消纳确实无法达标的省份，可以通过购买省外绿证进行补足，形成绿证市场省级层面持续、可预期的需求来源。对电源结构已高度低碳的省份（2024 年非化石能源发电占比超 50%，或核电发电占比超 20%）可做例外安排，对水电占比较高的省份，非水电权重提升幅度与全国平均水平保持一致，不要求达到全国统一水平；对核电占比较高的省份，可再生能源电力总量权重和非水电权重均按全国平均增速提高。此类省份的电源结构已高度低碳，非水电权重快速提升带来的减碳增益有限，却需相应承担较高的系统调节成本。在《实施办法》已下达 2030 年权重的基础上，还应明确 2035 年的中长期安排，稳定地方政府和市场主体预期。

测算表明，青海、吉林、黑龙江、宁夏、甘肃等省份非水电消纳现状已达到或接近 32%，超出部分对应的绿证可出售获益，构成绿证市场的主要供给方。例外规则实际影响的是四川、福建两省。四川水电占发电量的 76%，非水电权重由 2026 年的 13.6% 提升至 2030 年的 20.0%、2035 年的 30.0%；福建核电占发电量的 23%，由 16.2% 提升至 2030 年的 22.6%、2035 年的 32.6%，以约五年的时滞跟随全国进程。上海、重庆、广东、浙江等省市消纳基数低、本地非化石能源装机不足，需以约两倍于全国平均的增幅追赶，构成绿证市场最主要的省级需求方。

²⁴ DSIRE. California's renewables portfolio standard[EB/OL]. [2026-08-04]. <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/840>.

3.3 明确责任主体，贯通责任体系

《实施办法》构建了“省级政府牵头、电网企业组织、市场主体承担”的责任架构。制度落地的关键，在于把规定转化为对每一类主体的量化责任安排，破解“省级达标、终端悬空”症结。消纳责任分解落实沿两条线推进：一是依托消纳责任权重制度，将省级权重指标分解落实至各类电力市场主体；二是依托消费最低比重目标制度，对重点用能行业企业直接设定最低消费目标。

在权重指标分解上，省级消纳实施方案应成为责任权重指标分解的总载体。建议将本省年度权重指标逐项分解至各类责任主体，形成量化责任清单，并对方案的责任分解完整性进行审核。四类责任主体分类核定责任量：供电企业按代理购电量、售电企业按年售电量、直接购电的大型工业用户进行独立核算、使用自备电厂供电的企业按自发自用电量与网购电量合计核定。重点行业消费最低比重目标制度按“成熟一个、纳入一个”稳步扩围，在电解铝率先纳入强制考核的基础上，分阶段将钢铁、水泥、多晶硅等行业转入强制考核，尽早明确大型数据中心、电动汽车充换电运营商等新型用能主体的责任地位。

责任分解到位只是责任体系的一环。对照目标设定、责任分解、主体核定、履约核算、考核惩罚五个环节，《能源法》和《实施办法》已将其纳入统一的法律法规框架，责任体系骨架基本成形。当前短板集中在责任分解与履约核算两端，前者决定责任能否传导到位，后者决定考核认定是否可信。未来五年应以省级实施方案的规范化和消纳责任核算体系的统一化补强短板，并将考核结果反馈至目标设定与资源配置环节，使责任体系环环相扣、形成运行闭环。

3.4 拓宽物理消纳渠道，规范绿证补充履约

省级消纳责任权重以实际物理消纳电量核算为主，确实无法完成的可通过购买考核年生产电量对应的绿证补充完成，《实施办法》规定绿证补充需在售出省份核算时同步扣减，保证了全国消纳量核算的守恒。纳入行业消费最低比重目标考核的重点企业以考核年生产电量对应的绿证进行核算，通过绿电交易、绿证购买（划转）方式获得的绿证，是其履约核算的直接凭证。绿证核算在于对已实现物理消纳的认证，而非对消纳责任的替代，

物理消纳始终是履约的基础。

围绕这一规则的高效运行，物理消纳可从三条路径拓宽渠道：其一，提升就地消纳水平，推广源网荷储一体化、智能微电网等就近消纳新业态，用好自发自用电量全额计入消纳量的核算规则，完善分时电价，引导柔性负荷向新能源大发时段转移；其二，破除绿电直连和绿电采购的制度障碍，落实直连项目发电量计入用能主体消纳量的规定，明确直连项目与公共电网的责任边界和费用分摊规则，推动中长期绿电合同统一申报撮合、发展多年期框架合同，为责任主体提供稳定履约渠道；其三，优化跨区域消纳机制，充分利用《实施办法》中关于跨省跨区电量计入受端消纳量的各类核算规则，着力建立送受两端共享收益、共担成本的利益协调机制，拓展省外物理消纳渠道。

绿证履约既要扩容激活，也要规范使用。通过省级非水电消纳责任均等化和行业最低消费比重目标形成两级刚性绿证需求，与风光高比例省份的绿证供给相对接，绿证由辅助性履约工具转变为均等化方案运转和绿证市场激活的关键，对与消纳责任目标差距较大的省份，允许较高的绿证补充比例。规范使用方面，《实施办法》将可用绿证限定为考核年生产电量对应的绿证，实行“一年一清”，绿证交易与实际发用电时序更紧密挂钩。同时，可借鉴国际绿证市场技术分档与专项配额的经验，按技术类别对绿证履约作适度区分，对光热等尚处发展初期的技术设置专项履约比例或差异化核算安排，使绿证价格信号与技术发展阶段相匹配。

3.5 健全考核奖惩机制，强化消纳责任约束

《实施办法》从季度监测、年度评估、限期补充、约谈通报、纳入信用记录等多个方面建立了较为完整的考核链条，但仍然以声誉等软约束为主，尚未建立与经济利益挂钩的约束机制。建议针对省级政府和终端责任主体两类考核对象，将考核框架进一步做实。

在省级层面，其一，进一步完善权重完成情况的监测与披露，对各省权重完成情况、新增可再生能源电力消纳比重、绿证补充比例等核心指标开展监测、排名并定期公布，以信息透明形成外部监督压力；其二，用好《实施办法》中“纳入相关评价考核指标”条款，将考核结果纳入省级政府高质量发展综合考核指标体系，放大考核结果的杠杆效应；

其三，对未完成且未按要求整改的省份，在跨区输电通道安排、新增用能项目布局等资源配置上予以约束，对完成突出的省份，在新增跨区通道受电安排、抽水蓄能布局等方面优先支持；其四，将省间交易壁垒排查列为常态化监管事项，对变相限制跨省区电力交易和绿证交易的行为进行公开通报。

对于终端责任主体，重在使违约产生实际的经济成本，让主动履约在经济上始终是最优选择。短期内将信用记录实质化，对未履约企业在产能扩张审批、绿色金融授信、绿色债券发行、出口产品绿色资质认定等环节实施差异化政策。中长期内，随《可再生能源法》修订引入替代合规支付机制，对补充期届满仍未完成的市场主体按缺口量收取替代合规支付金，标准可设定为当年绿证市场均价的 1.5 至 2 倍，既保障主动履责的经济性，也为绿证价格提供隐性支撑。对完成情况突出的企业，在机制电量规模安排、绿色电力交易优先撮合、绿色金融产品利率优惠等方面给予倾斜，形成完成有奖、超额更优的正向预期。

3.6 健全市场和价格机制，保障消纳责任落实

消纳责任权重制度的有效落实，离不开市场和价格机制的配套保障。若终端主体的履责成本过高、支付的绿色溢价得不到相应回报，消纳责任的落实只能主要依赖行政压力。建议从需求侧价格信号、系统成本疏导和绿色溢价回报三个层面协同推进。

一是打通需求侧价格信号，使消纳绿电成为用户的经济选择。当前分时电价多以行政定价为主，终端用户以固定电价或代理购电价格结算，现货市场的价格波动被中间环节平滑，用户缺少将可调负荷转移至新能源大发时段的动力。建议推动峰谷时段划分和价差水平随新能源出力特性动态调整，建立健全居民分时电价机制；扩大用户侧直接参与现货市场的范围，并以中长期灵活连续交易和多年期购电协议稳定长期价格预期；建立需求响应的常态化市场机制，明确电动汽车、工业可调负荷、虚拟电厂等柔性资源的准入、调用与补偿规则。

二是完善系统成本的疏导与分摊，使调节能力建设获得稳定回报。调节成本回收渠道不健全、分摊方式偏粗放，既抑制调节资源投资，也使成本承担缺乏公平性。建议扩大辅

助服务市场的交易品种和参与主体，推动辅助服务费用分摊向“谁受益、谁承担”转变；健全容量补偿机制并探索容量市场，为火电灵活性改造、抽水蓄能和新型储能提供可预期的固定成本回收渠道；对就地消纳、分布式自发自用等确实减少电网使用的情形，探索合理核减输配费用并明确适用条件；理顺跨省跨区送电价格形成机制，建立送受两端共享收益、共担成本的协调安排。

三是明确绿色溢价的回报预期。绿色溢价缺乏明确回报，用户就缺少主动采购绿电的动力。建议完善绿电绿证在能耗统计、节能降碳考核和碳排放核算中的认定规则，用好《非化石能源电力消费核算指南（试行）》确立的核算基础，使企业的绿电支出获得实质性回报；推进绿证核发标准与国际主流核算框架对接，拓展绿证在出口合规、供应链绿色认证等场景的应用，使绿色溢价从合规负担转化为可量化的竞争优势。

3.7 推动重点行业消费比重目标统一，做好两项制度衔接

《实施办法》将省级消纳责任权重与行业消费最低比重目标两项制度纳入统一框架，前者压实省级行政区域消纳责任，后者压实重点用能行业消费义务，直接将考核压力施加于重点行业的终端用能企业，是权重制度向市场主体延伸的操作抓手。但当前行业绿电消费最低目标基本沿用省级权重的分配格局：电解铝、钢铁、水泥、多晶硅四个行业的绿电消费最低比例与企业所在省的总量消纳责任权重基本一致，省际差异较大，仅国家枢纽节点新建数据中心全国统一执行 80%。²⁵

这一设定存在两方面问题。一是同一行业企业的义务水平因区位而异，四川、云南、青海的企业须达到 70%，福建的企业为 26.2%，高者为低者的 2.7 倍，差异源于区位而非企业自身的用能选择，与全国统一大市场下同类企业平等承担环境义务的要求不符。二是释放了与政策导向不一致的布局信号。绿电可得性高本应是资源富集地区吸引产业的优势，而现行设定恰恰对绿电资源富集地区提出最高要求，资源禀赋带来的合规优势被较高的义务水平抵消。

²⁵ 国家发展改革委办公厅，国家能源局综合司。关于 2025 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知 [EB/OL]. (2025-07-11) [2026-08-04]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202507/t20250711_1399141.html.

本研究建议逐步推动同一行业在全国范围内实行统一的非水电可再生能源电力消费最低比重目标。企业的消费责任与所属行业相关而与所在省份无关，地区间差别回归到绿电可得性和采购成本本身，产业布局的经济信号与资源分布方向趋于一致，与引导高耗能产业向西部转移的方向相协调。行业消费最低比重目标也不再依附省级消纳责任权重，两项制度各自形成独立约束。考虑到各省现行比例差异较大，宜分阶段推进，可先选择三至五个条件成熟的行业先行统一，低于统一水平的省份逐年上调、高于者平稳下调。

制度安排以最低运行成本为原则，行业考核与省级权重考核统一周期、共用核查数据与流程，实现“一次合规行为、两项制度认可”；行业覆盖范围按用电集中度高、企业数量可控、数据基础扎实的标准有序扩展。对可再生能源非电消费考核，按《实施办法》确定的思路对绿氢氨醇等条件成熟的类别先行纳入，并尽快制定非电领域绿色能源的认证标准和绿证核发规则，为最低比重制度在非电领域的全面推广提供制度基础。

4 完善电力市场、碳市场与绿证市场协同运作机制

消费促进机制的高效运行，最终要依托市场化工具实现。电力市场、碳市场与绿证市场分别承担电能量配置、碳排放成本内部化和绿色环境价值认证的功能，健全三者的协同运作机制，使制度推力转化为市场主体主动消费可再生能源电力的内生动力，是建立健全可再生能源电力消费促进机制的重要保障。

4.1 健全电、碳、证市场机制，夯实协同运作基础

国际经验表明，成熟的跨市场协同都以各市场的独立成熟发展为前提。目前我国电、碳、证市场均处于建设和发展的关键期：全国碳市场覆盖范围以发电行业为主、配额整体宽松，碳价约束尚未充分显现；绿证市场供过于求、价格长期低迷；全国统一电力现货市场仍在建设中，省间壁垒尚存。在三个市场价格形成机制均不完善的情况下急于联动，可能因规则叠加导致价格信号混淆和绿色价值重复计算。现阶段的协同重点宜放在核算规则和制度接口的衔接上，价格层面的联动随各市场成熟度提高逐步深化。

因此，推进电、碳、证市场协同需要明确：三个市场各司其职、功能互补，边界在协同推进的过程中逐步厘清。电力市场负责电能量的竞争性配置，绿证市场认证并流通绿色环境价值，碳市场将碳排放外部成本内部化。电—证—碳市场的协同，一方面要着力健全三个市场各自的有效价格机制，使得碳价、绿证价格与电力价格之间形成能够真

实反映碳排放成本与绿色价值的传导链条；另一方面要在协同推进中确立必要的接口规则，包括环境权益唯一性和防止重复计算的核算规则、绿证在碳排放核算中的适用范围与抵扣路径、证电合一与证电分离两种模式下环境属性归属的认定规则等。

4.2 激活绿证交易市场，深化电—证联动

电力市场与绿证市场是协同程度最高的一组，绿电交易中购电同步划转绿证，交易价格同时反映电能量价值与环境属性价值；绿证也可独立于物理电量单独流通，为消纳责任主体提供补充履约工具，也服务于企业自愿绿电消费声明。新能源全面入市后，电能量价值受到挤压，环境价值须由绿证收益补位，绿证价格能否有效形成，直接影响新能源项目的投资回报预期和高比例发展目标的实现。而绿证市场长期供大于求、价格低迷，难以有效补足这一缺口。因此，深化电—证联动，关键在于激活绿证市场。

激活绿证市场可从三方面入手。一是尽快明确机制电量绿证向承担分摊费用的工商业用户的划转规则，实现“谁分摊费用、谁获得绿证”，稳定绿证供给预期；二是压实终端主体的制度性需求，依托两项制度将消纳义务切实分解到售电公司、大用户等终端主体，配套惩戒机制，从根本上改善供需关系；三是畅通跨省绿证流通，完善跨省绿电交易中绿证核发、划转、注销规则，落实各省不得限制跨省区绿证交易的要求，用好“售出省同步扣减”核算机制和电力交易机构提供权重指标外可售绿证数量信息的义务，提升省间绿证交易的透明度和流动性。

随着制度性需求扩大、绿证价格信号显现并与电价形成互补，建议加快提升绿证的时间精度。逐时匹配已成为国际绿电核算的发展方向，GHG Protocol 正在推进范围二指南修订，拟引入逐时匹配和可交付性要求；²⁶EnergyTag 等机构已发布颗粒度证书标准并开展跨区域认证，谷歌、微软等企业依托逐时证书推进 7×24 小时无碳电力。²⁷我国绿证现行按月核发、按年清算，与这一方向尚有差距。建议尽快启动小时级能源属性证书的规则

²⁶ GHG Protocol. RELEASE: GHG Protocol opens public consultations on scope 2 and electricity sector consequential accounting[EB/OL]. (2025-10-20)[2026-08-04]. <https://ghgprotocol.org/blog/release-ghg-protocol-opens-public-consultations-scope-2-and-electricity-sector-consequential>.

²⁷ EnergyTag. EnergyTag accredits first granular certificate issuers[EB/OL]. (2025-06-25)[2026-08-04]. <https://energytag.org/energytag-accredits-first-granular-certificate-issuers-marking-a-major-milestone-for-hourly-clean-energy-tracking/>.

制定和试点，明确证书核发的颗粒度、登记方式与核算规则，同步推进登记系统改造。这既有助于提升我国绿证的国际认可度，也能为储能、需求响应等灵活性资源提供反映时段稀缺性的价值信号，推动电—证联动走向价格信号的深度协同。

4.3 明确碳—证衔接规则，激活企业主动消费

碳市场约束碳排放行为，以总量控制驱动控排主体寻求最低成本减排；绿证市场约束可再生能源消费结构，以环境属性认证激励绿电消费。两个市场功能互补，但不可相互替代，同一份减排不能重复变现。碳配额总量设定时已将可再生能源发展纳入基准预测，绿证抵扣碳配额将造成重复计算，欧盟、美国加州均设有明确的防范机制。因此，绿证不得直接抵扣强制碳配额，使用范围限于消纳责任权重考核、行业消费最低比重核算和企业自愿绿电消费披露。我国在核发环节实行绿证与国家核证自愿减排量（CCER）互斥，同一电量只能择一申领。由此，环境属性从核发到使用保持唯一认证、单一变现。

厘清边界不意味着绿证与碳核算体系割裂。基于 GHG Protocol 市场化方法的范围二排放核算，企业可通过持有并核销绿证将对应的外购电量的碳排放强度计为零，这一认定发生在企业自愿性碳核算和产品碳足迹框架下，与碳配额的强制履约体系口径独立、不存在重复计算。2026 年 6 月发布的《非化石能源电力消费核算指南（试行）》有条件认可了绿电绿证在非化石能源电力消费核算中的应用，为绿证进入碳核算领域奠定了制度基础。这一衔接的现实意义在于，为有出口合规（如应对 CBAM）和产品碳足迹认证需求的企业创造了主动采购绿证的直接经济驱动力，使绿证从合规成本转化为可降低出口合规成本的实质性资产。

具体可分三步推进：第一步，依托《非化石能源电力消费核算指南（试行）》，统一绿证在能耗双控、碳排放双控考核中的扣减规则，发布扣除绿证交易电量的修正电网排放因子；第二步，推动绿证核销信息与全国碳市场数据平台互联互通，从技术上杜绝同一环境权益在两个体系重复主张；第三步，以中欧、中国—东盟等双边渠道推动中国绿证的国际认可度，为出口企业应对碳边境机制提供合规基础设施。

4.4 促进价格信号联动，推进电—证—碳协同

电—证—碳协同的深层逻辑是价格信号的有机联动。碳价通过化石能源发电成本传导至电价，凸显绿电的成本优势；绿证价格通过影响新能源综合收益作用于投资决策。其中，碳成本能否经电力市场有效传导至终端用电决策，是检验电—证—碳协同的核心标准。

畅通电—证—碳市场的价格信号传导，可从以下几方面协同推进：一是持续深化电力市场化改革，推动新能源全面参与现货竞争，强化峰谷价差与实际供需联动；二是加快完善碳市场建设，稳步扩大碳市场行业覆盖、提高碳配额有偿分配比例，推动碳价回归合理水平并向终端电价传导；三是强化消纳责任权重约束，提升绿证市场刚性需求，激活绿证市场价格发现功能；四是打通绿证与碳排放核算体系的制度衔接，激活企业主动绿色消费的内生需求。

综上，现阶段电—证—碳协同的务实路径是：以消纳责任权重制度和消费最低比重目标制度为锚点，以绿电物理交易为主要履约方式，以绿证为补充履约和核算工具，以衔接碳排放核算为绿证价值的实现通道，在不突破环境权益唯一性底线的前提下，推动三个市场从制度层面的各司其职逐步走向价格信号层面的有机联动，使消费促进机制的制度推力形成市场主体绿电消费的内生动力。

5 主要研究发现及建议

5.1 新阶段完善可再生能源电力消纳机制要从消费侧入手，建立健全强制消费和自愿消费相结合的可再生能源电力消费促进机制

我国可再生能源电力消纳机制经历了从全额保障性收购、平价上网到全面入市的三个阶段演进，消纳责任主体从电网企业单一承担扩展为多元共担，以全面入市为核心、以消费最低比重目标和消纳责任权重制度为约束、以绿证为核算工具、以就近消纳为补充的多层次消纳机制框架已初步形成。2025 年新能源全面入市后，消纳矛盾进一步显现。消纳压力在全国范围内持续上升，在新能源资源富集地区更为凸显；系统调节能力与价格机制建设不适应高比例消纳要求；消纳责任向终端用电主体传导衰减，最低消费比重目标制度尚待健全；绿证价值信号偏弱；市场电价、机制电价走低，新能源投资积极性回落。这表明可再生能源电力的需求增长缺乏确定性的制度约束，单靠市场自发调节难以保障高比例消纳。全面入市后，消纳机制的着力点需要从优先发电转向优先用电，以强制消费稳定需求、以自愿消费激发内生动力，建立健全强制消费和自愿消费相结合的消费促进机制，引导全社会优先使用、主动消费。

从国际上看，美国、欧盟、澳大利亚等主要经济体普遍以立法形式将可再生能源消纳转化为市场主体的法定义务，将责任主体延伸至电力零售商和终端用户，并配套绿证等市场化履约工具和明确的违约成本。与强制义务并行，自愿消费已成为国际绿电需求

的重要增长极。RE100 倡议推动具有全球影响力的企业公开承诺在全球运营中 100% 使用可再生能源电力。强制义务为可再生能源电力提供需求托底，自愿消费通过碳核算衔接和信息披露激发绿电内生需求，二者共同构成可再生能源电力消费促进机制。我国《能源法》确立的消费最低比重目标制度和消纳责任权重制度与国际通行做法在制度逻辑上相通，《实施办法》的出台使消费促进机制进入依法依规实施阶段，为未来五年可再生能源大规模高比例发展筑牢了制度根基。

5.2 锚定“双碳”目标，确立中长期可再生能源电力消费比重目标

可再生能源电力消纳目标的设定，以“双碳”目标的实现进程为依据。本研究以国家自主贡献承诺为约束条件进行测算，其中 2030 年碳排放强度较 2005 年下降 65% 以上的约束最强，据此推算的碳排放总量上限与当前排放规模已较为接近，增量空间有限。在这一总量约束下，非化石能源占能源消费总量的比重目标设定在 2030 年 27%、2035 年 35%。再经电力部门碳排放空间与电源结构逐层折算，得到可再生能源电力占比的量化目标为 2030 年 44%、2035 年 52%，进一步扣除水电，得到非水电可再生能源电力占比的目标为 2030 年 32% 和 2035 年 40%。这一结果处于国内外主要研究团队测算的中等偏积极区间，可作为权重设定的量化基准。建议将全国消纳总目标与国家自主贡献承诺的动态更新挂钩，使权重设定从跟随现状转向引领发展。

5.3 可再生能源电力消费目标分解要打破“按照资源条件和依据消纳现状外推”的格局

消纳责任权重分解的总体原则和方向，是全国各地区承担同等的消纳责任，逐步缩小省际之间的责任权重差异。现行分配以资源禀赋为主要基准，省际差异较大，用电大省的非水电权重相对偏低，全社会的消纳潜力尚未充分激活。缩小差距的关键在于新能源，风电、光伏资源分布相对广泛、开发布局灵活，各省均可通过本地开发、跨省绿电交易或购买绿证完成消纳。国际经验也提供了参照，澳大利亚、英国的配额制对全国责任主体设定

统一的法定消纳比例，义务水平不因资源禀赋而异，不足部分由证书交易补足；美国加州 RPS 对自有水电占比高的公有电力公司，在扣除自有水电后对非水电部分适用统一比例。

同时，权重分解还须充分考虑各省资源禀赋和发展条件的差异，分类安排、分阶段推进，强化中长期消纳责任权重引导。本研究提出，各省非水电权重按全国平均水平设定，原则上到 2030 年提升至 32% 左右，2035 年进一步向 40% 靠拢；对水电占比较高的省份，非水电权重年度提升幅度与全国平均保持一致，不要求达到全国统一水平；对核电占比较高的省份，可再生能源电力总量权重和非水电权重同样按与全国相同的年度增幅逐年提高。对电源结构已比较低碳的省份，继续快速提升非水电权重的减碳增益相对有限，还需相应承担较高的系统调节成本。物理消纳确实难以达标的省份，可通过购买省外绿证补足，由此形成绿证市场在省级层面持续、可预期的需求来源。消纳责任权重的省级差异缩小后，风光高比例省份获得持续扩大消纳的市场激励，基数较低省份形成确定性的消纳责任约束，各省消纳能力得到充分调动，共同支撑可再生能源电力的高比例发展。

分行业可再生能源电力消费最低比重目标分解要责任均等化，逐步推动同一行业在全国范围内实行统一的非水电可再生能源电力消费最低比重目标。现行行业目标基本沿用省级权重的分配格局，同一行业企业的义务水平因所在省份而异，高者为低者的 2.7 倍，且对绿电资源富集地区提出了最高要求，与引导高耗能产业向资源富集地区布局的导向不尽一致。建议同一行业实行统一的绿电消费最低比重目标，使企业的消费责任与所属行业相关而与所在省份无关。考虑到各省现行比例差异较大，宜分阶段推进，可先选择三至五个条件成熟的行业先行实现同一行业全国一致，再逐步扩大可再生能源电力强制消费行业领域范围。建议行业考核与省级权重考核统一考核周期、共用核查数据与流程，实现“一次合规行为、两项制度认可”，与省级权重双管齐下形成合力。

5.4 建立健全可再生能源电力消费促进机制要注重明确责任主体和责任体系构建

消纳责任落地的关键在于把责任量化到终端主体，并贯通责任体系的各个环节。《能源法》和《实施办法》已明确由供电企业、售电企业、大型工业用户和使用自备电厂供电

的企业四类主体及重点用能行业企业承担消纳责任。责任分解可沿两条线压实，一是省级消纳实施方案作为权重指标分解的总载体，将年度权重逐项分解至各类责任主体，形成量化责任清单，并对方案分解的完整性进行审核；二是以行业消费最低比重目标制度，按“成熟一个、纳入一个”原则将重点用能行业和数据中心等新型用能主体分阶段纳入强制考核，直接压实终端消费义务。前者沿电力供应链条覆盖各类购电主体，后者直达高耗能终端用户，两条线并行推进，消纳责任才能真正落到市场主体。

责任分解到位只是责任体系的一环。目标设定、责任分解、主体核定、履约核算、考核惩罚五个环节前后衔接，任一环节缺失，其他环节都难以发挥作用。《能源法》和《实施办法》已将五个环节纳入统一的法律法规框架，责任体系骨架基本成形。在履约核算环节，坚持物理消纳为主、绿证补充为辅。通过提升就地消纳、破除绿电直连和绿电采购制度障碍、优化跨区域消纳三条路径拓宽物理消纳渠道；绿证履责实行“一年一清”，对与消纳责任目标差距较大的省份允许较高的绿证补充比例，并可按技术类别对绿证履约作适度区分。在考核惩罚环节，建议从软约束逐步转向硬约束。短期将履责情况与产能扩张审批、绿色金融、出口绿色资质认定等挂钩；中长期引入替代合规支付机制，标准可参照当年绿证均价的 1.5 至 2 倍设定。消纳责任的落实还需要市场和价格机制的配套保障，建议从打通需求侧价格信号、疏导系统调节成本、明确绿色溢价回报三个层面协同推进配套改革，使绿电成本优势真正传导至消费端。

5.5 建立健全可再生能源电力消费促进机制要完善电—证—碳市场协同运作

消费促进机制的高效运行最终依托市场化工具实现。现阶段协同的基本前提是电、证、碳三大市场各司其职、功能互补，市场边界在协同推进的过程中逐步厘清。现阶段应着力推动三大市场构建各自有效的市场和价格机制，使碳价、绿证价格与电力价格之间形成能够真实反映碳排放成本与绿色价值的传导链条，同时确立环境权益唯一性、绿证在碳排放核算中的适用范围等必要的制度规则，夯实市场协同运作的基础。

电—证协同的关键在于以强制消费机制激活绿证市场。新能源全面入市后电能量价值

受到挤压，环境价值须由绿证收益补位，而绿证市场长期供大于求、价格低迷。绿证与强制义务挂钩，例如美国各州 RPS 均以绿证为核算凭证，绿证价格能够有效体现其绿色环境价值。制度性需求是绿证价格形成的根基，建议通过明确机制电量绿证划转规则、压实终端消纳义务、畅通跨省绿证流通，改善绿证市场供需关系。随着价格信号逐步显现，建议加快推进小时级能源属性证书的规则制定和试点，提升绿证的时间精度与国际认可度。

碳一证协同需要边界清晰，防止重复变现。碳配额总量设定已考虑可再生能源发展情况，绿证抵扣碳配额意味着同一减排的重复计算。我国在核发环节实行绿证与 CCER 互斥，同一电量只能择一申领。碳一证衔接通过对外购电力的间接排放核算实现。依托 GHG Protocol 范围二市场化核算方法，企业可通过核销绿证降低外购电力碳排放核算值；国际可再生能源倡议、披露规则、绿色贸易规则等因素叠加，驱动企业主动购买绿证核销以降低产品碳足迹。推动碳一证衔接，可依托《非化石能源电力消费核算指南（试行）》统一绿证扣减规则；推动绿证核销与碳市场数据互联互通，规避重复计算；推动绿证国际互认，降低出口碳边境调节成本。

电一碳协同的关键在于将碳价有效传导至电价。国际上欧盟碳市场（EU-ETS）经过多轮碳配额收紧加上配额拍卖比例大幅提升，才与电力市场形成较为顺畅的成本传导关系。我国应稳步扩大碳市场行业覆盖范围，逐步提高碳配额有偿分配比例，适度收紧配额供给推动碳价回归合理水平，并理顺碳成本向电力批发价格、再向终端电价的传导路径，凸显绿电经济优势。

在此基础上，协同深化电力市场化改革、扩大碳市场覆盖并强化配额约束、提升绿证刚性需求，推动三大市场从制度层面的各司其职逐步走向价格信号层面的有机联动，使消费促进机制的制度推力转化为市场主体绿色电力消费的内生动力。

参考文献

[1] 全国人民代表大会常务委员会. 中华人民共和国能源法 [Z]. 2024-11-08 通过, 2025-01-01 施行.

[2] 国家发展和改革委员会, 工业和信息化部, 住房和城乡建设部, 交通运输部. 可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法 (2026 年第 42 号令) [Z]. 2026-06-22.

[3] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知 (发改价格 [2025] 136 号) [Z]. 2025-01-27.

[4] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 关于促进新能源消纳和调控的指导意见 (发改能源 [2025] 1360 号) [Z]. 2025-11-10.

[5] 国家发展和改革委员会, 国家能源局, 生态环境部, 国家统计局, 国家数据局. 关于印发《非化石能源电力消费核算指南 (试行)》的通知: 发改能源 [2026] 622 号 [Z]. 2026-05-06.

[6] 国家能源局. 2024 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果 [R]. 2025-10-28.

[7] 电力规划设计总院. 2025 年度中国电力市场发展报告 [R]. 北京: 人民日报出版社, 2026.

[8] 国家能源局电力业务资质管理中心. 中国绿色电力证书发展报告 (2025) [R]. 2026-04.

[9] 国家能源局. 2025 年可再生能源并网运行情况 [R]. 北京: 国家能源局, 2026-02.

[10] 北京理工大学能源与环境政策研究中心. “十五五”时期我国能源发展展望 [R]. 北京: 北京理工大学能源与环境政策研究中心, 2026-01.

[11] 绿色创新发展研究院. 支持碳中和实现的能源转型之路: 基于能源政策模型 (EPS CHINA 2024): 报告摘要 [R]. 北京: 绿色创新发展研究院, 2024-11.

[12] 国家统计局. 中国统计年鉴 2025[M]. 北京: 中国统计出版社, 2025.

[13] 赵紫原. 绿电消纳责任加大重点行业面临绿色大考 [J]. 中国电力企业管理, 2025(25): 20-25.

- [14] 林卫斌, 谢丽娜. 完善“电—碳—证”协同机制激发绿色能源消费内生动力[J]. 经济, 2026(6): 42-45.
- [15] Energy Innovation. Achieving an 80% carbon free electricity system in China by 2035[R]. San Francisco, CA: Energy Innovation, 2022.
- [16] HEETER J, SPEER B, GLICK M B. International best practices for implementing and designing renewable portfolio standard (RPS) policies[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2019. NREL/TP-6A20-72798.
- [17] International Energy Agency. Renewables 2025[R]. Paris: IEA, 2025.
- [18] NEWBERY D. Efficient renewable electricity support: designing an incentive-compatible support scheme[J]. The Energy Journal, 2023, 44(3): 1-22.



自然资源保护协会（NRDC）
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编：100026
电话：010-5332-1910
www.nrdc.cn