

发电企业绿色投资的政策激励与政策优化： 以碳交易与可再生能源配额制为例

於世为^{1,2,*}, 杨娟^{1,2}, 周双双^{1,2}, 王志远^{1,2}

1. 中国地质大学(武汉) 经济管理学院, 武汉 430078;
2. 中国地质大学(武汉) 能源环境管理与决策研究中心, 武汉 430078



摘 要 : 碳交易和可再生能源配额政策的实施是推动发电企业绿色投资、加速中国能源结构低碳转型并实现气候目标的关键举措。在确保实现政策目标和兼顾发电企业利益的前提下, 设计能够有效促进绿色投资的最优激励机制依然存在挑战。为此, 本文构建了一个双层多目标优化模型, 将传统的单向政策目标扩展为政府与发电企业之间的双向决策互动。该模型基于中国6大区域电网, 以社会福利最大化、可再生能源消纳最大化和发电企业净收益最大化为目标, 优化获得了政府碳排放基准、可再生能源省域配额以及省级发电企业的绿色投资策略。研究表明: ①风力发电和集中式光伏发电将成为发电企业未来绿色投资的主要技术, 到2035年预计将分别增至826GW和623GW, 使可再生能源发电比例提升至57.7%; ②为最大化可再生能源消纳, 需确保全国配额年均增长2.3%; ③为保障电网稳定与碳排放控制, 碳排放基准值应在2031年前后分别以2.5%和0.5%的速率逐步下降。

关 键 词 : 绿色投资; 可再生能源配额制; 碳排放权交易; 政策激励; 双层优化

中图分类号 : F224.31 **文献标志码:** A **文章编号:** 2097-4981(2025)01-0092-13
DOI: 10.3724/j.issn.2097-4981.JECC-2024-0021

Policy Incentives and Optimization Strategies for Green Investment in Power Generation Enterprises: A Case Study of Emissions Trading Scheme and Renewable Portfolio Standards

YU Shiwei^{1,2,*}, YANG Juan^{1,2}, ZHOU Shuangshuang^{1,2},
WANG Zhiyuan^{1,2}

1. School of Economics and Management, China University of Geosciences, Wuhan 430078, China;
2. Center for Energy Environmental Management and Decision-making, China University of Geosciences, Wuhan 430078, China

Abstract : The implementation of emissions trading scheme (ETS) and renewable portfolio standards (RPS) policies is a strategic measure to drive green investment among power generation enterprises, accelerate China's low-carbon energy transition, and meet climate goals. However, designing effective incentive mechanisms that fulfill policy objectives while balancing enterprise interests remains challenging. This study develops a bi-level multi-objective optimization model, extending conventional single-directional policy targets to a bidirectional decision-making framework between the government and power generation enterprises. Using data from China's six regional power grids, the model optimizes carbon emission benchmarks, provincial renewable energy quotas, and green investment strategies, aiming to maximize social welfare, renewable energy consumption, and enterprise profits. The results indicate that: (1) Wind and centralized solar photovoltaic

收稿日期: 2024-10-30; 接受日期: 2024-11-13

基金项目: 国家社会科学基金重大项目(23&ZD094); 国家自然科学基金项目(72293572, 72174188)

通讯作者: 於世为(1980—), 男, 博士, 教授, 博士生导师。E-mail: ysw81993@sina.com

power are expected to dominate green investments, with capacities reaching 826 and 623GW by 2035, raising renewable energy's share to 57.7%; (2) a national quota increase of 2.3% annually is needed to maximize renewable energy consumption; (3) carbon benchmarks should decrease at rates of 2.5% and 0.5% around 2031 to ensure grid stability and control emissions.

Key Words : green investment; renewable portfolio standards; emissions trading scheme; policy incentives; bi-level optimization

0 引言

促进发电企业绿色投资对可再生能源高质量发展和能源低碳转型至关重要^[1]。为此,世界各国广泛实施了多种碳减排政策和可再生能源发电扶持政策^[2],如碳排放权交易机制(Emissions Trading Scheme, ETS)、上网电价补贴(Feed-in Tariff, FiT)政策和可再生能源配额制(Renewable Portfolio Standards, RPS)。近年来,在有关政策的大力支持和培育下,中国可再生能源发展迅猛。截至2023年底,可再生能源发电总装机突破15亿千瓦,占全国发电总装机比重超过50%,占全球可再生能源发电总装机近四成^[3]。FiT在发展初期对可再生能源装机有较大的促进作用,但随着可再生能源和电力市场结构的发展,FiT政策下发电行业绿色投资过度依赖政府补贴,造成财政缺口扩大、盲目装机及弃风弃光等问题^[4]。为进一步提升可再生能源消纳占比,中国自2017年开始,先后启动RPS和ETS,并配套了全国碳排放交易市场和绿色电力证书认购交易市场,通过市场化的交易手段实现碳排放权和可再生能源配额的自由灵活交易^[5]。两种政策相互配合,从生产端带动可再生能源的投资,并从消费端保障可再生能源的消纳利用^[6]。因此,ETS和RPS政策的有效实施对激励中国可再生能源投资和大规模利用意义重大^[7-8]。

RPS是在法律上对可再生能源发电在总发电量中所占比例的强制政策^[9]。该政策需要通过绿色证书交易(Tradable Green Certificates, TGC)市场配套运行。作为一项市场化的政策,RPS能够有效降低发电企业的制度性交易成本,推动可再生能源的消纳^[10-11]。然而,中国绿色证书交易市场仍处于发展初期,面临交易比例不足、市场流动性较低等问题^[12-13]。截至2024年8月底,全国累计交易绿证仅占核发绿证总量的15.48%,其中随绿电交易绿证占7.98%^[14]。因此,为了实现可再生能源长期发展目标,亟需进一步完善RPS的制度设计,有效引导发电企业参与绿证交易,加速可再生能源的消纳进程。

ETS是一种将碳排放权作为商品,通过价格机制引导市场主体控制碳排放的市场化环境监管制度^[15]。目前,全国碳交易市场年覆盖碳排放量约51亿吨,占全国排放总量的40%以上^[16]。随着碳排放权作为绿色金融资产的认可度提升,其交

易价格已撬动了更多绿色低碳投资,推动火电行业的能效提升。相比其他减排政策,ETS在成本节约、环境效益、减排目标的确定性及政策的可持续性方面具备明显优势^[17]。然而,碳市场建设是一项复杂的系统性工程,目前中国碳交易市场建设仍处于起步阶段,制度体系有待于进一步完善。因此,合理设计ETS政策激励机制,降低行业减排成本,最大限度地激发企业绿色低碳转型的动力,对实现碳排放控制目标和能源结构转型具有重要意义。

RPS和ETS是中国能源低碳转型的顶层制度设计,旨在分别从生产侧和消费侧对利益相关者在各市场的行为决策进行约束,通过绿证和碳排放权交易的方式分摊发电企业绿色投资成本^[6]。由于我国RPS和ETS政策全面运行时间较短,目前的交易体系和配套政策尚不完善^[18-19],仍然存在以下两个问题:一方面,RPS和ETS的政策目标存在一定的重叠,都是通过政策和市场机制的共同作用达到促进可再生能源消纳利用和减少碳排放的目的。由于政策之间的交互作用,不合理的政策参数设计可能会导致实施措施冗余和效果减弱^[4,20]。具体而言,提高可再生能源配额会促进发电企业绿色投资,但也可能会导致碳价格降低和其他行业排放量增加,甚至由于配额设定过高可能会导致可再生能源发电不足以供应需求^[17]。同样地,更严格的碳排放基准值可能会导致TGC价格下降^[21],最终可能导致可再生能源发电过多而超过系统消纳能力^[22]。总之,可再生能源配额和碳排放基准设置过高或过低,均可能引发交易市场的不稳定,导致不必要的浪费,从而削弱总体利润和社会福利^[23]。因此,在最大化总体利润和社会福利的目标下,如何科学设置ETS和RPS核心政策参数,协调ETS和RPS政策目标,加强政策叠加效应,是两政策协同推进可再生能源发展的关键。

另外,中国RPS和ETS政策的共同特点是政府通过自上而下的方式设定可再生能源配额和碳排放基准值,发电企业等市场参与者根据政府设定的配额标准,自主交易碳排放权和可再生能源配额。政府起主导作用,引导不同发电企业绿色投资。然而,在我国发、售电分离的电力系统结构下,电力交易、绿证交易与碳排放权交易等各个环节均由多个利益相关者构成。不同利益主体追求目标存在一定差异,甚至可能

存在冲突^[24]。对于政府，实施RPS和ETS政策的首要目标是促进可再生能源消纳利用，同时保障社会福利。对于发电企业，目标是追求自身利益最大化。在RPS和ETS政策的影响下，发电企业尤其是传统火电，绿色投资成本将增加，利润空间会遭受挤压。政府与发电企业的目标冲突，不利于TGC和碳排放权的顺利交易^[25]。因此，协调RPS和ETS政策目标过程中，有必要将政府和发电企业纳入同一决策框架，充分考虑二者之间的决策交互，以政府目标优先并兼顾多方利益，对降低系统成本和提高能源效率具有重要意义。

现有文献关于碳交易和RPS政策共同实施促进发电企业绿色投资的研究主要聚焦于政策实施效果评估和政策组合优化两方面。政策实施效果评估研究方面，很多学者已证实ETS和RPS同时实施能更有效地促进可再生能源发展和减少碳排放^[26-27]。为定量评估两类政策的作用效果，部分学者主要关注碳交易和RPS政策的不同情景组合对电力行业的碳排放、电力生产和可再生能源投资等关键指标的影响^[28-30]。如Yan等^[4]建立了以电力公司利润最大化为目标的优化模型，指出ETS和RPS组合实施更有助于可再生能源推广和提高社会福利水平。Hu等^[31]构建了电力用户和火电制造商共同参与的进化博弈模型，揭示不同RPS和ETS政策参数组合对互动系统均衡状态的影响。此外，考虑到区域间电力传输，Yi等^[20]以中国电力部门累计总成本为优化目标，构建多区域电力优化模型，测算不同政策组合目标对发电和输电规划的影响。这些研究主要将可再生能源配额和碳排放基准值作为模型外生参数，通过设置不同参数组合情景，量化评估不同配额目标对电力行业的脱碳效应。然而，绿色证书和碳交易权的需求和价格会随着技术进步产生波动，进而可能增加市场失灵风险^[32]，削弱ETS和TGC的叠加效应，甚至引发政策冗余和政策冲突^[33]。外生化的RPS和ETS政策参数，不利于最优可再生能源配额和碳排放基准值的制定与动态调整。因此，为有效规避市场风险和政策冲突，还需考虑中国不同区域可再生能源资源潜力、不同发电企业的技术水平和成本差异及电网灵活性要求等诸多约束，在全社会福利最大化和发电企业利润最大化目标的引导下，进一步探索不同省份不同年份最优的可再生能源配额和碳排放基准值。

关于政策组合优化研究，现有文献大多侧重于在TCG和ETS联合交易机制下，RPS和ETS总体目标分配策略及其实现路径的研究^[34-35]。如考虑传统化石能源发电企业和可再生能源发电企业两类主体，Yan等^[13]以哈密—郑州由风电和火电组成的跨区域互联电网为基础，结合Stackelberg博弈和随机最优调度模型，重点考察区域间两类发电企业通过最大化各自利益，优化碳排放权和绿色证书交易的整体配置。考虑政府与发电

企业两类主体，Wang等^[1]运用构建了以政府和发电厂为主体的博弈模型，考虑社会福利最大化，讨论可再生能源消费压力和碳减排压力不同情境下，最优的可再生能源消费配额。以上研究尽管考虑了不同类型发电企业间、政府与发电厂间的决策博弈，但仅关注RPS和ETS对电力市场的单向协调效应，未考虑发电企业决策变化对政府制定可再生能源配额和碳排放基准值的反馈效应。政策目标对电力行业TGC和碳排放权交易行为的单向协调效应，可能导致既定的协调机制失效，引发政府与电力部门利益冲突，不利于电力市场、TGC和碳交易市场的有效运作^[36]。此外，新增可再生能源发电装机是各省实现RPS目标的重要途径之一^[11]。然而，现有文献往往侧重于电力部门现有生产规模和电网输电能力优化RPS和ETS目标实现路径。因此，为增强政策目标实现路径的可行性和有效性，RPS和ETS政策组合优化研究还需要进一步考虑电力系统决策变化对政策目标的反馈效应，及包括新增可再生能源发电装机在内的目标实现路径。

为解决上述问题，本文基于全国6大区域电网，考虑政府与省级发电企业之间的双向决策交互，构建ETS和RPS政策目标协同双层多目标优化模型，对规划期2021—2035年的关键政策参数进行优化，求解得到政府和发电企业各自利益均达到均衡状态下的最优碳排放基准值和可再生能源配额，以及对应的各省可再生能源最佳投资方案，包括各省的累计装机和省间传输电量。具体地，双层优化模型将政府与发电企业分别作为模型的上、下层决策主体，上层政府以社会福利最大化与可再生能源消纳最大化为目标，下层则以发电企业利润最大化为目标。综合考虑政策规划、电力供需、资源潜力和电网稳定性等约束条件，设计RPS和ETS政策协同下最优政策参数与可再生能源最佳投资方案。主要贡献如下：

1) 为解决ETS和RPS政策冗余和冲突问题^[37]，将碳排放基准值和可再生能源配额作为决策变量，基于电力系统的供需—输关系，建立数学优化模型，兼顾全国总体社会福利与可再生能源消纳总量最大化及发电企业利润最大化目标，优化每个省份每年需要负责完成的最优碳交易量和可再生能源消纳量，为能源主管部门设定科学合理碳交易与配额标准提供系统性的决策支持。

2) 建立双层多目标优化模型，将政府和发电企业分别作为上、下层决策主体，实现双方动态决策交互，平衡利益冲突。通过优化各省未来7种发电技术的装机规模与省级传输电量，动态调整碳排放基准和可再生能源配额目标，以实现社会整体效益优先，同时兼顾发电企业利益，提供解决政府与企业利益冲突的可行方案。

1 发电企业绿色投资激励政策双层优化模型

1.1 模型框架

对于RPS和ETS政策，政府与发电企业的交互决策存在三方面特征。第一，中央政府和发电企业是上、下层决策关系，且政府具有决策的优先性。政府是RPS和ETS政策的上层决策者，设定全国和各省可再生能源消纳配额目标和碳排放基准值；发电企业是下层决策者，根据政府给出的两个配额目标，制定合理的生产投资计划。

第二，政府和发电企业的目标不同，且存在冲突。对于政府，期望通过RPS和ETS政策的实施，以市场化交易方式，使绿电发电企业获得绿证与碳排放权交易的额外收益，促进绿色投资，保障可再生能源的消纳利用。同时最大化社会福利，避免“一刀切”式地追求政策目标而过度牺牲经济或居民福利，例如限制碳排放导致的拉闸限电等^[38]。对于发电企业，在RPS和ETS政策的影响下，企业绿色投资成本可能会增加，尤其是传统火电的利润空间，会受到同程度地挤压。发电企业需要调整投资计划、改变发电组合以追求自身利益的最大化。

第三，政府和发电企业的决策互相制约。虽然政府是政策的主导者，但各发电企业的绿色投资和发电组合计划反过

来会影响RPS和ETS政策的总体实施效果。政府会根据各发电企业的效果反馈，调整政策参数，保证政策的有效施行。因此，政府与发电企业关于RPS和ETS政策的交互决策是一个具有双层递阶结构的系统优化问题。

因此，本文将政府与发电企业分别作为上、下层的决策主体，构建双层多目标优化模型，框架如图1所示。上层模型中，政府在电力消纳、碳排放强度和政策监管力度等约束下，设定最优的可再生能源配额与碳排放基准值，最大化可再生能源的消纳和社会福利。下层模型中，根据政府确定的可再生能源配额与碳排放基准值，发电企业以最大化发电收益为目标，在考虑供需、资源和发电结构三类约束下，确定最优的累计装机与传输电量，并将决策结果传递给上层决策者。之后，政府根据发电企业的反馈调整可再生能源配额与碳排放基准值。这个过程不断重复，直至达到平衡状态。

1.2 模型假设

为便于双层优化模型的建立，本文做出以下假设：

1) RPS与ETS政策监管机制完善，市场上的传统火力发电企业必须满足碳配额，各省售电公司也必须满足可再生能源配额。

2) 在风电、光伏发电平价上网的背景下，所有可再生能源

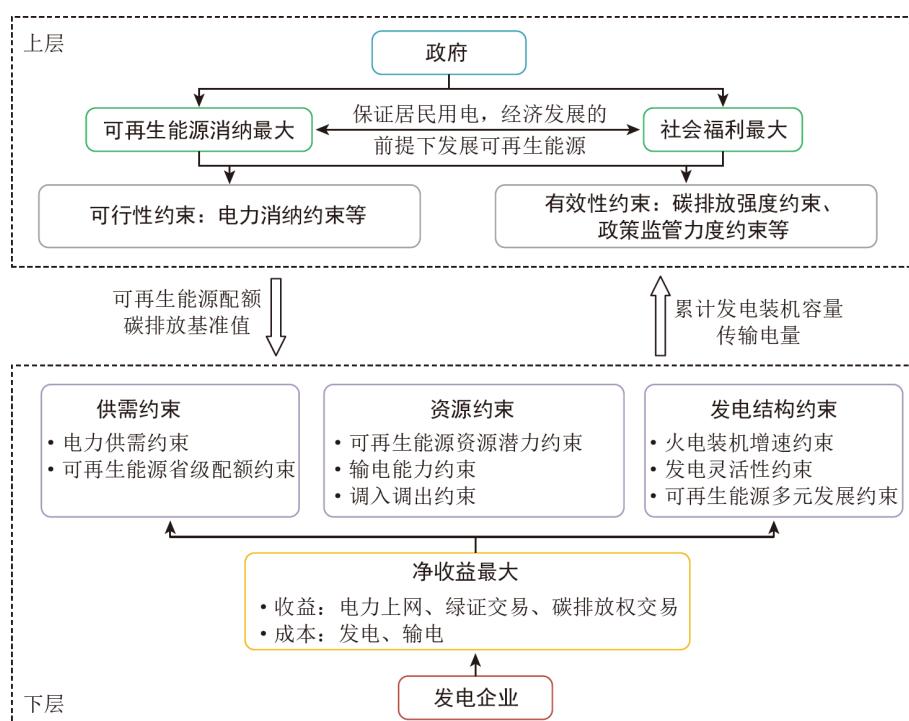


图1 多目标双层优化模型结构

Fig.1 Multi-objective bi-level optimization model structure diagram

源发电企业为了追求利润最大化，会一致选择认购绿证，且完成本省RPS后多余部分进入绿证交易。

3) 模型为提高可再生能源消纳能力考虑了跨区域输电，但不考虑跨国电力传输，因此发电企业只满足国内的电力需求。

4) 模型对于RPS政策中含水可再生能源消纳责任考核的发电类型依照现行政策规定执行，且未来不再纳入新的发电类项，即只计算水电、风电及集中式光伏发电的消纳，而分布式光伏、生物质及核电则不被计算入其中。

模型参数和变量见表1。

表1 多目标双层优化模型参数及变量定义

Table 1 Multi-objective bi-level optimization model parameters and variables definition

下标	
i	中国（不含港澳台地区）除西藏外的30个省、自治区、直辖市， $i = 1, 2, \dots, I$ ， $I = 30$ ，分别代表北京、天津、河北、山西、内蒙古、辽宁、吉林、黑龙江、上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西、山东、河南、湖北、湖南、广东、广西、海南、重庆、四川、贵州、云南、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆
t	时间下标， $t = 1, 2, \dots, T$ ， $T = 15$ 。基期为2020年，规划期为2021—2035年
k	能源发电技术类型， $k = 1, 2, \dots, K$ ， $K = 7$ ，分别代表火电、水电、集中式光伏、风电、生物质发电、分布式光伏、核电
j	中国6大区域集合，各省（指省级行政区，包括省、自治区、直辖市，下同）所属区域划分见附录表S6 ^①
决策变量	
$X_{i,k,t}$	i 省第 t 年 k 技术的新增装机容量
$IT_{i,t}$	i 省第 t 年的输入电量
$OT_{i,t}$	i 省第 t 年的输出电量
$HQ_{i,t}$	i 省第 t 年的含水可再生能源电力消纳责任权重
CQ_t	第 t 年的全国碳排放基准值
参数	
b_t	第 t 年电价的需求弹性系数
$Q_{i,t}$	i 省第 t 年的总用电量
$pe_{i,t}$	i 省第 t 年的销售电价
$LCOE_{k,t}$	第 t 年 k 技术的平准化度电成本
$h_{i,k}$	i 省 k 技术的平均利用小时数
λ	功率输入和输出之间的差值占功率输出的最大比例
$\sigma_{i,i'}$	省 i 到省 i' 的省际输电可变成本
r	贴现率

续表 1
Table 1 (continued)

参数	
f_1	超额碳排放的罚金系数
f_2	未满足可再生能源配额的罚金系数
γ	常规发电对环境破坏的影响因子
α_t	第 t 年电力行业CO ₂ 排放量在全国碳排放总量中所占比例
ci_t	第 t 年全国的目标碳强度
GDP_t	第 t 年的国内生产总值
ε_t	“十四五”规划中的碳排放强度下降目标
g_t	“十四五”规划中的碳排放强度年平均下降速率
$pr_{i,k,t}$	i 省第 t 年 k 技术的上网电价
δ	火电年固定退役率
$y_{i,k,t}$	i 省第 t 年 k 技术的退役装机容量
$rp_{i,k}$	i 省 k 技术的资源潜力
θ_t	第 t 年中国电力消费弹性系数
ξ_k	k 技术的灵活性系数
ξ_d	电力需求的灵活性系数
η	并网发电的组合边际CO ₂ 排放因子
pa	绿证价格
pc	碳排放权交易价格
$it_{j,t}$	第 t 年 j 区域可输入电量上限
$ot_{j,t}$	第 t 年 j 区域可输出电量上限
$ht_{j,t}$	第 t 年 j 区域电力传输的有效小时数
$\overline{pr}_t$	第 t 年全国发电企业平均上网电价
q_1	火电累计装机增速
其他变量	
SW	电力生产带来的社会福利
CS	电力生产产生的消费者剩余
PS	电力生产带来生产者剩余
GR	电力生产过程中的政府税收
D	电力生产导致的环境外部成本
HC	可再生能源消纳量
PI	发电企业总收益
EI	电力上网收益
GI	绿证交易收益
CI	碳排放权交易收益
EC	发电企业的发电成本
TC	发电企业的输电成本
$IC_{i,k,t}$	i 省第 t 年 k 技术的累计装机容量

① 因篇幅所限，相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录表S6。

1.3 上层模型

1.3.1 目标函数

(1) 社会福利最大化

政府通过设计政策促进整体社会福利的最大化。根据微观经济学权威学者关于社会福利的论述^[39-40]，社会福利包括消费者剩余 (CS)、生产者剩余 (PS) 以及政府税收 (GR)。随着现代经济学对于环境-经济领域研究的深入，越来越多的学者将环境外部成本 (D) 纳入社会福利的考量中^[41-43]。据此，本文社会福利 (SW) 采用以上4个部分测算，其中，D用来表征电力生产过程中由于CO₂排放造成的环境损失。由于碳排放权交易费用是在两种类型的电力生产者之间转移的，不计算在生产者剩余中。以2020年为基期，2021—2035年为规划期，政府关于社会福利最大化的目标函数如式 (1) 所示：

$$\text{Max } SW = CS + PS + GR - D \quad (1)$$

$$CS = \sum_{t=1}^T \frac{1}{2} b_t \left(\sum_{i=1}^I Q_{i,t} \right)^2 / (1+r)^t \quad (2)$$

$$PS = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K \left[pe_i \cdot Q_{i,t} - LCOE_{k,t} \cdot h_{i,k} \cdot IC_{i,k,t} - \sigma_{i,i'} \cdot \left(IT_{i,t} + OT_{i,t} \right) \right] \right\} / (1+r)^t \quad (3)$$

$$GR = \sum_{t=1}^T \left\{ f_1 \sum_{i=1}^I \left(\eta \cdot IC_{i,k=1,t} h_{i,k=1} - Q_{i,t} \cdot CQ_t \right) + f_2 \sum_{i=1}^I \left(Q_{i,t} \cdot HQ_{i,t} - \sum_{k=2}^4 IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k} \right) \right\} / (1+r)^t \quad (4)$$

$$D = \sum_{t=1}^T \left\{ \gamma \sum_{i=1}^I LCOE_{k=1,t} \cdot IC_{i,k=1,t} \cdot h_{i,k=1} \right\} / (1+r)^t \quad (5)$$

其中，式 (2) 表示消费者剩余^[44]。式 (3) 为生产者剩余，代表电力生产到消费侧售电的总净收益，第一项 $pe_i \cdot Q_{i,t}$ 代表售电总收入；第二项 $LCOE_{k,t} \cdot h_{i,k} \cdot IC_{i,k,t}$ 代表各项技术电力生产的总成本；第三项 $\sigma_{i,i'} \cdot (IT_{i,t} + OT_{i,t})$ 表示电力的传输成本。式 (4) 表示政府的罚金收入，第一项 $f_1 \sum_{i=1}^I (\eta \cdot IC_{i,k=1,t} h_{i,k=1} - Q_{i,t} \cdot CQ_t)$ 表示超额碳排放收取的罚金；第二项 $f_2 \sum_{i=1}^I (Q_{i,t} \cdot HQ_{i,t} - \sum_{k=2}^4 IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k})$ 表示未满足可再生能源配额收取的罚金。式 (5) 表示煤电生产过程中产生的CO₂导致的环境外部成本。 CQ_t 与 $HQ_{i,t}$ 为上层模型的决策变量， $IC_{i,k,t}$ 、 $IT_{i,t}$ 和 $OT_{i,t}$ 为下层模型的决策变量。

对于电价的需求弹性系数 b_t ，可用国家统计局公布的电力消费弹性系数 θ_t ，以及国家能源局公布的全国发电企业

平均上网电价 $\overline{p}_t$ 、全社会用电量 $\sum_{i=1}^I Q_{i,t}$ 推算，具体公式如下：

$$b_t = \overline{p}_t / \left(\theta_t \sum_{i=1}^I Q_{i,t} \right) \quad (6)$$

(2) 可再生能源消纳最大

政府通过为各个省份制定每年的可再生能源配额，实现可再生能源消纳的总量控制，同时追求可再生能源消纳总量最大。政府关于可再生能源消纳总量最大的目标函数如式 (7) 所示：

$$\text{Max } HC = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I Q_{i,t} \cdot HQ_{i,t} \quad (7)$$

式中， $Q_{i,t} \cdot HQ_{i,t}$ 表示 i 省第 t 年可再生能源消纳量。

1.3.2 约束条件

(1) 电力消纳目标

政策制定的合理性是保障实施效果的重要因素，为确保各省可以实现可再生能源配额要求，模型需要限制配额制定总量，即每年全国可再生能源电力目标消纳量不大于全国各省总可再生能源电力生产量。

$$\sum_{i=1}^I HQ_{i,t} \cdot Q_{i,t} \leq \sum_{i=1}^I \sum_{k=2}^4 IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k}, \quad t \in T \quad (8)$$

式中， $IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k}$ 为 i 省第 t 年 k 技术的发电量。

(2) 碳排放强度

“十四五”规划中确定了2025年比2020年全国碳排放下降18%。据此推算各年发电行业预期碳排放值，并对碳排放基准值的设定给予以下约束：

$$CQ_t \leq \alpha_i ci_t \cdot GDP_t / \sum_{i=1}^I Q_{i,t}, \quad i \in I, t \in T \quad (9)$$

第 t 年全国的目标碳强度 ci_t ，可由国家五年规划的碳排放强度下降目标数据 ε_t 推算得出。假设碳强度以每年 g_t 的速率下降，五年碳强度下降目标 ε_t 与年变化率之间存在以下关系：

$$1 - \varepsilon_t = (1 - g_t)^5 \quad (10)$$

则第 t 年全国的目标碳强度 ci_t 的计算方式如下：

$$ci_t = ci_{t-1} (1 - g_t) \quad (11)$$

(3) 政策监管力度

模型计算出的可再生能源配额和碳排放基准值不低于政府上一年制定的控制水平，以确保政策的监管力度。相应约束如式 (12) 和式 (13) 所示：

$$HQ_{i,t} \geq HQ_{i,t-1}, \quad i \in I, t \in T \quad (12)$$

$$CQ_t \leq CQ_{t-1}, \quad t \in T \quad (13)$$

(4) 非负约束

碳排放基准值 CQ_t 以及可再生能源配额 $HQ_{i,t}$ 均为非负数。

$$HQ_{i,t} \geq 0, \quad i \in I, t \in T \quad (14)$$

$$CQ_t \geq 0, t \in T \quad (15)$$

1.4 下层模型

1.4.1 目标函数

发电企业追求自身利益的最大化，即发电总的净收益（ PI ）最大，其收益部分由电力上网收益（ EI ）、绿证交易收益（ GI ）和碳排放权交易收益（ CI ）构成，成本部分包括发电成本（ EC ）和输电成本（ TC ）。

$$\text{Max } PI = EI + GI + CI - EC - TC \quad (16)$$

$$EI = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K pr_{i,k,t} \cdot IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k} / (1+r)^t \right] \quad (17)$$

$$GI = pa \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^I \sum_{k=2}^4 IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k} / (1+r)^t \right] \quad (18)$$

$$CI = pc \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^I \left(\eta \cdot IC_{i,1,t} \cdot h_{i,1} - Q_{i,t} \cdot CQ_t \right) / (1+r)^t \right] \quad (19)$$

$$EC = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K LCOE_{k,t} \cdot IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k} / (1+r)^t \right] \quad (20)$$

$$TC = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (IT_{i,t} + OT_{i,t}) \cdot \sigma_{i,t} / (1+r)^t \quad (21)$$

式中， $IC_{i,k,t}$ 、 $IT_{i,t}$ 和 $OT_{i,t}$ 为下层模型的决策变量； $IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k}$ 为 i 省第 t 年 k 技术的发电量。

累计装机容量 $IC_{i,k,t}$ 考虑了各技术类型发电设备的退役，其中除火电按年固定退役率 δ 退役外，其他技术均按机组寿命计算每年退役量，因此累计装机容量 $IC_{i,k,t}$ 计算方式如下：

$$IC_{i,k,t} = \begin{cases} IC_{i,k,t-1} - (1-\delta) + X_{i,k,t}, & k=1 \\ IC_{i,k,t-1} + X_{i,k,t} - y_{i,k,t}, & k=2, 3, \dots, 7 \end{cases} \quad (22)$$

式中， $X_{i,k,t}$ 表示 i 省第 t 年 k 技术的新增装机容量， $y_{i,k,t}$ 为退役装机容量。

1.4.2 约束条件

(1) 电力供需约束

电力供应的首要目标是满足各省的电力需求。由于电力短缺比电力过剩会造成更高的经济成本和社会损失，发电企业通常会预留一定的过剩电量，以保证电力质量的稳定和人民生活需要。因此，供应的电力应大于电力需求。

$$\sum_{k=1}^K (IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k} + IT_{i,t} - OT_{i,t}) \geq Q_{i,t}, i \in I, t \in T \quad (23)$$

(2) 可再生能源资源潜力

不同于煤炭等传统发电技术，可再生能源最大装机容量会受到所在省份资源潜力的限制。因此，每个省不同可再生能源发电技术的累计装机容量应不超过可开发的可再生能源

资源潜力上限。

$$IC_{i,k,t} \leq rp_{i,k} \quad i \in I, k=2, 3, \dots, 6 \quad (24)$$

(3) 区域输电能力

由于中国供电中心与负荷中心区域分布不平衡，电力传输成为平衡区域间电力供需的重要方式。然而，电力的跨省输送能力受限于输电线路的容量上限。因此，不同省份之间的传入和传输电量应分别不超过对应区域输电能力。

$$\sum_{i \in j} IT_{i,t} \leq it_{j,t} \cdot ht_{j,t}, \quad t \in T \quad (25)$$

$$\sum_{i \in j} OT_{i,t} \leq ot_{j,t} \cdot ht_{j,t}, \quad t \in T \quad (26)$$

式中， $ot_{j,t} \cdot ht_{j,t}$ 和 $it_{j,t} \cdot ht_{j,t}$ 分别为 j 区域第 t 年可输出电量和输入电量的上限。

(4) 区域电力调入、调出约束

为实现有序高效的电力传输，各个区域的电力调入量应不超过该区域的用电需求。考虑到线损，全国总调出量应大于总调入量，且差值应控制在合理的范围。

$$\sum_{i \in r} IT_{i,t} \leq \sum_{i \in r} Q_{i,t}, \quad k \in K, t \in T \quad (27)$$

$$\left| \sum_{i \in I} OT_{i,t} - \sum_{i \in I} IT_{i,t} \right| \leq \sum_{i \in I} \lambda \cdot OT_{i,t}, \quad t \in T \quad (28)$$

式中， $\left| \sum_{i \in I} OT_{i,t} - \sum_{i \in I} IT_{i,t} \right|$ 为第 t 年所有省份输入与输出电力的差值。

(5) 灵活性约束

大规模接入可再生能源及分布式电源将可能对电网的安全和稳定性产生一定影响。电力消耗也可能对电网稳定性产生扰动。因此，电力结构优化需要考虑电网系统的灵活性需求，以保证电网的稳定性^[45]。

$$\sum_{k=1}^K IC_{i,k,t} \cdot h_{i,k} \cdot \zeta_k + Q_{i,t} \cdot \zeta_d \geq 0, \quad i \in I, t \in T \quad (29)$$

式中，技术灵活性系数 ζ_k 表示对系统运行的灵活贡献。风电和太阳能发电需要额外的系统灵活性来平稳波动，具有负的积极性系数^[46]。水电和生物质发电可以迅速响应电力波动。而煤电作为一种基本电力源，不适合频繁地启停运行，灵活性系数略低。

(6) 非水可再生能源发展约束

大量研究已证实发展水电对于当地环境的破坏^[45]。由于水电技术发展已经较为成熟，度电成本较低，为防止技术锁定，促进可再生能源多元化发展，规划期内各省份非水电装机占总装机的比重应高于基期的比重。

$$\sum_{k=3}^7 IC_{i,k,t} / \sum_{k=1}^K IC_{i,k,t} \leq \sum_{k=3}^7 IC_{i,k,t=0} / \sum_{k=1}^K IC_{i,k,t=0},$$

$$i \in I, t \in T \quad (30)$$

(7) 装机容量增速限制

为实现电力系统的低碳转型,规划期内每年火电累计装机增速应控制在合理的范围内。

$$IC_{i,1,t} \leq (1 + q_1) \cdot IC_{i,1,t-1} \quad i \in I, t \in T \quad (31)$$

式中, $(1 + q_1) \cdot IC_{i,1,t-1}$ 表示*i*省第*t*年火电累计装机的增长上限。

(8) 可再生能源省级配额约束

RPS政策下,各省可再生能源电力需要优先消纳以确保满足本省的配额要求,在可再生资源富余的情况下输送给外省。因此,每个省可参与绿证交易的可再生能源电力与传出的集中式光伏和风电之和应大于政府的最低配额要求。

$$\sum_{k=2}^4 IC_{i,k,t} h_{i,k} + \sum_{i=1}^{30} (OT_{i,k,t} - IT_{i,k,t}) \geq HQ_{i,t} Q_{i,t},$$

$$i \in I, t \in T \quad (32)$$

(9) 非负约束

$$IC_{i,k,t}, IT_{i,t}, OT_{i,t} \geq 0, i \in I, k \in K, t \in T \quad (33)$$

2 数据和参数

2.1 发电技术相关数据

各省各技术基期累计装机容量数据来自《中国统计年鉴2021》,详细数据见附录表S1^②。各技术的发电平均利用小时数的数据取自《中国电力年鉴》(2016—2020),取平均值,见附录表S2^③。各技术资源潜力分省数据参考以下文献:水电参考Yu等^[47]、集中式光伏和分布式光伏参考Yu等^[48]、风电参考Yu等^[49]、生物质参考He等^[50],详细见附表S3^④。各技术的平准化度电成本和成本下降率分别参考Yu等^[47]和《2019可再生能源投资全球趋势》^[51]。各发电技术的柔性系数参考Xu等^[45]。

对于各发电技术的退役数据,本文考虑如下。火电的退役率设为每年1%的固定值,参考《中国电力年鉴》(2016—2020)中的历史平均退役及关停率^[52]。风电和集中光伏的退役考虑设备利用年限,其退役容量取自20年前的新增装机容量,详细数据见附表S4^⑤和附表S5^⑥。

2.2 电力传输相关数据

我国共分为6大区域电网,各省份所属区域见附表S6。本文考虑了基期已建成的所有跨区域超高压及特高压输电线路,低于220kV的输电线路由于传输能力较弱不在模型考虑的范围,以此计算各区域间的传出、传入电量上限,见附表S7^⑦。规划期内的区域间新建输电线路参考^[47]。区域间的输电可变成成本和电力传输的有效小时数参考Zhou等^[53]。

2.3 经济相关数据

依据式(6),中国电力消费弹性系数和中国各年GDP数据可用于推算电价的需求弹性系数,数据取自《中国统计年鉴》,并利用2010—2020年的数据线性推算得到规划期内的数值。贴现率为5%,参考Zhou等^[53]。

各省的平均销售电价取自《中国电力行业年度发展报告2021》。火电、水电、核电和生物质发电的上网电价数据取自国家能源局公布的《全国电力价格情况监管通报2018》。而风电、光伏(包括集中式和分布式光伏)由于在补贴退坡的趋势下,逐渐实现平价上网,因此两者的上网电价取自《中国电力年鉴2021》中的标杆上网电价,依据资源区等级的划分制定各省的风、光基准上网电价。

2.4 其他数据或参数

RPS和ETS政策相关参数,碳价取自《2021年中国碳价调查报告》,绿证价格参考2021年《中国电力行业年度发展报告》,罚金系数参考Wang等^[54]。规划期内各省的电力需求基于各省的历史GDP增速及经济发展规划,并利用趋势外推得到单位GDP的电力消耗,最终推导出规划期内各省的电力需求。历史数据取自《中国电力年鉴》(2016—2020)和《全国电力可靠性年度报告2021》。规划期内各省电力需求的详细数据见附表S8^⑧。

3 结果与讨论

3.1 RPS 配额和碳配额

优化后,全国RPS配额实现了显著增长。其均值由2021年

② 因篇幅所限,相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录表S1。

③ 因篇幅所限,相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录表S2。

④ 因篇幅所限,相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录表S3。

⑤ 因篇幅所限,相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录表S4。

⑥ 因篇幅所限,相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录表S5。

⑦ 因篇幅所限,相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录表S7。

⑧ 因篇幅所限,相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录表S8。

的32.6%增长到2035年的45.8%，如表2所示。相较于2021年国家颁布的RPS配额，主要集中于华北、华东、南方三大区域的大部分省份的配额均有较明显的增长，而华中和西北两大区域省份的配额有所降低，如附录图S1^⑨。

表2 各省RPS配额(%)
Table 2 RPS quota for each provincial administrative region

省份	年份				省份	年份			
	2021	2025	2030	2035		2021	2025	2030	2035
北京	21.4	25.2	27.5	30.0	河南	17.5	21.0	23.3	24.7
天津	18.7	22.1	24.0	26.2	湖北	43.2	51.9	57.6	61.1
河北	19.3	22.8	24.8	27.1	湖南	41.9	50.4	55.9	59.2
山西	26.8	31.6	34.5	37.6	重庆	40.0	48.1	53.4	56.6
内蒙古	23.3	27.5	30.0	32.7	四川	82.3	98.9	100	100
山东	12.0	14.2	15.4	16.8	海南	29.3	35.9	39.8	44.2
吉林	31.2	38.5	42.0	44.9	广东	30.2	37.0	41.0	45.5
黑龙江	22.0	27.2	29.6	31.7	广西	45.6	55.8	61.9	68.8
辽宁	15.0	18.5	20.2	21.6	贵州	40.6	49.7	55.2	61.2
江苏	19.4	24.6	28.8	34.5	云南	85.2	100	100	100
浙江	23.7	30.0	35.2	42.2	陕西	21.1	24.2	25.2	26.2
安徽	21.3	27.0	31.6	37.9	甘肃	44.7	51.3	53.3	55.4
福建	26.9	34.1	39.9	47.9	青海	63.5	72.8	75.7	78.8
上海	36.5	46.3	54.1	65.0	宁夏	27.2	31.2	32.4	33.7
江西	22.0	26.4	29.3	31.1	新疆	25.2	28.9	30.1	31.3

2021—2035年，全国RPS配额最高的省为云南和四川，均可实现100%含水可再生能源消纳。配额最低的为山东，仅为16.5%。上海、广西和福建是全国RPS配额增幅前三的省，规划期内分别增长28.5%、23.2%和21.0%。主要原因可能来源于4个方面：第一，云南和四川具有极为丰富的水电资源；第二，山东主要消纳本省生产的火电；第三，上海、福建位于华东区域，主要依赖外省的传入电力，会传入来自西北、华中等区域的大量可再生能源电力，且上海经济较为发达，电价水平较高。从经济和电力消耗两方面看，上海、福建均需要承担更多的可再生能源消纳责任；第四，广西由于可再生资源丰富，发电成本较低，其省内发电结构中可再生能源电力占比较高。但受限于传输线路的建设不足，本省生产的可再生能源只能本地消纳，因此，广西配额增速也相对较高。这些结果说明，经过优化，2021—2035年，可再生能源消纳责任逐渐从西北区域集中到东南区域，即从可再生能源电力生产地区转到了电力需求量大的省份。

⑨ 因篇幅所限，相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录图S1。

碳排放基准值会经历两个阶段，2021—2031年的急速下降阶段和2032—2035的缓慢下降阶段，如图2所示。急速下降阶段，碳排放基准值由2021年的8.46tCO₂/10⁴kWh下降到2031年的6.58tCO₂/10⁴kWh，年下降率约为2.48%。原因可能是2021—2031年期间，火电技术仍具有较为明显的成本优势。政府需要利用碳排放基准值提高火电的发电成本，控制火电发电行业的碳排放量。

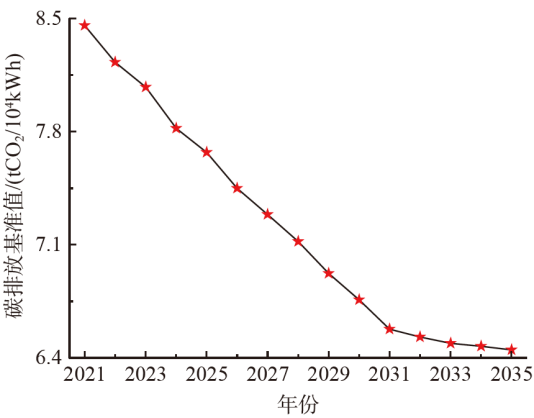


图2 2021—2035年的全国碳排放基准值
Fig.2 Carbon emission benchmark values from 2021 to 2035 in China

缓慢下降阶段，碳排放基准值年下降率减少为0.48%。主要原因可能来源于两方面：首先，自2031年起，光伏、风电等可再生能源技术的平准化度电成本（Levelized Cost of Electricity, LCOE）与火电相当，火电无法通过成本优势吸引更多的发电企业投资；其次，可再生能源出力不稳定，大规模接入会对电网稳定性产生较大冲击。为保证电网安全，仍需要一定比例的火电来满足电网的柔性需求。

3.2 各省累计发电装机容量及结构

2021—2035年，集中式光伏、分布式光伏和风电的累计装机容量增幅较显著，分别增长458.1%、425.3%和393.4%，如图3所示。其中，风电和集中式光伏新增装机容量增加较快，分别增长826GW和623GW。主要集中于华北和西北地区，如河北、内蒙古、青海和新疆。全国火电总装机容量将从基期2020年的1246GW逐步上升到2035年的1778GW，增长42.7%，因此优化后的火电装机得到了有效的控制，火电的作用逐渐由供应电力需求的主要力量向后备能源转变，并且起到平衡电网灵活性的作用。

规划期前期（2021—2027年），集中式光伏较其他技术有

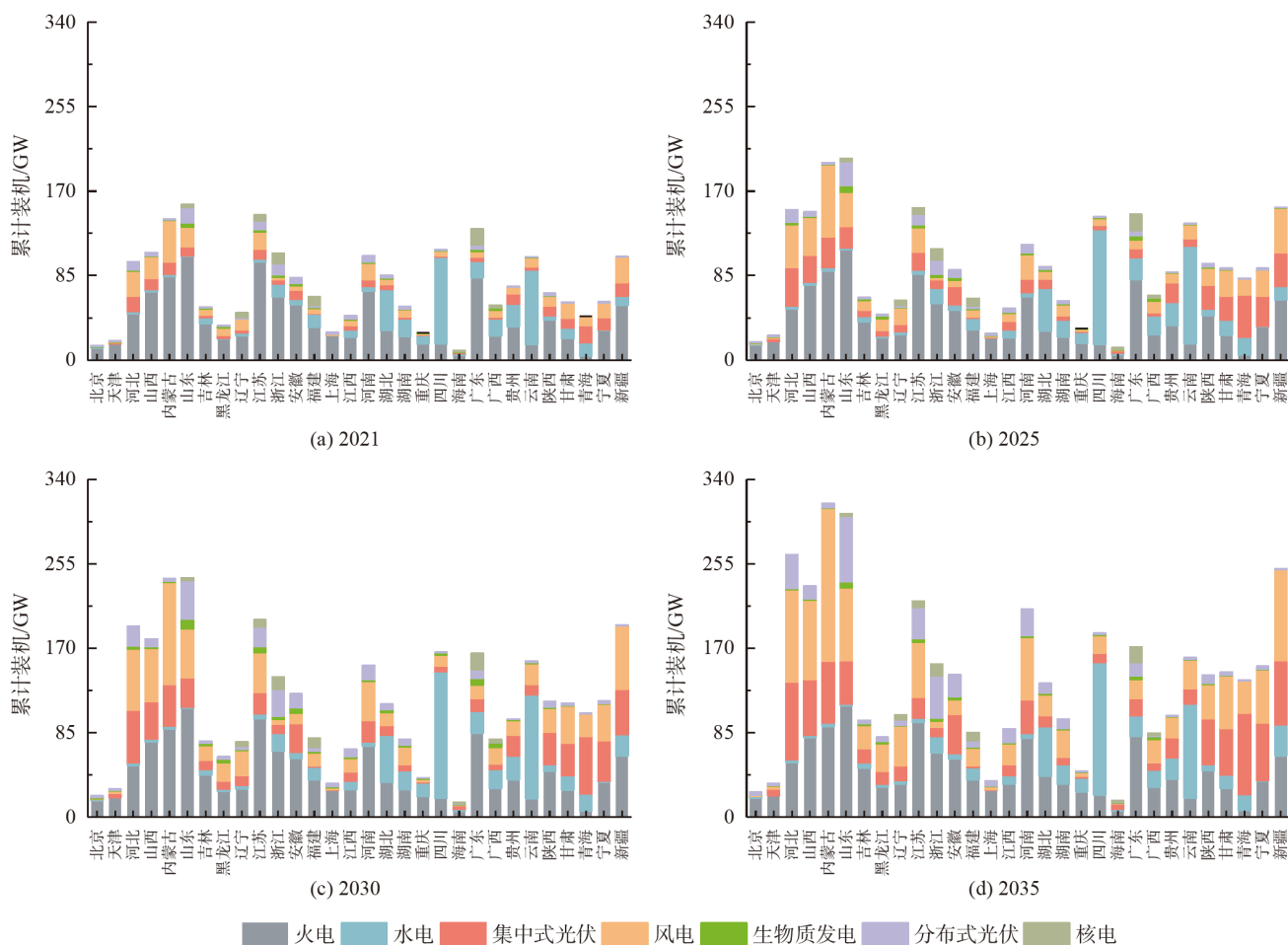


图3 各省不同技术累计装机情况

Fig.3 Cumulative installed capacity of different technologies in each province

明显优势。规划期后期（2028—2035年），则主要是风电和分布式光伏发展迅猛，尤其是内蒙古、新疆等资源大省的风电装机有明显增幅。原因来源于两方面：首先，光伏资源相较于其他可再生能源更为充沛，各省通过发展本省的光伏发电可节约电力传输带来的额外成本。其次，尽管分布式光伏和风电等可通过认购绿证获得额外收益，但其技术优势随着成本的下降在规划期后期才逐渐显现。

3.3 可再生能源消纳结构

优化后，在RPS和ETS政策作用下，我国火电的利用增速得到了有效的控制。如图4（a）所示，规划期内火电消纳量的增速较小，新增电力需求主要由可再生能源电力供应。具体来说，火电消纳量从2020年400万GWh增长到2029年542.9万GWh，随后逐渐降低到2035年的530.3万GWh，年均增长率为1.8%。2035年，火电在总电力消纳结构中占比约42.3%（2020年约为55.9%）。而可再生能源电力消纳量较高的依次是

风电（280.1万GWh）、水电（245.9万GWh）和集中式光伏发电（157.9万GWh），分别占总电力消纳量的21.2%、18.7%和12.0%。

消纳增长最快的发电技术是集中式光伏、风电和分布式光伏，相比2020年，分别增长了7.53倍、5.11倍和4.27倍，年平均增速为14.4%、11.5%和10.2%，如图4（b）所示。此结果表明光伏和风电技术在可再生能源电力发展中具有极大的潜力和利用空间。而其他可再生能源发电技术则增速较慢，如水电年均增速仅为4.2%，原因是水电技术已发展得较为成熟，资源潜力开发较为完全。

3.4 跨区域电力传输量

2035年，考虑新建跨区域输电线路的情况下，全国跨区域电力传输总量为3089.8TWh，传入传出保持平衡，如表3所示。其中，华中电网区域传出量最多为1417.3TWh，占总传输量的45.9%，进一步凸显其作为电力传输枢纽的重要地位。传

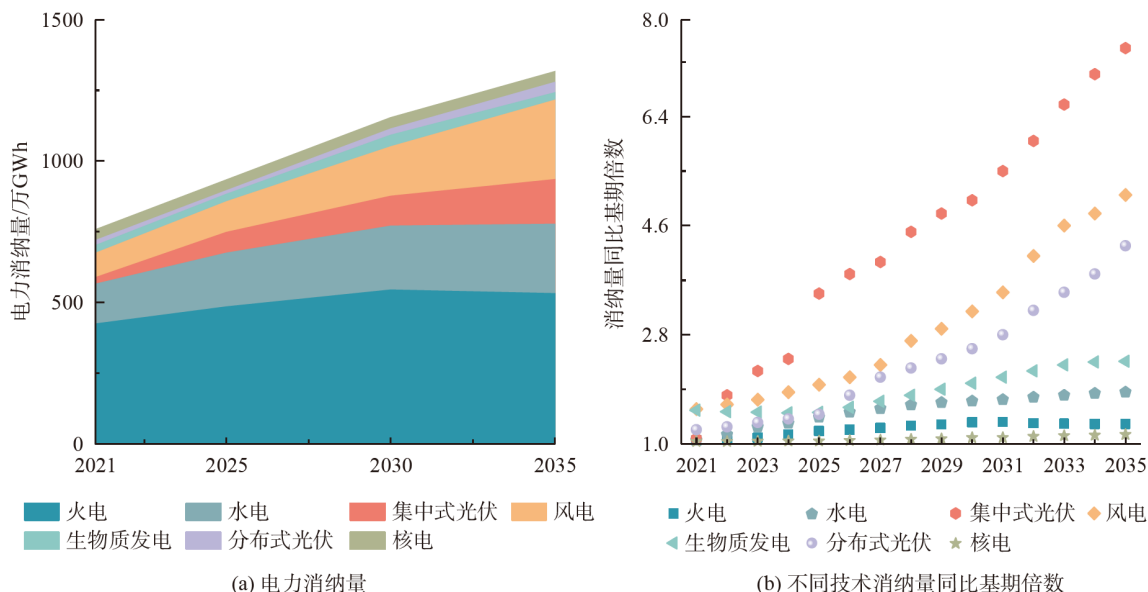


图4 规划期全国电力消纳
Fig.4 Power consumption during the planning period in China

表3 2035年各区域电力传输 (TWh)

Table 3 Electricity transmission in various regions by 2035 (TWh)

传出电网	传入电网	传输量	传出电网	传入电网	传输量
西北	华北	24.4	华中	华东	516.4
西北	华东	147.7	华北	华东	459.8
西北	华中	225.4	华北	东北	236.0
华中	南方	148.8	华北	华中	579.3
华中	华北	752.1	/	/	/

入电量最多的区域是华东电网，传输量为1123.9TWh，占总传输量的36.4%。

除西北区域生产的电力可以满足本区域以及RPS政策的要求外，其他5大区域均存在大量的电力传输。总体上在RPS与ETS政策的影响下，规划期末中国电力传输“西电东送”的格局更加清晰。具体来说，西北区域传输的电力主要供往华中和华东区域。而华中区域作为电力枢纽，会同时供应华东、南方两大区域。此外华中区域与华北区域互有电力传输，因为要实现可再生能源的充分消纳，以及保障电网的安全稳定。华东区域的电力需求则大部分依赖华东、华中、华北的电力传入。东北区域虽然基本可以实现电力的自给自足，但为了可再生能源的充分消纳，会接受来自华北区域的部分电力。

3.5 敏感性分析

为研究关键参数对优化结果的影响，本文分别对超额碳排放的罚金系数 (f_1)、未满足可再生能源配额的罚金系数

(f_2)、电力传输成本 ($\sigma_{i,i'}$)、各发电技术的LCOE成本 ($LCOE_{k,t}$) 进行了敏感性分析。图5显示了各参数变化 $\pm 5\%$ 时对规划期可再生能源发电总装机的影响。

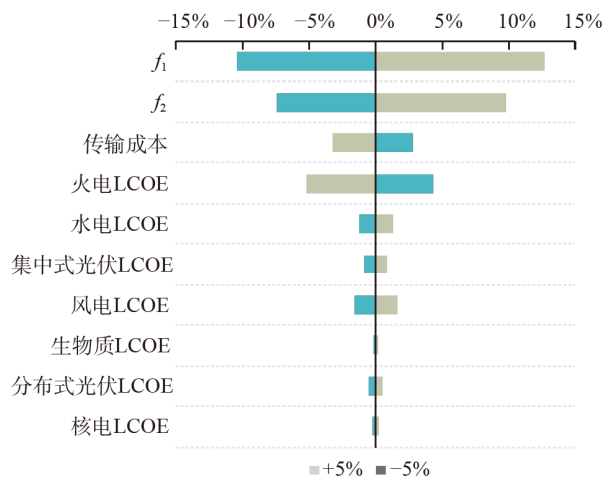


图5 可再生能源装机总量的敏感性分析
Fig.5 Sensitivity analysis of total installed capacity of renewable energy

可以发现，首先，可再生能源发电总装机对超额碳排放的罚金系数和未满足可再生能源配额的罚金系数最为敏感。当 f_1 和 f_2 分别增加或减少5%时，可再生能源发电总装机分别同向变化12.7%和9.8%；其次，可再生能源发电总装机对传输成本和火电LCOE呈负向关系。当传输成本和火电LCOE分别增加5%时，可再生能源发电总装机下降约3.2%和5.2%。

4 结论与政策建议

4.1 结论

为有效解决绿色投资议题中不同政策之间的不协调和不同利益相关者之间的目标冲突,本文以RPS和ETS政策为例,构建了双层优化模型。模型分别将中国政府和发电企业作为上下层模型的决策主体,寻求当政府的社会福利和可再生能源消纳最大化与发电企业利润最大化目标相均衡时,RPS和ETS最优政策参数与各省可再生能源最佳投资方案。根据优化结果,得出以下结论:

1) 2035年全国RPS配额均值由2021年的32.6%增长到45.8%,年均增长2.3%。其中,上海RPS配额增幅最大,规划期内共增长28.5%,其次是广西和福建。四川和云南有望实现100%利用可再生能源。可再生能源消纳责任逐渐从西北区域转移到东南区域。

2) 为控制火力发电的碳排放并确保电网安全,碳排放基准值将先急剧下降,然后缓慢下降。2021—2031年,碳排放基准值以2.48%的速率急速下降。2032—2035年,此下降速率降低至0.48%。

3) 风电和集中式光伏是发电企业绿色投资的主要技术。2021—2035年,风电和集中式光伏的新增装机容量分别增加826GW和623GW。2035年,风能和集中式光伏在发电结构中的占比分别为17.8%和9.4%。可再生能源电力占总电力消纳量的比例将增加至57.7%。

4.2 政策建议

基于以上研究结论,为确保碳交易与配额制的有效实施,本文提出如下政策建议:

1) 为实现可再生能源的充分消纳以及社会福利的最大化,华北、华东、南方区域大部分省份的配额可以适当增加。2021—2035年,上海、广西和福建的RPS配额可分别增加28.5%、23.2%和21.0%。相应地,集中式光伏、分布式光伏和风电的累计装机可分别增长458.1%、425.3%和393.4%。

2) 为促进发电企业的低碳转型,2031年前,碳排放基准值需年均下降2.48%。2031年后,碳排放基准值下降速度可以减缓至0.48%,以满足电网的柔性需求,保障电网安全稳定运行。同时,为了避免高比例可再生能源电力接入对电网稳定性产生较大冲击,政府需要鼓励相关企业加大对于储能设备的投资建设。

3) 在RPS与ETS政策的协同作用下,中国“西电东送”格局将进一步凸显,未来电力传输需求将进一步扩大。政府

应加强跨区域输电线路的建设,尤其是西北、华中、华东三大区域。一方面避免可再生能源富余省份因传输容量限制导致的窝电现象,另一方面也可将电力传输到电力需求大、经济富裕的省份,以提高可再生能源发电企业的利润。

参考文献

- [1] Wang S G, Sun L A, Iqbal S. Green financing role on renewable energy dependence and energy transition in E7 economies[J]. *Renewable Energy*, 2022, 200: 1561–1572.
- [2] Zhang D Y, Kong Q X. Do energy policies bring about corporate overinvestment? Empirical evidence from Chinese listed companies[J]. *Energy Economics*, 2022, 105: 105718.
- [3] 国家统计局. 能源供给保障有力 节能降碳成效显著——新中国75年经济社会发展成就系列报告之十三[EB/OL]. 2024-09-19, https://www.stats.gov.cn/sj/sjjd/202409/t20240918_1956558.html.
- [4] Yan Y, Sun M, Guo Z L. How do carbon cap-and-trade mechanisms and renewable portfolio standards affect renewable energy investment?[J]. *Energy Policy*, 2022, 165: 112938.
- [5] Li W, Lu C, Zhang Y W. Prospective exploration of future renewable portfolio standard schemes in China via a multi-sector CGE model[J]. *Energy Policy*, 2019, 128: 45–56.
- [6] Wang G, Zhang Q, Su B, et al. Coordination of tradable carbon emission permits market and renewable electricity certificates market in China[J]. *Energy Economics*, 2021, 93: 105038.
- [7] 李国昊, 肖进. 中国电力部门脱碳的驱动因素变化: 基于碳交易机制的视角[J]. *系统工程理论与实践*, 2023, 43(8): 2208–2221.
- [8] 朱庆缘, 董学平, 张珂铜, 等. 可再生能源电力配额指标动态分配机制研究[J]. *系统工程理论与实践*, 2022, 42(4): 967–980.
- [9] Jaccard M. Renewable portfolio standard[M]. *Encyclopedia of Energy*. Amsterdam: Elsevier, 2004: 413–421.
- [10] Wang T H, Hua H C, Shi T Y, et al. A bi-level dispatch optimization of multi-microgrid considering green electricity consumption willingness under renewable portfolio standard policy[J]. *Applied Energy*, 2024, 356: 122428.
- [11] Zhou X Y, Zhou D Q, Ding H, et al. Low-carbon transition of China's provincial power sector under renewable portfolio standards and carbon cap[J]. *Energy*, 2023, 283: 129135.
- [12] Hu Y, Chi Y Y, Zhao H, et al. The development of renewable energy industry under renewable portfolio standards: From the perspective of provincial resource differences[J]. *Energy Policy*, 2022, 170: 113212.
- [13] Yan S Z, Wang W Q, Li X Z, et al. Stochastic optimal scheduling strategy of cross-regional carbon emissions trading and green certificate trading market based on Stackelberg game[J]. *Renewable Energy*, 2023, 219: 119268.
- [14] 国家能源局. 截至9月底全国累计核发绿证23.19亿个[EB/OL]. 2024-10-25, https://www.nea.gov.cn/2024-10/25/c_1310786907.htm.
- [15] Ma G C, Qin J H, Zhang Y M. Does the carbon emissions trading system reduce carbon emissions by promoting two-way FDI in developing countries? Evidence from Chinese listed companies and cities[J]. *Energy Economics*, 2023, 120: 106581.
- [16] 生态环境部. 全国碳市场发展报告[R]. 2024.
- [17] Xu L, Zhao X G. The synergistic effect between renewable portfolio standards and carbon emission trading system: A perspective of China[J]. *Renewable Energy*, 2023, 211: 1010–1023.
- [18] Zhou D Q, Hu F S, Zhu Q Y, et al. Regional allocation of renewable energy

- quota in China under the policy of renewable portfolio standards[J]. Resources, Conservation and Recycling, 2022, 176: 105904.
- [19] Chang K, Ge F P, Zhang C, et al. The dynamic linkage effect between energy and emissions allowances price for regional emissions trading scheme pilots in China[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 98: 415–425.
- [20] Yi B W, Xu J H, Fan Y. Coordination of policy goals between renewable portfolio standards and carbon caps: A quantitative assessment in China [J]. Applied Energy, 2019, 237: 25–35.
- [21] Schusser S, Jaraitė J. Explaining the interplay of three markets: Green certificates, carbon emissions and electricity[J]. Energy Economics, 2018, 71: 1–13.
- [22] Liebensteiner M, Naumann F. Can carbon pricing counteract renewable energies' cannibalization problem?[J]. Energy Economics, 2022, 115: 106345.
- [23] Wang L, Li K. Research on renewable energy consumption and emission reduction in power market based on bi-level decision making in China [J]. Energy, 2022, 260: 125119.
- [24] Wu J Q, Chen Y, Yu L A, et al. Coupling effects of consumption side renewable portfolio standards and carbon emission trading scheme on China's power sector: A system dynamic analysis[J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 380: 134931.
- [25] Zhou Y, Zhao X G. The impact of Renewable Portfolio Standards on carbon emission trading under the background of China's electricity marketization reform[J]. Energy, 2021, 226: 120322.
- [26] Ma X C, Pan Y C, Zhang M Z, et al. Impact of carbon emission trading and renewable energy development policy on the sustainability of electricity market: A Stackelberg game analysis[J]. Energy Economics, 2024, 129: 107199.
- [27] Tan J J, Pan W Q, Li Y, et al. Energy-sharing operation strategy of multi-district integrated energy systems considering carbon and renewable energy certificate trading[J]. Applied Energy, 2023, 339: 120835.
- [28] Inzunza A, Muñoz F D, Moreno R. Measuring the effects of environmental policies on electricity markets risk[J]. Energy Economics, 2021, 102: 105470.
- [29] Meng X, Yu Y N. Can renewable energy portfolio standards and carbon tax policies promote carbon emission reduction in China's power industry?[J]. Energy Policy, 2023, 174: 113461.
- [30] Zhang X Y, Guo X P, Zhang X P. Assessing the policy synergy among power, carbon emissions trading and tradable green certificate market mechanisms on strategic GENCOs in China[J]. Energy, 2023, 278: 127833.
- [31] Hu Y, Chi Y Y, Zhou W B, et al. The interactions between renewable portfolio standards and carbon emission trading in China: An evolutionary game theory perspective[J]. Energy, 2023, 271: 127047.
- [32] Ganhammar K. The effect of regulatory uncertainty in green certificate markets: Evidence from the Swedish-Norwegian market[J]. Energy Policy, 2021, 158: 112583.
- [33] Feng T T, Li R, Zhang H M, et al. Induction mechanism and optimization of tradable green certificates and carbon emission trading acting on electricity market in China[J]. Resources, Conservation and Recycling, 2021, 169: 105487.
- [34] Tan Q L, Ding Y H, Zheng J, et al. The effects of carbon emissions trading and renewable portfolio standards on the integrated wind–photovoltaic–thermal power-dispatching system: Real case studies in China[J]. Energy, 2021, 222: 119927.
- [35] Guo X P, Zhang X Y, Zhang X P. Incentive-oriented power-carbon emissions trading-tradable green certificate integrated market mechanisms using multi-agent deep reinforcement learning[J]. Applied Energy, 2024, 357: 122458.
- [36] Chang X, Wu Z Y, Wang J T, et al. The coupling effect of carbon emission trading and tradable green certificates under electricity marketization in China[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 187: 113750.
- [37] Li J L, Hu Y, Chi Y Y, et al. Analysis on the synergy between markets of electricity, carbon, and tradable green certificates in China[J]. Energy, 2024, 302: 131808.
- [38] 袁凯华, 李后建. 官员特征、激励错配与政府规制行为扭曲——来自中国城市拉闸限电的实证分析[J]. 公共行政评论, 2015, 8(6): 59-82.
- [39] 哈尔·R. 范里安. 微观经济学：现代观点[M]. 费方域译. 上海：格致出版社, 2009.
- [40] 罗伯特·S. 平狄克, 丹尼尔·L. 鲁宾费尔德. 微观经济学[M]. 高远译. 北京：中国人民大学出版社, 2009.
- [41] Weinzettel J, Havránek M, Ščasný M. A consumption-based indicator of the external costs of electricity[J]. Ecological Indicators, 2012, 17: 68–76.
- [42] Verhoef E. External effects and social costs of road transport[J]. Transportation Research Part A: Policy and Practice, 1994, 28(4): 273–287.
- [43] Eisenack K. The inefficiency of private adaptation to pollution in the presence of endogenous market structure[J]. Environmental and Resource Economics, 2014, 57(1): 81–99.
- [44] 蒋桂武. 可再生能源配额交易制与经济绩效[D]. 北京：华北电力大学(北京), 2016.
- [45] Xu J, Lv T, Hou X R, et al. Provincial allocation of renewable portfolio standard in China based on efficiency and fairness principles[J]. Renewable Energy, 2021, 179: 1233–1245.
- [46] Fan J L, Wang J X, Hu J W, et al. Optimization of China's provincial renewable energy installation plan for the 13th Five-Year Plan based on renewable portfolio standards[J]. Applied Energy, 2019, 254: 113757.
- [47] Yu S W, Zhou S S, Qin J P. Layout optimization of China's power transmission lines for renewable power integration considering flexible resources and grid stability[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 135: 107507.
- [48] Yu S W, Han R L, Zhang J J. Reassessment of the potential for centralized and distributed photovoltaic power generation in China: On a prefecture-level city scale[J]. Energy, 2023, 262: 125436.
- [49] Yu S W, Gui H Z, Yang J. China's provincial wind power potential assessment and its potential contributions to the “dual carbon” targets[J]. Environmental Science and Pollution Research, 2023, 30(5): 13094–13117.
- [50] He J X, Liu Y, Lin B Q. Should China support the development of biomass power generation?[J]. Energy, 2018, 163: 416–425.
- [51] Frankfurt School-UNEP Centre, BNEF. Global trends in renewable energy investment 2019[R]. 2019.
- [52] 毛泳. 我国输电主干线路布局优化：考虑可再生能源发展和输电技术选择[D]. 武汉：中国地质大学, 2019.
- [53] Zhou S S, Yang J, Yu S W. A stochastic multi-objective model for China's provincial generation-mix planning: Considering variable renewable and transmission capacity[J]. Energies, 2022, 15(8): 2797.
- [54] Wang H, Zhao X G, Ren L Z, et al. An agent-based modeling approach for analyzing the influence of market participants' strategic behavior on green certificate trading[J]. Energy, 2021, 218: 119463.