

2035美丽中国项目结题长摘要 ——电力行业

一、研究背景

2022年,我国全社会用电量86372亿千瓦时,同比增长3.6%,为近五年来的最低年增速水平。从分产业来看,第一产业用电量1146亿千瓦时,同比增长10.4%;第二产业用电量57001亿千瓦时,同比增长1.2%;第三产业用电量14859亿千瓦时,同比增长4.4%;城乡居民生活用电量13366亿千瓦时,同比增长13.8%。截至2022年底,全国累计发电装机容量约25.6亿千瓦,同比增长7.8%。其中,火电装机容量达到13.3亿千瓦,同比增长2.7%;风电装机容量约3.7亿千瓦,同比增长11.2%;太阳能发电装机容量约3.9亿千瓦,同比增长28.1%,风光等可再生能源持续高速发展,可再生能源装机规模首次超过煤电。全国主要发电企业电源工程建设投资完成7208亿元,同比增长22.8%。电网工程建设投资完成5012亿元,同比增长2.0%。

尽管目前我国发电设施总体产能过剩,但仍然存在严重的电力供应安全风险。全国6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3687小时,比上年同期减少125小时,其中火电年利用小时数4379小时,较上年同期下降65小时,水电年利用小时数3412小时,较上年同期下降

194小时。2022年夏季,受到全国范围内近六十年以来最强高温热浪的影响,最高气温、最少来水及最大用电负荷共同导致电力供应形势严峻,引发全国范围内的用电紧张,其中尤以川渝地区最为严重,出现了持续性的限电现象。2022年8-9月,湖北、四川、重庆等地区火电设施利用率普遍增加7%~30%。

新型电力系统建设是实现“双碳”目标的关键载体,是2035美丽中国建设的重要任务。2021年3月15日,习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上对能源电力发展作出了系统阐述,首次提出构建新型电力系统,党的二十大报告强调加快规划建设新型能源体系,为新时代能源电力发展提供了根本遵循。在《新型电力系统发展蓝皮书》中提出,新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提,以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标,以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务,以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑,以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台,以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统,是新型能源体系的重要组成和实现“双碳”目标的关键载体。

二、2035我国电力部门基本情况

2035年是我国新型电力系统建设从加速转型期向总体形成期过渡的关键时期,也是碳达峰和去峰的关键时间阶段,这一时期的电力系统转型策略与电源电网建设将深刻影响我国整体碳中和进程,可能对后续排放路径、技术选择和区域定位产生“锁定效应”。

我国现存燃煤机组有超过80%以上建成于2005年后,且大部分为高效率的超临界/超超临界机组,根据当前的机组寿命估计,预期到2035年,将有46GW煤电退役(以超临界和小火电为主),另有28GW气电、71GW风电和25GW太阳能发电机组预期将于2035年前完成退役。到2035年,在役煤电设施仍将超过10亿千瓦,若利用不当,这些机组将成为碳中和转型进程中的巨大负担,造成巨量的排放锁定或资产搁浅风险;若利用得当,这些机组将成为高比例可再生能源消纳的有利条件,为电力

系统提供重要的调峰保障作用。

从当前阶段到2035年,新能源将逐渐由发电量增量主体向装机主体转变,煤电在这一过程中将发挥电力安全保障的“压舱石”作用,并持续实现清洁低碳转型,以“西电东送”为代表的大电网形态将进一步扩大。全社会用电量将持续稳步增长,预计到2035年将达到11.5~12.9万亿千瓦时,较2022年水平提升33%以上,尖峰负荷特征日益凸显。在电力行业转型过程中将主要面临以下问题挑战:一是多重因素叠加,局部地区电力供应紧张,保障电力供应安全面临突出挑战;二是新能源快速发展,系统灵活性不足,新能源消纳形势严峻;三是关键负碳技术尚未具备大规模发展条件,化石能源清洁低碳化利用成本较高;四是电力市场化改革进入“深水区”,深层次矛盾不断突显。

三、电力系统转型路径优化模型简介

服务于本项目的研究目标,本研究团队针对电力行业转型问题构建了一个多区域电力调度与产能扩张优化模型,该模型以转型规划期内的总经济成本最小化为优化目标,包含电力投资-生产-调度-传输等多个环节。通过模型优化,可以得到分地区电源电网产能扩张决策、典型日电力生产、调度、储能、传输决策以及各期碳排放规模、系统成本等多方面结果。

为了充分反映高比例可再生能源面临的发电出力不确定性、间歇性和波动性特征。本研究开发的电力系统转型路径优化模型主要从以下三个方面对传统规划

模型进行改进:1)将短时间尺度(小时层面)的运营调度优化与长时间尺度的产能扩张规划形成协同,实现在优化产能扩张决策的同时满足电力调度的经济性与可靠性;2)将多种天气情景,尤其是极端天气情景纳入规划的约束条件,充分体现高比例可再生能源下的系统可靠性需求;3)将火电机组发电与温室气体排放进行关联,同时详细针对CCS技术进行建模刻画,体现其应用于不同火电技术以及不同区域间的异质性,顺应新型电力系统建设的碳约束目标。

四、结果讨论

利用上述模型,本研究以2060年实现碳中和目标为主要约束条件,以成本最小化为目标函数,以省级尺

度对中国电力行业进行优化分析,重点分析2035年美丽中国阶段的主要结果。每5年为一个产能扩张的决策期,



考虑了煤电、气电、风电、光伏等11种电力技术,2种输电技术以及CCS减排技术。情景设置中包含了5种典型天气情景、10种极端天气情景,各期以春、夏、秋、冬、休息日和尖峰负荷日的典型负荷需求曲线进行小时尺度的

调度优化。为了研究将气象因素引入电力系统产能扩张模型的意义,并探究关键技术组合的竞争性与互补性,本研究设置了4种情景,如表1所示。S1情景仅考虑典型天气情景,S2,S3,S4情景则额外引入了极端天气情景。

表 1 情景设置

		S1	S2	S3	S4
天气情景	仅考虑典型天气情景	✓			
	引入典型天气情景与极端天气情景		✓	✓	✓
技术成本	储能技术	温和的储能成本下降	✓	✓	✓
		激进的储能成本下降			✓
	CCUS 技术	不考虑 CCUS 成本下降	✓	✓	✓
		CCUS 成本有一定下降空间			

4.1 2035年电力部门优化结果分析

本项目在上述优化路径下,重点针对当前阶段到2035年美丽中国目标下的优化结果进行分析与讨论。图1展示了规划期内的发电结构演变。在大部分情景下,以煤、气为代表的传统化石能源发电量都呈现稳步下降趋势,而以风电光伏为代表的可再生能源将取代煤电成为发电量的主体,2030年后首次实现可再生能源发电量占比超过50%。煤电发电量持续下降,除CCUS成本降低的

情景(S4)下,煤电发电份额将下降至2060年的10%以下。这意味着在碳中和目标下,煤电在大多数情景下都逐渐被再生清洁能源取代,只在一些特定情况下(如CCUS成本充分下降时)仍会扮演着重要的发电角色,且此时继续使用煤电引起的碳排放量将由CCUS和BECCS技术予以消除。因此碳中和约束形成了煤电与CCUS技术的强绑定关系,煤电+CCUS的技术路径与可再生能源+储能的技术路径呈现出复杂的竞争合作关系。

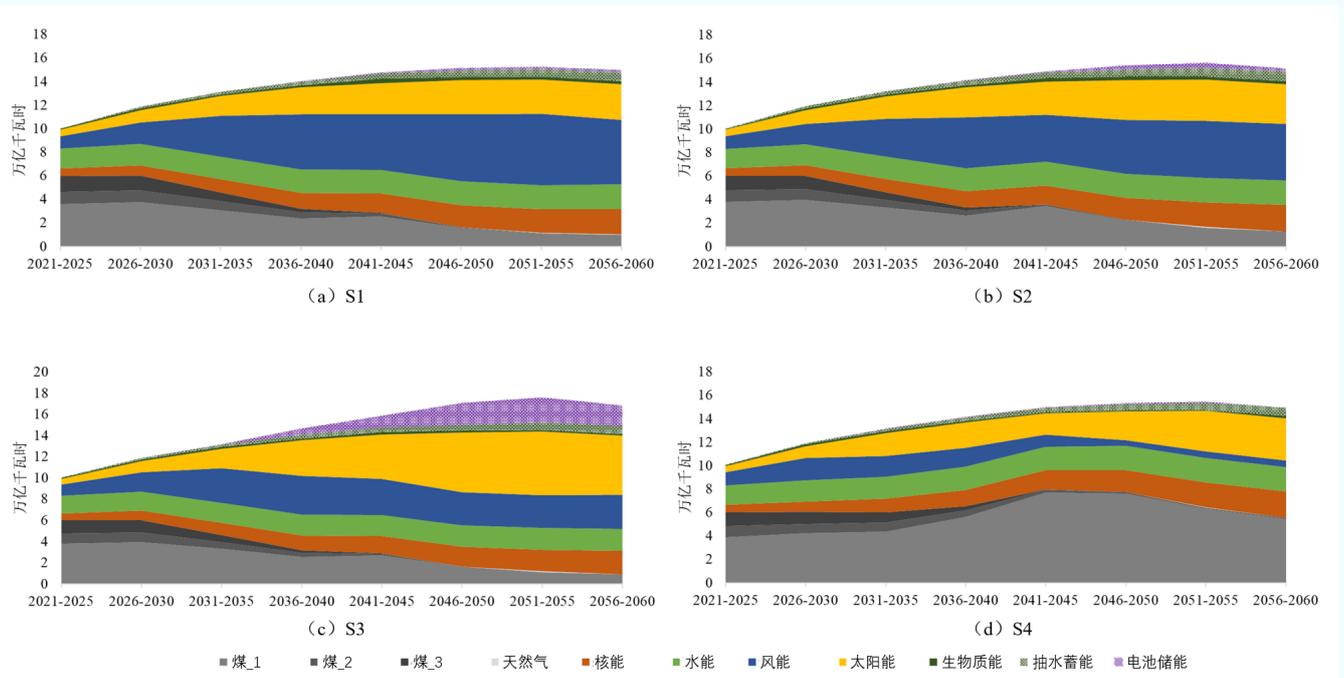


图 1. 各情景下转型期内的发电结构演变

图2展示了规划期内各情景下电力装机结构的演变情况。在4个设定情景下,可再生能源都将成为装机容量的主体,而除去CCUS技术成本下降(S4)的情况,其他情景下化石能源装机容量都呈现稳定的下降趋势。截至

2035年,风光机组规模都达到了化石能源机组规模的三倍左右,而在CCUS技术成本下降的情景下,风光机组规模相较化石能源机组规模也多出了34%左右。

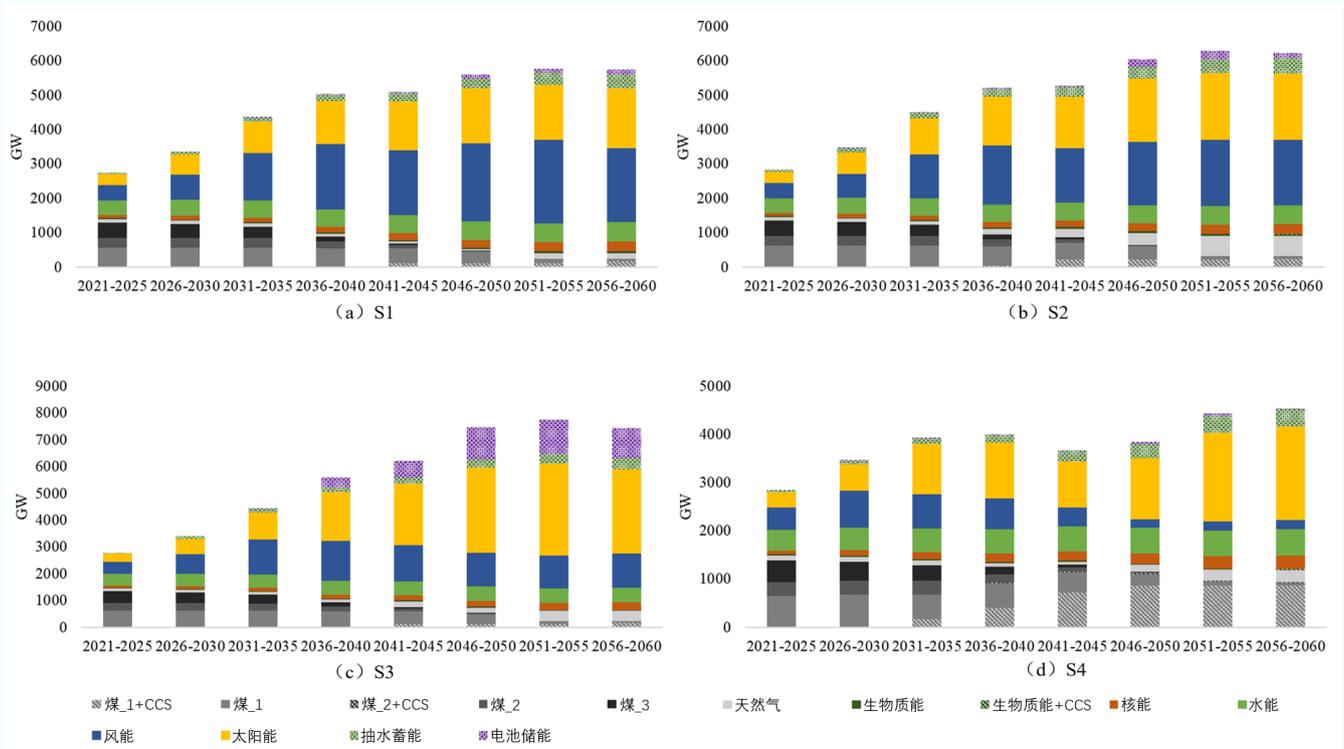


图 2. 各情景下转型期内的电力装机结构演变

如图3所示,在S2情景下,到2035年,区域互联的大电网络局初具雏形,超过40%的电力需求可通过跨省电力传输满足。电力生产-传输-消费体系基本形成,华东、华北、华中、华南为四大主要电力消费中心,占总电力消费的74%左右,西北、西南、内蒙古为主要电力生产中心,占跨省电力传输的80%以上。受地区资源禀赋特征影响,各省装机结构呈现显著差异性,东北、内蒙古、华北等地主要以部署风电机组为主,西北、西南、浙江、广东等地以部署光伏机组为主,华中、华南地区以部署水电机组为主,沿海地区部署了一定规模的核电,化石能源电力机组几乎在各区域均有部署,其中内蒙古和新疆的装机容量最高。

CCUS技术是实现碳中和转型的一项重要技术,如图4所示,对于大部分情景而言(S1~S3情景),CCUS技

术在2030年之前开始小规模示范,2030-2040年进行产业集群示范,2040年后才进入大规模部署阶段,维持年捕集规模10亿吨CO₂以上,但储能技术的突破(S3情景),将小幅降低系统对CCUS的依赖。一旦CCUS技术取得突破,不仅CCUS技术的采用时点将前置到2030年,发展到2035年至2040年间,通过CCUS技术实现的碳捕集规模会超过30亿吨,超出其他情景一倍有余。

在电力供应体系可靠性方面,2035年之前,由于存量化石能源仍机组规模较大,电力供应系统受气象因素影响很小,基本不存在电量缺口;而在2040年及以后,随着可再生能源发电占比不断增加,存量化石能源机组逐渐进入退役期,电力缺口发生的风险会逐渐浮现。若不考虑极端天气情景,规划的电力系统将面临严峻的缺电风险,且这一风险会随着波动性电源占比的提升更加严



重。反之,当考虑了极端天气情景后,规划的电力系统增加了可靠机组及储能技术的部署,优化了区域间传输网

络,不仅在缺电概率上,而且在平均的电量缺口上有了很大改善。

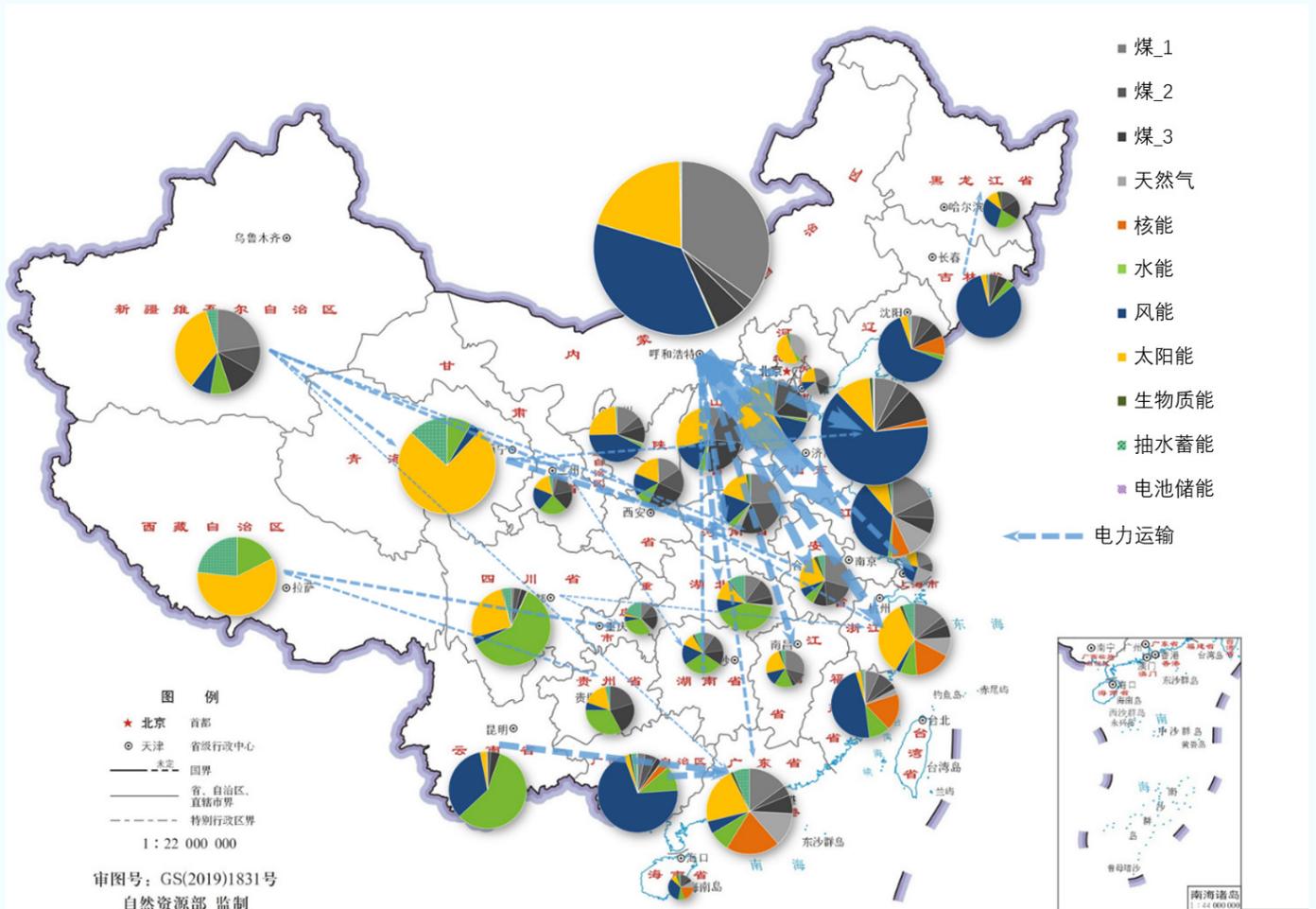


图 3. 2035 年 S2 情景下的电力系统基本格局

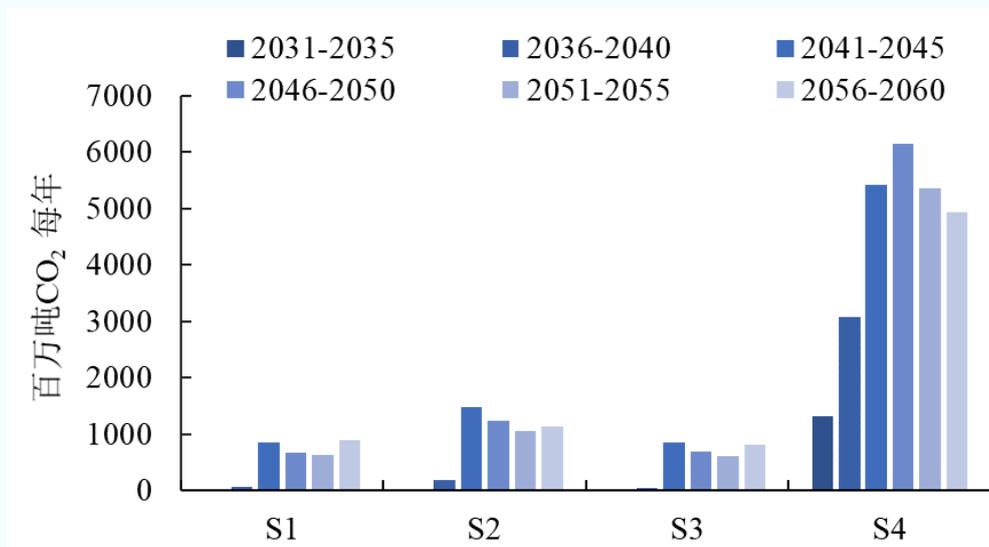


图 4. 各情景规划期内的 CCUS 技术规模

4.2 关键时点政策建议

1、严格控制化石能源电力设施的增长规模。为火电设施未来的利用小时数下降提供盈利保障机制，需要出台相关的保障性机制，用于确保火电设施的盈利水平，充分发挥其托底保供和提供系统灵活性的作用。

2、持续大力推进可再生能源发展。风电光伏等可再生能源在2040年前持续高速增长，年复合增长率保持10%左右。2030年左右，可再生能源将成为装机容量主体，2035年左右，可再生能源将成为发电量主体。

3、稳步推进电力系统内储能设施的部署。持续增加抽水蓄能装机规模，保持约1000万千瓦/年左右的建设速度，2035年前，重点关注储能技术研发与技术进步，实现更低成本的电化学储能技术路径具备大规模商业化条件，2035年后逐步开始大规模推广电化学储能设施。

4、推进核电批量化规模化连续建设。根据我国核电厂址条件，持续推进核电机组建设，保持约500万千瓦/年左右的建设速度，2035年实现在运规模1.3~1.5亿千瓦，2060年实现在运规模2.5~3亿千瓦。

5、积极发展CCUS技术。2035年前进行CCUS小规模试点示范工作，2035年后开始推进CCUS产业集群试点，2040年后开始进入CCUS大规模发展阶段，实现年减排规模10~15亿吨CO₂，且新建火电设施选址靠近CO₂封存地。

6、持续加强电力跨区传输能力。2030年后，跨区电力传输体系进入快速建设阶段，重点关注由内蒙、新疆、青海、西藏、东北等主要电力生产基地向华东、华北、华南、华中等主要电力消费中心的传输通道建设。

7、推进适应新型电力系统的电力市场化改革进

程，利用价格手段引导消费者电力消费行为适应新型电力系统的电源出力特性。2030年后，随着可再生能源，尤其是光伏的大规模发展，传统的电力峰谷时段将被彻底颠覆，需要依赖电力价格机制有效引导消费者电力消费行为向午间时段转移，同时，通过价格机制引导建筑用能时移、电动汽车V2G等手段为电力系统提供灵活性资源。

