

第1章 绪论



1.1 背景与意义

全球气候变化是人类社会面临的共同挑战。人们在燃烧化石燃料（如石油、煤炭等），或砍伐森林并将其焚烧时会产生大量的二氧化碳等温室气体，温室气体对来自太阳辐射的可见光具有高度透过性，而对地球发射出来的长波辐射具有高度吸收性，能强烈吸收地面辐射中的红外线，导致地球温度上升，产生温室效应。温室效应不断积累会导致地气系统吸收与发射的能量不平衡，会使能量不断在地气系统中累积，从而导致温度上升，造成全球气候变暖。全球变暖会使全球降水量重新分配、冰川和冻土消融、海平面上升，不仅危害自然生态系统的平衡，还威胁人类的生存。另一方面，由于陆地温室气体排放造成大陆气温升高与海洋温差变小，进而使空气流动减慢，雾霾无法短时间吹散，造成很多城市雾霾天气增多，影响人类健康。汽车限行、暂停生产等措施只有短期和局部效果，并不能从根本上改变气候变暖和雾霾污染等问题。

2015年12月12日在巴黎气候变化大会上通过《巴黎协定》，于2016年4月22日在纽约签署。该协定为2020年后全球应对气候变化行动做出了安排。《巴黎协定》的主要目标是将本世纪全球平均气温上升幅度控制在 2°C 以内，并将全球气温上升控制在工业化前水平之上 1.5°C 以内。在《巴黎协定》框架下，中国提出了有雄心、有力度的国家自主贡献的四大目标：第一，到2030年中国单位生产总值的二氧化碳排放比2005年下降60%~65%；第二，到2030年非化石能源占能源消费总量的比重要提升到20%左右；第三，到2030年左右，中国的二氧化碳排放要达到峰值，并且争取尽早达到峰值；第四，增加森林蓄积量和增加碳汇，到2030年中国的森林蓄积量要比2005年增加45亿立方米。2020年9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布，中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，力争于2030年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。

能源是现代化的基础和动力。能源供应和安全事关我国现代化建设全局。当前，世界政治、经济格局深刻调整，能源供求关系深刻变化。我国能源资源约束日益加剧，生态环境问题突出，调整结构、提高能效和保障能源安全的压力进一步加大，能源发展面临一系列新问题新挑战。同时，我国可再生能源、非常规油气和深海油气资源开发潜力很大，能源科技创新取得新突破，能源国际合作不断深化，清洁能源发展面临难得的机遇。为此我国确立了能源发展坚持“节约、清洁、安全”的战略方针，加快构建清洁、高效、安全、可持续的现代能源体系。

1. 走新时代能源高质量发展之路

新时代的中国能源发展，积极适应国内国际形势的新发展和新要求，坚定不移走高质量发展新道路，更好服务经济社会发展，更好服务美丽中国、健康中国建设，更好推动建设

清洁美丽世界。

1) 能源安全新战略

新时代的中国能源发展，贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略。

(1) 推动能源消费革命，抑制不合理能源消费。坚持节能优先方针，完善能源消费总量管理，强化能耗强度控制，把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域。坚定调整产业结构，高度重视城镇化节能，推动形成绿色低碳交通运输体系。在全社会倡导勤俭节约的消费观，培育节约能源和使用绿色能源的生产生活方式，加快形成能源节约型社会。

(2) 推动能源供给革命，建立多元供应体系。坚持绿色发展导向，大力推进化石能源清洁高效利用，优先发展可再生能源，安全有序发展核电，加快提升非化石能源在能源供应中的比重。大力提升油气勘探开发力度，推动油气增储上产。推进煤电油气产供储销体系建设，完善能源输送网络和储存设施，健全能源储运和调峰应急体系，不断提升能源供应的质量和安全保障能力。

(3) 推动能源技术革命，带动产业升级。深入实施创新驱动发展战略，构建绿色能源技术创新体系，全面提升能源科技和装备水平。加强能源领域基础研究以及共性技术、颠覆性技术创新，强化原始创新和集成创新。着力推动数字化、大数据、人工智能技术与能源清洁高效开发利用技术的融合创新，大力发展智慧能源技术，把能源技术及其关联产业培育成带动产业升级的新增长点。

(4) 推动能源体制革命，打通能源发展快车道。坚定不移推进能源领域市场化改革，还原能源商品属性，形成统一开放、竞争有序的能源市场。推进能源价格改革，形成主要由市场决定能源价格的机制。健全能源法治体系，创新能源科学管理模式，推进“放、管、服”改革，加强规划和政策引导，健全行业监管体系。

(5) 全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全。坚持互利共赢、平等互惠原则，全面扩大开放，积极融入世界。推动共建“一带一路”能源绿色可持续发展，促进能源基础设施互联互通。积极参与全球能源治理，加强能源领域国际交流合作，畅通能源国际贸易、促进能源投资便利化，共同构建能源国际合作新格局，维护全球能源市场稳定和共同安全。

2) 新时代能源政策理念

(1) 坚持以人民为中心。牢固树立能源发展为了人民、依靠人民、服务人民的理念，把保障和改善民生用能、贫困人口用能作为能源发展的优先目标，加强能源民生基础设施和公共服务能力建设，提高能源普遍服务水平。把推动能源发展和脱贫攻坚有机结合，实施能源扶贫工程，发挥能源基础设施和能源供应服务在扶贫中的基础性作用。

(2) 坚持清洁低碳导向。树立人与自然和谐共生理念，把清洁低碳作为能源发展的主导方向，推动能源绿色生产和消费，优化能源生产布局 and 消费结构，加快提高清洁能源和非化石能源消费比重，大幅降低二氧化碳排放强度和污染物排放水平，加快能源绿色低碳转型，建设美丽中国。

(3) 坚持创新核心地位。把提升能源科技水平作为能源转型发展的突破口，加快能源科技自主创新步伐，加强国家能源战略科技力量，发挥企业技术创新主体作用，推进产学研

深度融合，推动能源技术从引进跟随向自主创新转变，形成能源科技创新上下游联动的一体化创新和全产业链协同技术发展模式。

(4) 坚持以改革促发展。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，深入推进能源行业竞争性环节市场化改革，发挥市场机制作用，建设高标准能源市场体系。加强能源发展战略和规划的导向作用，健全能源法治体系和全行业监管体系，进一步完善支持能源绿色低碳转型的财税金融体制，释放能源发展活力，为能源高质量发展提供支撑。

(5) 坚持推动构建人类命运共同体。面对日趋严峻的全球气候变化形势，树立人类命运共同体意识，深化全球能源治理合作，加快推动以清洁低碳为导向的新一轮能源变革，共同促进全球能源可持续发展，共建清洁美丽世界。

2. 重点实施能源发展四大战略

(1) 节约优先战略。把节约优先贯穿于经济社会及能源发展的全过程，集约高效地开发能源，科学合理地使用能源，大力提高能源使用效率，加快调整和优化经济结构，推进重点领域和关键环节节能，合理控制能源消费总量，以较少的能源消费支撑经济社会较快发展。

(2) 立足国内战略。坚持立足国内，将国内供应作为保障能源安全的主渠道，牢牢掌握能源安全主动权。发挥国内资源、技术、装备和人才优势，加强国内能源资源的勘探开发，完善能源替代和储备应急体系，着力增强能源供应能力。加强国际合作，提高优质能源保障水平，加快推进油气战略进口通道建设，在开放格局中维护能源安全。

(3) 绿色低碳战略。着力优化能源结构，把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向。坚持发展非化石能源与化石能源高效清洁利用并举，逐步降低煤炭消费比重，提高天然气消费比重，大幅增加风电、太阳能、地热能等可再生能源和核电消费比重，形成与我国国情相适应、科学合理的能源消费结构，大幅减少能源消费排放，促进生态文明建设。

(4) 创新驱动战略。深化能源体制改革，加快重点领域和关键环节改革步伐，完善能源科学发展体制机制，充分发挥市场在能源资源配置中的决定性作用。树立科技决定能源未来、科技创造未来能源的理念，坚持追赶与跨越并重，加强能源科技创新体系建设，依托重大工程推进科技自主创新，建设能源科技强国，能源科技总体接近世界先进水平。

应对全球气候变化是人类社会发展面临的重大挑战，已成为各国政府、能源行业以及科技工作者关注的焦点问题。展望2050年，世界经济持续增长，以中国为代表的发展中国家成为全球经济增长的主要引擎。在建设“一带一路”全球发展新机遇、新时代中国发展新征程、印度等新兴经济体崛起等因素带动下，全球能源需求将保持增长。能源生产技术变革带动生产成本显著下降，能源消费技术变革加快能源利用效率提升，能源市场的全球化进程将有力推动基础设施互联互通、资源技术合作共享。积极履行自主贡献承诺、携手应对全球气候变化，成为世界各国的普遍认同和能源行业的一致行动。

为实现2℃温升控制目标，在需求规模上“减量”和在能源结构中“去碳”是应对气候变化的全球共识。高需求情景下，伴随全球经济社会发展，能源需求持续较快增长，能源供应加快向可再生能源转型以实现2℃温升控制目标。自主减排情景下，各国兑现自主减排贡

献承诺、实现可再生能源发展目标，能源利用效率有所提升，能源需求平稳增长，能源转型相对较慢，难以实现二氧化碳减排目标。高能效情景下，各国高度重视能效管理，能源利用效率大幅提高，能源需求缓慢增长，能源低碳转型加快，可实现二氧化碳减排目标。

全球经济持续增长，人口接近百亿，增量主要来自亚太。2050年全球GDP总量有望达到228万亿美元，较2015年增长2倍，其中亚太贡献了全球增量的62%。2050年全球人口预计可达96亿，较2015年增长31%，其中非洲、亚太分别增长98%、22%，分别贡献全球增长的51%、39%。

全球一次能源需求平稳增长、增速放缓。在自主减排情景下，全球一次能源需求从2015年的206亿吨标准煤增至2050年的260亿吨标准煤，增长了26%，年均增长0.7%；前15年增加35亿吨左右，年均增速为1.0%，后20年仅增加约20亿吨，年均增速降至0.4%。高需求、高能效情景下，2050年全球一次能源需求分别增至290亿吨、260亿吨标准煤。

亚太地区是全球能源需求增长的中心。自主减排情景下，2050年亚太地区能源需求增至125亿吨标准煤，对全球增量的贡献达2/3；非洲约贡献增量的19%；北美和欧洲能源需求分别下降11%、8%。2035年之前，中国能源需求保持较快增长，2035年之后增速明显放缓；印度受工业化进程影响，能源需求加速增长，2035年后取代中国成为全球能源需求增长的主要动力。

化石能源相继达到峰值，2030年前后非化石能源实现存量替代。在自主减排情景下，全球煤炭需求将于2025年后脱离峰值平台期进入下行通道，2050年在全球一次能源需求中的比重仅约16%；石油需求受电动汽车、轨道交通、电气化铁路快速发展等影响，于2030年前后达峰，在全球一次能源需求中的比重由2015年的30%降至2050年的20%；天然气需求在2035年前持续增长，之后平缓下降；2030年前后，非化石能源由增量替代转为存量替代，2050年占一次能源需求的比重达49%。

伴随能源效率提高、电能替代加快，终端能源需求增速逐步下降，全球终端能源需求将在2040年前后进入峰值平台区。在自主减排情景下，全球终端能源需求由2015年的135亿吨标准煤增至2050年的156亿吨标准煤，年均增长0.4%；前15年年均增长0.8%，后20年年均增长0.1%。高需求、高能效情景下，2050年全球终端能源需求分别为168亿吨、143亿吨标准煤。

工业和交通占终端能源需求的比重略有提升。在自主减排情景下，工业部门能源需求增长21%，占终端能源需求的比重由27.8%提高到29.2%；交通部门能源需求增长20%，占比由28.5%提高至29.6%；商业部门能源需求增长12%，占比由11.9%降至11.6%；居民消费能源需求增长12%，占比由23.4%降至22.8%。

2045年前后电能超越石油成为终端第一大能源。在自主减排情景下，终端煤炭需求持续萎缩，石油需求2035年后持续下降，两者合计占终端能源需求的比重由2015年的1/2降至2050年的1/3；天然气在2035年前平稳增长，占终端能源需求的比重维持在15%左右，之后有所下降；电力需求增速远高于其他能源品种，占终端能源需求的比重由2015年的19%提高到2050年的39.8%，2045年前后超越石油成为终端第一大能源主体。

全球电力需求保持较快增长。在自主减排情景下，全球电力需求由2015年的22万亿千瓦·时增至2050年的57万亿千瓦·时，增长约1.6倍，年均增长2.8%。高需求、高能效情景下，2050年全球电力需求分别增至73万亿千瓦·时、65万亿千瓦·时。

全球电力需求增长约2/3来自亚太地区 and 非洲。在自主减排情景下，亚太地区用电量由9.7万亿千瓦·时增至27.9万亿千瓦·时，贡献全球增量的52%，2050年占全球的比重达49%；非洲电力需求由0.7万亿千瓦·时增至6.0万亿千瓦·时，贡献全球增量的15%，年均增长6.2%，是全球电力需求增长最快的地区；北美、欧洲用电量分别从4.9万亿千瓦·时、4.9万亿千瓦·时增至8.1万亿千瓦·时、7.8万亿千瓦·时，年均增速分别为1.4%、1.3%。

工业用电占比大幅下降，交通用电增长速度最快。在自主减排情景下，工业用电需求增长1.3倍，占终端电力需求的比重大幅下降，由2015年的43%降至2050年的34%；交通用电需求增长31倍，增量主要来自电动汽车、电气化铁路和城市轨道交通，占终端电力需求的比重由1.5%增至17%；居民、商业及其他的电气化水平持续上升，电力需求分别增长1.7倍、1.4倍，2050年合计占终端电力需求的比重为49%。

发电装机容量大幅增加，尤其是2030年以后增长显著。在自主减排情景下，全球发电装机由63亿千瓦增至216亿千瓦，增长约2.4倍，年均增长3.6%，2030年后发电装机增速明显加快。高需求、高能效情景下，全球发电装机分别增至302亿千瓦、261亿千瓦。

非水可再生发电逐步替代化石能源发电成为主力电源。在自主减排情景下，煤电装机规模在2030年前保持缓慢增长，2030年后平缓下降，逐步转变为具有深度调节能力的容量支撑电源；燃气发电在电力清洁转型中发挥重要支撑作用，2050年占发电总装机的11%；水电受资源开发条件所限，增长近一半，2050年达18亿千瓦；核电装机2050年增至7.5亿千瓦，增长近一倍；非水可再生能源发电装机由7.4亿千瓦增至148亿千瓦，2050年占全球发电总装机的比重达到68%。高需求、高能效情景下，2050年非水可再生能源发电装机分别达241亿千瓦、204亿千瓦。

2040年前后全球发电量增量全部由非水可再生能源提供。在自主减排情景下，全球发电量由2015年的24万亿千瓦·时增至2050年的62万亿千瓦·时，年均增长2.7%。其中，化石能源发电量占比由67%降至31%，非水可再生能源发电量占比由6.3%提升至53%，2040年前后全球发电量增量全部由非水可再生能源发电提供。

全球二氧化碳排放总量于2030年前后达峰，2050年较峰值下降约25%。在自主减排情景下，全球化石能源消费产生的二氧化碳排放于2030年前平稳增长；2030年前后达峰，约366亿吨；2050年降至274亿吨左右，较峰值下降约25%。展望期内累积排放远超2℃温升控制目标所允许“碳预算”，经测算得知自主减排机制仅可实现2℃温升控制目标所需减排量的1/3 ~ 1/2，表明在目前政策框架下要实现2℃温升控制目标还需付出更大努力。

提升能效是降低能源转型成本的最经济手段。能源效率的提升，既可在消费侧减少需求，又可在供给侧减少投资，是降低能源转型成本的最经济手段。电力转型将在能源转型中发挥决定性作用。由于90%以上的非化石能源需要转化为电力来使用，因此以电为中心、以电网为平台，构建新一代能源系统是全球能源转型的必然选择。在消费侧加大电能对化

石能源的替代,在供给侧加大风电、太阳能发电等新能源的开发规模,对于构建清洁低碳、安全高效的全球能源体系至关重要。

中国有望引领全球能源转型。中国不仅是经济大国、能源电力消费大国,也是清洁能源生产和消费大国,中国能源转型直接影响全球能源转型。习近平总书记2014年提出能源领域“四个革命、一个合作”的战略思想,在2017年“一带一路”高峰论坛上强调,“要抓住新一轮能源结构调整和能源技术变革趋势,建设全球能源互联网,实现绿色低碳发展。”中国共产党第十九次全国代表大会(以下简称十九大)报告指出,坚持和平发展道路,推动构建人类命运共同体。国家电网有限公司(以下简称国网公司)积极推动全球能源互联网建设,为全球能源转型提供重要支撑。中国能源革命的成功实践将为广大发展中国家能源发展和转型提供中国经验和中国智慧。特朗普政府上台后,美国宣布退出《巴黎协定》,给全球应对气候变化增加了巨大的不确定性;中国政府坚定不移推动气候治理、继续履行大国责任担当,将在全球应对气候变化中发挥重要作用。

1.2 国内外清洁能源工程技术发展趋势

1.2.1 国际清洁能源工程技术发展趋势

受能效提高、替代能源发展、石油需求增速提高等多种因素的影响,世界主要国家纷纷调整本国与能源相关的政策。欧佩克主要产油国协同发力减产保价,改善市场供需;其他资源国加大资源开放力度,提升本国资源竞争能力。资源国税收政策以降低能源企业税收负担为主,并启动相关税制改革。美国退出《巴黎协定》为清洁能源的发展蒙上阴影,同时多国相继提出禁售燃油车计划,低碳是大势所趋,以可再生能源为代表的新一轮清洁能源转型浪潮势不可挡。

1.化石能源开发相关政策

2017年,资源国调整化石能源开发力度,欧佩克主要产油国和俄罗斯等国减产与美国增产角力,“欧佩克+”产油国携手成为稳定市场的重要力量。特朗普政府放松管制,为美国能源工业松绑,降低对煤炭、油气产业的约束,加快传统能源行业的振兴。卡塔尔和伊朗相继宣布加大地处两国之间的世界最大天然气田的开发。英国、阿根廷出台发展战略和鼓励计划力促非常规油气资源开发。哈萨克斯坦等国亦通过立法等途径改善矿产资源开发环境,以增加对国内外资本的吸引力。

1) “欧佩克+”产油国协同发力,减产保价

2017年以来,国际原油市场状况明显改善。欧佩克与俄罗斯等非欧佩克产油国联手实现减产协同效应,“欧佩克+”产油国将原油产量在2016年10月产量基础上减少了180万桶/日(1桶合158.9873升),促进原油市场向平衡方向发展。

2017年5月25日,在第一百七十二届欧佩克会议上,“欧佩克+”产油国决定将6月底到期的减产协议延长9个月至2018年3月,减产幅度保持180万桶/日不变,减产总量接近全球日供应量的2%,但此次大会没有达成加大减产力度或扩大减产范围的决定,市场情绪有所失望。与此同时,欧佩克成员国中获得减产豁免的尼日利亚和利比亚原油产量增长,再加上美国石油产量复苏,业界曾一度质疑减产协议的执行效果,导致国际油价承压较大。从2017年1月—6月,布伦特原油价格从55美元/桶降至45美元/桶。

11月30日,欧佩克召开第一百七十三届大会,决定将减产决议延长至2018年底,短期市场最大不确定性基本落地,2017年底布伦特原油价格达到65美元/桶。

从2016年11月“欧佩克+”产油国联合减产,到2017年6月联合延长减产,再到2017年11月决定将减产协议延长至2018年底,主要产油国的减产共识、较高的执行率是2017年稳定市场的重要力量之一。2018年1月,监督协议遵守情况的联合技术委员会评估认为2017年“欧佩克+”产油国减产协议执行率为107%,但各国的执行情况并不相同。

其中沙特原油减产的绝对量最大,超额完成协议规定的减产任务,并在一定时期内抵消了伊拉克、厄瓜多尔和加蓬等国超出产量配额的部分原油产量。利比亚和尼日利亚2017年受到减产豁免,产量增加,但根据协议,其2018年产量被限制在2017年水平。减产协议的非欧佩克国家中,俄罗斯原油产量小幅下降。俄方表示,2017年俄罗斯减产协议执行率超过100%。哈萨克斯坦国内有大型油田投产,导致其原油产量有所增加。但总体而言,“欧佩克+”产油国延长至2018年底的减产协议对原油市场产生了积极的影响。

在此过程中,尽管欧佩克主要产油国和俄罗斯等国石油产量有所下降,但受益于油价回升,这些国家的石油收入均有所增长,即减产提价符合产油国经济利益。由于沙特阿美IPO在即,沙特更是格外关注原油价格水平。2018年,“欧佩克+”产油国联合减产政策实施效果对于调整市场供需格局、稳定石油价格显得格外重要。

2) 美国放松管制,激发化石能源生产

2017年1月,特朗普政府发布了“美国第一能源计划”,制定了其执政时期的能源发展重点,进一步推动美国的页岩油气革命,增加全球石油和天然气供应。2017年3月,特朗普签发《关于促进能源独立和经济增长的总统行政命令》,几乎完全颠覆了奥巴马执政时期制定并执行的美国能源政策,此举在未来较长一段时期内将对美国能源行业产生深刻影响。

在煤炭方面,特朗普上任后就取消了已生效并执行一年多的联邦土地新开煤矿禁令。美国联邦政府拥有的5.7亿多英亩(1英亩合4046.856平方米)土地被租赁给企业开采煤矿,产量占全美煤炭总产量的约40%。奥巴马政府认为租赁方案价格过低,损害了纳税人的利益,并在事实上补贴了煤炭企业,因此于2016年宣布暂停联邦政府与企业订立新的煤炭开采租赁合同。特朗普上任伊始即命令美国内政部立即解除该项禁令,并准备启动新规。特朗普的行动很快取得成效,据美国能源信息署数据,2017年1—12月美国煤炭产量约为7.15亿吨,同比增加5733.7万吨,增幅达7.9%。

在油气方面,除了扩大自身石油产量外,特朗普政府还继续鼓励扩大从加拿大、墨西哥等美洲国家的石油进口量,进一步降低对中东地区石油的依赖。此外,特朗普政府还在

2017年底通过的税改法案里增加了一条看似与税改无关的条款：开放位于阿拉斯加州的北极国家野生动物保护区（ANWR）用于石油开采。据媒体报道，保护区内蕴藏着50亿~150亿桶石油，许多石油公司对此趋之若鹜。但由于该区域较偏远的位置以及较高的开采成本，油气钻探不太可能突然启动。无论如何，这仍旧释放了美国放松管制、继续激发美国国内原油开采热情的信号。在“欧佩克+”减产协议延续的背景下，美国的增产会对全球油气市场的供需动态平衡产生较大影响。

3) 卡塔尔、伊朗扩大世界最大天然气田产量

2017年4月，卡塔尔宣布已取消之前自行实施的针对开发全球最大天然气田的禁令，主要原因是预期行业竞争将加剧。2005年，卡塔尔宣布暂停北方气田开发，以便留出时间研究产量迅速增加对天然气藏的影响。该海上气田是世界上已知的最大天然气田，地处伊朗和卡塔尔之间，为卡塔尔和伊朗共同拥有，卡塔尔部分称之为北方气田，而伊朗称作南帕尔斯气田。卡塔尔几乎全部的天然气产量及大约60%的出口创收都来自该气田。未来北方气田南段的开发将带来约20亿立方英尺/日（1立方英尺合0.0283168立方米）的产能，将该气田产量提升约10%。无独有偶，伊朗石油部长也于2017年3月底宣布扩大南帕尔斯气田产量，并与法国道达尔签署了开发南帕尔斯气田二期项目的初步协议。

当前，液化天然气市场涌现大量新供应，主要来自美国和澳大利亚。卡塔尔2017年可能将头号液化天然气出口国的位置让给澳大利亚，后者的新产能已经投产。此外，俄罗斯方面也表示，其目标是成为全球最大的液化天然气生产国。卡塔尔此次移除禁令，一方面能巩固卡塔尔作为全球最大液化天然气出口国的地位，另一方面表明该国对全球天然气需求看涨。天然气价格在短期内将继续承压，但未来5~6年供大于求的状况将有所改变。业界认为，卡塔尔此刻的决定和开发时间表是适合时宜的，暂时还没有国家能挑战卡塔尔液化天然气大国的地位。

4) 英国、阿根廷力促页岩气开采

(1) 英国支持北海页岩气开采。2017年6月，英国石油和天然气管理局公布了北海地区南部海域低渗透储层天然气资源开发战略，战略中提出将通过以下措施实现北海南部气田最大程度开发：在短期和中期内与计划开发该区域的油气公司建立联合协作机制，支持低渗透储层天然气开采技术的研发与应用，确保开采企业间就低渗透储层天然气开采经验进行充分交流、共享信息资源，协调设备供应环节以实现共享和成本优化，吸引更多有意向的投资商参与开发。

多年以来，北海区域因开发日久，在世界油气领域的地位几经沉浮，甚至被预言将很快消失。如今，受益于开发成本的下降，北海区域的油气产量再次抬头，页岩技术的发展使得此前一度被忽视的低渗透储层再次回归开发商的视野。包括挪威国油、BP、壳牌、道达尔等在内的一众欧洲大型油气公司近期都相继表示不会退出北海区域的油气开发。如果英国支持页岩气开采的政策得以成功实施，将给北海区域油气产业带来新的希望。

(2) 阿根廷鼓励页岩气开采。2017年3月，阿根廷能源矿业部出台开采非常规天然气的投资鼓励计划，计划中确定了页岩气田承包商出售天然气的最低价格。同年11月，能源矿

业部对投资鼓励计划进行调整，增加了享受天然气最低售价的承包商名单，以提高开发阿根廷境内非常规天然气资源的投资吸引力。根据调整后的投资鼓励计划，刚进入工业开发阶段（产量大于或等于50万立方米/日）或已处于工业开发阶段并决定增加产量的页岩气田承包项目将享受最低售价。2018年天然气最低售价为7.5美元/百万Btu（英热单位，1Btu合1055.06焦），2019年和2020年最低售价分别为7美元/百万Btu和6.5美元/百万Btu，到2021年，最低售价将降至6美元/百万Btu。

如果阿根廷国内天然气平均售价低于投资鼓励计划中规定的最低售价，计划中所涉及的企业将每月获得相应的补贴。

据美国能源信息署公布的数据，阿根廷境内技术可开采页岩气资源量为22.7万亿立方米，仅次于美国和中国，排名世界第三。资源开发需要大量投资，吸引投资和经验丰富的开采商前往的重要条件取决于阿根廷的能源政策。由于阿根廷之前的保护主义政策，国外大型油气公司并不热衷于同阿根廷的能源领域进行贸易往来。此次政府出台的措施旨在提高开采这些页岩资源的投资吸引力，也是恢复阿根廷天然气产量水平、降低其天然气进口依存度的重要之举。

5) 哈萨克斯坦改善矿产资源开发环境

2017年12月，哈萨克斯坦通过《矿产和矿产资源利用法》。为了提高哈萨克斯坦境内矿产资源的投资吸引力，新法案主要进行了以下调整：根据澳大利亚模式，办理许可证时执行“先到先得”原则，简化矿产开采权的审批；应用国际通用的国际矿产储量报告委员会评估方式；为方便企业获得地质数据和资料提供更便捷的渠道。法案旨在增加哈萨克斯坦矿产资源开发领域的透明度和可预测性，并在借鉴国际最先进经验的前提下，进一步简化有关资源开采协议的批准程序，提高矿产资源开发竞争力。该法案将于2018年6月29日起生效。

哈萨克斯坦投资和发展部部长杰恩斯·哈斯姆别克指出，法案将进一步完善土地资源相关的法律基础，促进该领域工作同国际标准接轨，改善投资环境，吸引外商投资。在启动全面地质勘探调查工作的前提下，哈萨克斯坦至少还可再发现15个世界级的矿藏。

2. 能源相关行业税收政策

调整税收是国家调节能源行业的主要政策手段之一。国家通过税制改革、税收优惠和税费减免等具体的政策措施，可以扶持某些地区、能源企业和具体能源品种的发展，促进能源行业的调整和社会经济的协调发展。

在当前全球经济增长乏力、能源企业生产成本居高不下的情况下，美国、沙特等资源大国陆续采取减税，尤其是降低能源企业所得税作为应对措施。高度依赖石油出口的海湾地区国家纷纷以增值税方式实现政府财政收入的多样性，摆脱对石油出口的过度依赖。经历了几年停滞的拉美地区国家凭借油气行业回暖契机，推出优惠关税等激励政策，以鼓励深水油气资源开发。特别值得一提的是，俄罗斯政府通过了讨论长达十年之久的开采碳氢化合物所得附加税征收方案，向征税制度的完善迈出关键一步，为解决油气行业的发展难题提供了有益的探索。

1) 美国大规模减税利好国内油气行业

2017年12月,美国总统特朗普签署《减税与就业法案》。根据该法案,美国从2018年起实施减税1.4万亿美元。这是美国30年来最大规模的一次税改,旨在通过低税率减少美国跨国企业在美国以外投资,吸引其他跨国企业到美投资,并刺激国内经济以实现就业增加和GDP增长。其中最引人关注的核心内容是企业所得税税率从35%降低至21%,同时将境外所得改为属地原则。

对于美国能源行业而言,减税方案对石油天然气等传统能源企业无疑是重大利好,税改涉及的企业所得税、利息税收抵扣、替代性最低减税额等内容将对能源企业的生产运营产生实质性影响。美国能源企业目前的实际税率较高,因此获得的税改降幅也较大。埃克森美孚、雪佛龙等美国油气巨头企业的境外利润占比极高,因此也是海外利润汇回税下调的最大受益方之一。短期来看,公司税大幅降低有助于上市油气企业实现每股收益增长,将对油气企业的股价形成利好态势。长期来看,企业税率下调减轻了油气企业税负负担,将提升美国油气企业在国际市场上的竞争力,降低美国国内对原油进口的需求,并加速美国油气产品出口的步伐,对欧佩克、俄罗斯等产油国的市场份额造成冲击。

2) 俄罗斯石油税制改革迈出关键一步

2017年11月,俄罗斯联邦政府通过了讨论已久的开采碳氢化合物所得附加税征收方案,同月,俄联邦税法修订法案(关于征收开采碳氢化合物所得附加税的内容)提交至俄国家杜马。此次税法法案之前,俄罗斯曾大幅调整出口关税和矿产开采税的费率,但并未解决国内油气行业所面临的一些重要问题,如油田出油率下降,非常规油气资源或地质复杂区新油田开发积极性不高等。此外,在现行的矿产开采税制度下,国家作为市场行情风险的主要承担者,因油价下跌承受了巨大的负担。随着越来越多复杂、昂贵的油田开发成为必然,在国库余额变化的大背景下,这项税制改革最终开启。

开采碳氢化合物所得附加税是对开发自然资源所获净收入征收的一种资源租赁税。此次税制改革引进了这种针对财务成果进行课税的办法,目的是要形成透明的、非歧视的征税制度,结束在大量不同优惠政策下税收征管制度规定碎片化的现状,同时保障国家财政收入。俄罗斯新征税制度的原则与欧洲国家的税制很相似,但由于各地区原油产量差异较大,目前俄罗斯还很难采用统一的征税方案,所以,当前不可避免地要保留矿产开采税。但即便如此,此次的税法修订法案依然可以称之为俄税制改革向前迈进的重要和必要一步。

俄罗斯能源部部长诺瓦克援引数据称,西西伯利亚地区的35个试点项目启用开采碳氢化合物所得附加税后有望使总产量提升1亿吨。前期预算收入的减少将在随后几年得以弥补,到2035年预算收入将增加1万亿卢布。

3) 中东国家出台优惠税率、开征增值税

(1) 沙特降低石油企业所得税税率。2017年3月,沙特颁布法令,宣布将根据石油企业在沙特的投资规模,下调其所适用的所得税税率。此前,石油企业的所得税税率统一为85%。此次调整后,石油企业投资额大于1000亿美元的,所得税率为50%;投资额介于

800 亿~1000 亿美元的, 所得税率为 65%; 投资额介于 600 亿~800 亿美元的, 所得税率为 75%; 投资额低于 600 亿美元的, 所得税率仍为 85%。该法令回溯自 2017 年 1 月 1 日起生效。

在沙特各类税费飞涨的情况下, 沙特政府特别针对油气企业出台的优惠税收政策一方面可以吸引外国投资, 另一方面是为沙特阿美 IPO 做准备。首先, 沙特石油投资合作使用产品分成合同, 在原所得税率下, 外国投资者分得利润中的 85% 都要缴纳企业所得税, 大量利润都被沙特政府收回。高昂的税负降低了外国企业投资合作的积极性, 减弱了沙特吸引外国投资的竞争性优势。通过减轻企业税负来吸引外国投资, 可以更加有效地利用外资的资金和技术优势发展本国石油行业。

其次, 沙特阿美上市最大困境之一就是高税率。据悉, 沙特阿美平均每年利润高达 1800 亿美元, 但因高额税负, 市场对其估值并不看好。根据最新税率, 沙特阿美需要缴纳的所得税由此前的 85% 大幅下降至 50%。节约巨额税收成本后, 沙特阿美的净利润、现金流和股息红利将显著提升, 每桶原油收益能与其他国际大型石油公司比肩。减税将带动沙特阿美市值上涨, 增加对投资者的吸引力, 并为沙特融得更多资金。至于税率下调造成的税收损失将通过稳定的股息红利和主权财富基金的投资所得弥补, 因而对沙特政府总体影响有限。

(2) 沙特、阿联酋开征增值税。自 2018 年 1 月 1 日起, 沙特、阿联酋开始征收税率为 5% 的增值税, 以增加政府财政收入, 减少国际油价长期低位带来的负面影响。沙特政府预计, 增值税开征的第一年, 将带来至少 100 亿美元的额外收入。据阿联酋《海湾新闻报》报道, 实施增值税制度后, 阿联酋政府每年将增加 120 亿迪拉姆(约合 32.4 亿美元)的财政收入。

长期以来, 沙特、阿联酋、卡塔尔等海湾国家对多数行业和企业免税, 个人也无须缴纳个人所得税, 因此吸引了大量外企投资, 同时成为全球知名的购物天堂。不过近几年来, 全球油价长期低迷, 严重依赖油气出口的海湾国家收入锐减。为了摆脱财政困境, 实施经济多元化, 海合会六国决定从 2018 年起开征增值税, 除沙特、阿联酋以外, 巴林、科威特、阿曼和卡塔尔四国将从年底开始实施。一直以来, 国际货币基金组织等机构都呼吁海湾国家将其收入来源从石油储备中分散开来。增值税是帮助海湾国家减少对石油收入依赖的长期税制改革的一部分, 是一种让政府实现收入多样化的举措。

4) 拉美国家减税激励油气上游发展

2017 年 12 月, 巴西国会批准延长油气勘探开发商品进口税收激励政策执行期限, 将暂停征收进口税的期限延长至 2040 年。根据从 2009 年开始实施的优惠关税制度(REPETRO), 巴西对油气企业用于油气藏勘查和开采的商品暂停征收联邦进出口关税。这项优惠制度将于 2019 年到期。巴西油气公司协会称, 即将到期的优惠关税制度对于变数非常大的勘探开发合同来说非常重要。在即将举行的若干油气区块招标前, 延长优惠关税制度对石油企业来说无疑是一个福音。2017 年 8 月, 巴西还颁布了一项特别的税收制度来支持石油和天然气行业的本地供应商。此外, 墨西哥、阿根廷也纷纷推出税收优惠, 以激励油气上游的勘探开采活动。

虽然经历了几年的停滞,但凭借国际油价的企稳回升和油气行业的复苏回暖,拉美国家正在尝试为本国资源重新赢得运营商的投资。阿根廷、巴西、墨西哥和乌拉圭将于2018年开始进行深水区块许可证招标,阿根廷和巴西也将进行大规模的地震勘测。在此背景下,适度有效的税收政策有助于拉美地区油气行业的发展,尤其是深水油气资源的勘探开采。

3. 清洁能源发展调整政策

清洁能源发展方式受政策引导的影响较大,也是政策补贴的主要对象,同时,清洁能源行业离不开市场自主发展规律。从全球范围来看,清洁能源发展方式是各国政府调整能源结构的主攻方向,受到政府各种能源政策的引导和调整。

目前已有多国提出燃油车禁售计划。英国2017年公布的《清洁增长战略》是其落实2032年碳预算目标、实现脱碳计划的重要里程碑。同年意大利出台新能源战略,明确未来要完成欧盟的减排和可再生能源发展目标,同时逐步减少直至不再使用煤炭。具体到可再生能源领域,德国已生效的修订版《可再生能源法》规定采用招投标模式来确定对可再生电力的补贴。西班牙政府2017年举行的可再生能源拍卖中,风电投资者已经有能力通过竞标的低价确保获得稳定收益。在可再生能源发展较为成熟的国家,政府逐步取消优惠政策后将可再生能源的发展交给市场。

然而,美国退出《巴黎协定》为清洁能源的发展蒙上阴影。特朗普此举意在为美国能源工业松绑,降低“气候行动计划”对煤炭、油气产业的约束,加快传统能源行业的振兴。但同时,美国主要州和地方政府对《巴黎协议》的态度与其迥异,美国许多地方政府和企业都表示仍会继续低碳行动,支持清洁能源发展。

1) 美国退出《巴黎协定》

2017年6月1日,美国总统特朗普宣布退出《巴黎协定》。特朗普表示,该协议是对美国的不公平待遇,对于美国经济形势和就业率而言将带来诸多负面影响,美国将开始协商新的条款,可能重新加入《巴黎协定》,甚至缔结新的气候协定,但条件是,必须“对美国公平”。特朗普抨击了《巴黎协定》对发达国家每年筹资1000亿美元支援发展中国家的要求,表示《巴黎协定》通过绿色气候基金将财富转移到了其他国家。而为了将美国的经济增速提升至3%~4%,美国需要一切形式的能源。

特朗普的退出声明引发国际舆论哗然。从国际层面上看,美国联邦政府今后至少四年内在全球气候治理中不会有实质性的作为,这在一定程度上会改变全球应对气候变化的框架与进程。但从历史上看,美国当年退出《京都议定书》后,仍然在低碳道路上前行,人均二氧化碳排放量水平处于下降通道,这一趋势不会因为某些政策的调整而终止。就现实而言,虽然特朗普通过退出《巴黎协定》降低对传统能源行业的约束,但美国的环保法案增加了煤炭的使用成本,加上美国主要州和地方政府仍将采取措施推动温室气体排放进一步降低,这些因素都对特朗普政策形成牵制。毕竟,低碳是大势所趋,以可再生能源为代表的新一轮清洁能源转型浪潮势不可挡。

2) 多国表示将禁售燃油车

2017年7月以来,英法相继提出禁售燃油车计划。法国能源部长尼古拉斯·霍洛表示,作为履行《巴黎协定》承诺的一部分,法国计划从2040年开始,全面停止出售汽油车和柴油车,同时将通过经济手段激励法国民众使用新能源车辆。英国政府宣布将于2040年起全面禁售汽油和柴油汽车,届时市场上只允许电动汽车等新能源环保车辆销售。英国政府称,空气污染是公共卫生的最大威胁,禁止销售燃油车将有助于解决空气污染问题。再加上2016年荷兰劳工党公开提案要求从2025年开始禁止在荷兰本国销售传统的汽油和柴油汽车,以及挪威四个主要政党一致同意从2025年起禁止燃油汽车销售,如今已有多个欧洲国家提出10~20年内停售燃油车的计划。

欧洲之外,其他国家也在行动。印度能源部门对外表示,到2030年将实现车辆电动化,全面停止以石油燃料为动力的车辆销售。

全球至少有8个国家已为电动汽车制定了销售目标,其中包括奥地利、丹麦、爱尔兰、日本、荷兰、葡萄牙、韩国和西班牙。在美国,加利福尼亚州也可能到2030年停止销售燃油车。美国虽然还没有一项联邦政策,但至少也有8个州已设定了相关目标。

电动汽车发展之初曾遇到制造成本高昂、续航能力不如人意及相关配套设施匮乏等诸多问题,但随着气候治理的迫切需要和能源领域的深度调整,再加之各国政府的政策激励和电动汽车能源供给系统的日益改进,电动汽车产业在全球范围内迅猛发展。国际能源署数据显示,2016年全球电动汽车销量创历史新高,达75.3万辆,同比增长37.6%。全球电动汽车保有量升至200万辆,同比增长59.5%。

3) 英国公布清洁增长战略

2017年10月,英国商业、能源和工业战略部发布《清洁增长战略》,以落实2032年碳预算目标并为2030年前英国低碳经济发展描绘蓝图。战略确定了英国气候和生态政策的主要方向,并包含一系列影响能源领域的重点政策行动。根据该战略,英国将通过发展绿色金融、提高能效、发展低碳交通、淘汰煤电等近50项措施来落实国内第五个碳预算目标(2028—2032年),即到2032年比1990年水平减排57%。通过战略的实施,2032年英国一次能源消耗量将在此前预测基础上(未采取清洁增长政策行动的情况下)减少13%,其中减少量主要来自化石能源。

英国是全球最早意识到并采取行动应对气候变化威胁的首批国家之一,并在继续发挥重要的领导作用。《清洁增长战略》是英国在确保经济增长的同时实现脱碳工作的一个重要里程碑,今后还将不断开发适应环境变化的新方法,并在2017—2018年启动一系列的政府磋商。英国政府表示通过进一步的政策措施、技术进步,此战略可以实现第四个和第五个碳预算控制目标,但也有分析指出此战略仍需要更多的量化措施,才能确保减排目标的落实。

4) 德国修订可再生能源法

2017年1月,德国《可再生能源法》(2017)修订案正式生效。法案中相当一部分新规具有重大实际意义。其中,最重要的新规是将可再生能源补贴国家定价制度转换为公开竞争的招投标程序,以确定对风能、太阳能和生物质能发电的补贴额度。同时,新规对免于招投

标程序的各种例外情况做出规定。这些规定对于市场份额小、不愿参与招投标程序的小企业意义重大。但水力和地热发电机组依然不适用新招投标程序。此外，新法案还为租户用电模式和本地用电模式等分布式电力供应商提供了机会。

德国政府拟通过可再生能源法的修订更好地实现可再生能源发展目标，同时降低电力成本。德国政府提出，2025年可再生能源发电量需占总发电量的40%~45%；2035年目标进一步提高到55%~60%。德国将维持2022年全面废核的目标，以及2020年碳排放量较1990年减少40%的减排承诺。考虑到可再生能源发电电价补贴政策造成电力用户终端用电电价大幅攀升等现实问题，在实现高比例可再生能源发展的同时，控制电力成本、促进可再生能源的经济可持续发展是德国可再生能源政策调整的重要原则。

5) 意大利出台新能源战略

2017年5月，意大利新的国家能源战略草案公布，随后启动公众意见征集工作，同年11月，意大利经济发展部和环境部决议通过该能源战略。意大利此次新国家能源战略是对2013年国家能源战略的修改和完善，旨在通过降低能源价格提高国家经济竞争力，保障可持续发展，提高能源安全。

新能源战略明确了三大目标：降低能源成本，实现欧盟气候与能源战略目标，以及提高国家能源安全。在可再生能源领域，能源战略目标包括：可再生能源发电比例从2015年的17.5%增至2030年的55%，可再生能源供热从19.2%增至30%，交通运输行业可再生能源利用率从6.4%增至21%。通过发展可再生能源和提高能效，意大利国家能源进口依存度将由2015年的76%降至2030年的54%。

根据欧盟目标，2030年意大利将较2005年减少33%的温室气体排放，将可再生能源的消费比例提高到27%。意大利环境部长表示，意大利的能源发展思路非常清晰，即完成欧盟目标，大力提高能源使用效率，同时逐步减少直至结束煤炭的使用。意政府初步预测可于2025—2030年彻底消除煤炭使用，但成本将达23亿~27亿欧元。

6) 西班牙可再生能源拍卖

2017年3月，西班牙颁布第359/2017号皇家法令，确定了可再生能源生产商获取补贴的竞拍规范程序。2017年，西班牙政府举行了两次大型可再生能源项目的拍卖，共分配了约8吉瓦的容量，其中第一次拍卖中99%份额分配给了风能，第二次拍卖中太阳能分配到了约3.9吉瓦。

在可再生能源领域，西班牙一直是世界领先的国家之一。21世纪伊始，西班牙政府为改变本国能源结构、促进开发和利用可再生能源，推出了大量刺激和扶持可再生能源产业发展的政策。然而，由于电价补贴额度过高，政府财政吃紧，西班牙回溯性地削减了固定上网电价补贴，导致其国内可再生能源市场没落。在可再生能源发电价格下降等多种因素的影响下，西班牙可再生能源市场逐渐恢复生机。西班牙政府2017年5月举行的可再生能源项目竞标结果显示，风电报价低至4.3欧分/千瓦·时，创造欧洲陆上风电最低价格。风电投资者不再为获取政府补贴而来，而是通过竞标的低价确保获得稳定的固定收入，为可再生能源在西班牙的恢复发展找到了新路。

1.2.2 我国清洁能源工程技术发展趋势

我国可再生能源展望以“十九大”的战略思想为指导，深入落实“十三五”规划发展纲要，以建设“清洁低碳、安全高效”的现代化能源体系为目标，展示了我国能源系统从化石能源向可再生能源转型的可行路径和必要步骤。

1. 清洁能源发展趋势

1) 化石能源将于2020年达峰

我国化石能源消费总量将在2020年达峰，2035年之前稳步下降。煤炭在发电和工业部门的能源消费比例持续缩减。工业与交通部门的电气化水平显著上升，减缓了我国对油品进口的依赖。由于未来可再生能源经济性全面赶超化石能源，我国并不需要将天然气作为煤与可再生能源之间的过渡性能源。

2) 2020年后光伏与风电增长迅速

随着发电经济性的提高，未来10年中国将迎来光伏与风电大规模建设高峰。新增光伏装机容量约80～160吉瓦/年，新增风电装机约70～140吉瓦/年。到2050年，风能和太阳能将成为我国能源系统的绝对主力。

3) 终端部门能效提升与再电气化

终端部门的综合用能效率提高与工业和交通领域的再电气化进程，进一步加深了能源消费侧革命，并促进了能源供给侧结构性改革。

2. 推动清洁能源发展的主要措施

1) 严格推行减煤措施

包括禁止新建燃煤发电厂；加快加强工业再电气化，深入推行清洁供暖，大幅提高终端用能电气化水平；实施有效的碳价政策；引导资源型省份逐步摆脱煤炭依赖，并助其实现能源与经济的转型升级。

2) 为可再生能源创造公平有序的竞争环境

健全政府部门间协调配合机制，出台综合、全面、协调的财政政策，推行规范完善的电力市场，为可再生能源参与市场竞争移除障碍。

3) 生态文明建设体制改革

党的十九大将生态文明建设提升到新的高度，将其作为2050年奋斗目标之一。这一目标的实现需要各方强有力的制度保障：电力体制改革需确保现有市场主体作为主力军推进可再生能源；各级电网公司需制订计划确保完全消纳波动性电源；地方政府需进一步提高参与能源转型管理的积极性和主动性，更好地发挥政府的主导和监管作用。

3. 2050年美丽中国的能源系统

1) 面向2050年能源转型的两种情景

为了更好地理解从现在到2035年间能源转型动态，首先需要清晰2050年能源系统的预期前景，有两种可能的能源发展情景。既定政策情景以完全实现“十三五”规划和十九大报

告中的相关能源目标为预期，展现了坚决执行现有政策时的能源发展预测；低于2℃情景则更进一步，以达到《巴黎协议》的碳约束为蓝图远景，回溯倒逼所需的能源发展路径。通过对两种情景结果进行比较分析，很容易识别出现有政策与实现《巴黎协议》的差距，同时也方便设计加速弥合差距的目标方案和政策措施。

2) 能源消费总量下降，能源效率提高

在低于2℃情景中，未来中国终端能源需求的变化主要有三大驱动因素：产业经济结构调整、能效水平的大幅提升、工业与交通领域的电能替代。2050年的终端能源需求较如今略低，化石能源消费大幅缩减，电力消费显著上升。

终端部门间能源消费的发展历程各异。作为国民经济主体和能源消耗最大的部门，工业在2050年的能源需求将大幅下降；交通与建筑部门的能源需求略微提高。

3) 可再生能源成为一次能源主体

低于2℃情景中，预测2050年中国一次能源需求比2017年大幅降低。可再生能源将成为一次能源消费中的主体能源，煤炭在能源结构中降至从属地位。较之风电与光电，天然气能源价格较高，因此在长期能源系统中所占分量较低。风能（44%）和太阳能（27%）将主导2050年可再生能源的供应，届时非化石能源的总体比例将达到70%。

4) 能源系统的核心将从燃煤过渡到电力

在低于2℃情景中，终端部门的电气化率将从2017年的24%提至2050年的53%，2050年全社会电力生产量较2017年将翻倍。可再生能源取代煤炭成为供电主力。

4. 能源转型与可再生能源发展目标

1) 煤炭与石油的消费锐减

在低于2℃情景中，煤炭消费在2020年以后将急速下降，与之相伴的是可再生能源的大规模开发。由于电动汽车的大范围推广，尽管未来汽车保有量继续增加，石油消费还是保持下降。

2) 光伏与风电在21世纪第二个十年得到大规模开发

未来可再生能源供能主要集中在电力部门。太阳能与风能将主导电力供应。

3) 既定政策情景发展略慢

与低于2℃情景相比，既定政策情景中可再生能源的开发程度略低，煤炭和石油的“去化”过程也相对缓慢。由于现有的优先发展天然气的政策导向，天然气在既定政策情景将扮演更为重要的角色。

4) 更高的可再生能源目标是可行的

情景分析结果表明，制定比“十三五”规划中更高的可再生能源装机计划和非化石能源发展近中期目标是可行的。

5. 2035年后应遵循的开发策略

1) 清洁的能源系统

一个清洁的能源系统，其对环境的负面影响将减至最小。到2050年，在两种情景中，

除氨外大部分大气污染物的排放水平都将显著减少，氨的排放主要来自于农业部门中化肥的使用，低于2℃情景中空气治理效果将在更早期显现。

大部分空气污染物浓度在低于2℃情景中下降程度更快。由于低于2℃情景推行了更为激进的去煤化与去油化政策，黑碳、有机碳、氮氧化物、一氧化碳以及非甲烷挥发性有机物的含量在2035年将得到显著控制。

电力部门用水得到大幅改善。水资源短缺造成严重的生态问题并威胁着国家安全，缓解用水压力也是能源发展战略的重要考量。在CREO的两种情景中，由于发电侧技术的进步与升级，电力部门用水强度得到大幅改善，能源部门总体用水需求下降，其中低于2℃情景中的用水量更低。在低于2℃情景中用水量从2020年开始下降，在既定政策情景中则要等到2030年。

2) 低碳的能源系统

低碳是未来能源系统的必然选择。由人类活动引起的气候变化对社会可持续发展产生了深刻的影响，人类面临着重大生态环境和发展方式的挑战。能源行业集中了中国的碳源大户，对温室气体贡献率最大，其减排路径设计与生态文明和可持续能源系统的建设目标密切相关。

低于2℃情景就中国对《巴黎协定》中温控目标的预期贡献，设计了2050年中国碳排放总量目标，并将基年与目标年的排放差距平滑摊到中间各年，制定了2017—2050年逐年排放约束。在未来，受益于再电气化的深入，工业将成为最大的减排部门；尽管电力与热力需求翻倍，但由于能源技术升级，发电与供热部门的整体排放将大幅降低。

在既定政策情景中的二氧化碳减排路径速度较慢，减排量较弱，不足以实现上述的约束目标。与低于2℃情景相比，既定政策情景中特别是发电部门的排放量更高。多元化能源供应体系减少了对进口的依赖，2050年的能源供应格局将由煤炭为主向多元化转变，在低于2℃情景中，2050年的化石能源比例降至30%，在既定政策情景中则是45%。

能源进口比例大幅缩减，其中低于2℃情景中天然气与石油的能源进口比例更少，而既定政策情景中两者的对外依存度相对较高，仍面临进口挑战。

3) 安全高效的能源体系

(1) 能源效率大幅提高。在低于2℃情景中，2050年的国内生产总值（GDP）将达到2017年的4倍，而一次能源消费量却将降至2017的80%，能源消费强度下降明显。两种情景中，能源效率的提升都将减缓终端用能部门的能源需求量增长。能效提升将扭转工业供应链中的用能惯性，大幅优化能源结构；也将缓解建筑与交通领域的用能增长压力，进一步平坦化2017—2050年终端能源需求的上升趋势。在供应侧，由于从火力发电转向可再生能源发电，能源转化损失将从高能耗降至接近零，能源系统综合效率得到大幅提升。

(2) 电力价格下降。随着可再生能源技术成本快速下降、不经济的资产逐渐退出市场，未来的电力成本有可能降至比现在更低的水平。两种情景都预测了比现在更低的2050年供电成本。由于对二氧化碳排放提出了更严格的要求，在低于2℃情景中向可再生能源系统的转型也更快。总体看来，未来电力的燃料成本更低，但是基础投资和系统投资费用将增加。

(3) 就业机会以及对GDP的影响。首先,可再生能源产业的快速发展将对宏观经济起到积极促进作用。2025—2035年,可再生能源产业规模的快速扩大将推动与其相关部门直接或间接的就业需求,新增就业机会将远多于传统能源行业如火电厂的失业人数。

其次,可再生能源产业的发展促进产业经济结构调整。由于可再生能源产业链涵盖多个行业,如电子元件、信息和通信、计算机、技术服务等,其发展壮大将带动一系列具有高附加值的行业,满足可持续发展的要求。

第三,可再生能源技术成本下降将提高能源产业的运营效率,为一系列能源相关的高附加值服务创造发展空间,如基于基础能源服务的能源数据处理、分布式能源、能源生产和消费、储能和电动汽车充电等。

4) 采取的行动

减煤减油措施,进行煤炭消费减量替代是中国能源转型的重中之重,建议从现在起采取以下措施:

(1) 将煤炭减量作为首要任务严格执行,严格执行煤炭减量化的政治目标和任务,以避免未来投资搁浅,同时削减煤炭行业的既得利益,打破原有利益格局。

(2) 停止新建煤电厂,尽快颁布禁令,禁止新建煤电厂。据分析表明,长期内已经不需要投资新建煤电厂,否则新进投资面临未来利润率低,无法回收投资的风险;但若煤电厂愿意以较低的利润率进入市场,则现有的电厂又将面临使用时间减少,继续弃风弃光限电的风险。

(3) 通过产业结构调整和再电气化控制工业煤炭消费,通过去产能去库存,减少高耗能产品对煤炭的需求;加大钢铁行业的电气化程度,推广绿色水泥生产工艺,进一步减少煤炭消费。

(4) 通过交通领域的全面电动化,减少燃油消费,在运输部门加大电动汽车的部署力度,逐步降低对石油的依赖。

(5) 短期内实行较高的碳排放成本,确保减排效果,实现低碳能源体系需要对能源部门实行严格的碳排放限额。有效的碳定价机制可以将碳排放成本纳入到电力成本之中,确保可再生能源与化石能源的公平竞争,但是目前我国碳交易试点的市场碳价还不够高,不足以支撑以后的减排目标,因此至少在短期内需要进一步出台碳税以及碳交易底价政策。同时,除了电力部门以外,还需要其他行业如工业领域推行碳市场。

5) 重点部署可再生能源

分析结果显示,“十四五”和“十五五”期间的风电与光伏将得到规模化开发利用,其开发力度较之“十三五”大幅提高。一方面规模化发展推动了可再生能源成本快速下降,显著提升其市场竞争能力,但同时可再生能源依然处于产业发展脆弱期,需要外力助其移除发展障碍,以财政手段鼓励各方参与开发可再生能源。

在明令禁止新建煤电厂之后,需要释放明确的政策信号进一步推广可再生能源。确保电力部门改革中的关键参与方作为主力推进可再生能源的开发利用,大型发电企业应顺势调整其未来发展战略,电网公司需要制定新时代下的输电方案,地方政府应该发挥更积极的作用,

进一步促进从煤炭向可再生能源的转型。电力改革方案的落实，可以提供适当的市场激励，对各个利益相关方参与公平博弈至关重要。

消除分布式发电以及风电的行政障碍，优化项目审批手续，鼓励在负荷中心附近进行可再生能源开发。这一步需要各个部委间、中央和地方政府间的强力配合，为可再生能源进一步发展消除障碍。海上风电的申报和审批程序也同样需要各个部门之间的进一步配合和优化。

逐步取消可再生能源补贴，避免过度投资，进行可再生能源经济激励制度改革，逐步取消可再生能源补贴，健全其经济激励手段，这有助于开发商进行项目规划和实施，进一步降低投资者的潜在风险。采取竞价上网政策有助于进一步降低成本；严格执行可再生能源配额制度将使关键参与者在部署中发挥更重要的作用，并进一步降低上网电价。

1.3 我国清洁能源工程技术发展面临的挑战

1.3.1 清洁能源工程技术发展面临的形势

1. 全球清洁能源发展前景与挑战

根据能源发展预测的基准情景，到2040年，全球一次能源消费量有望在2016年基础上提高25%~35%。相比前些年间的能源预测，2018年多数能源预测都上调了未来的能源需求数据。能源需求增长主要来自亚洲发展中国家的贡献。在亚洲发展中国家中，一次能源消费方面最具增长前景的首先是中国，其次是印度。在展望期内，中国的一次能源年均增速预计在1%之内，当然这一预测值不及最近10年4%的增长速度。有越来越多的预测认为，2040年前印度的能源需求增长量有望超越中国。此外，东南亚、中东和非洲地区广大发展中国家的能源需求也将出现增长。而发达国家2040年前能源需求预计将维持在目前的水平。

2016~2040年间，全球石油需求将增长11%~17%。同时，相比2017年预测数据，各机构本年度预测的基准情景都上调了未来石油的需求数据（上调0.1%~2.5%）。其中，BP在其基准情景中认为全球石油需求将在2030年见顶，达到49亿吨石油当量，随后将逐年下降，到2040年降至48亿吨石油当量。而其他几家机构的能源预测中，除IEO-2018外，都认为全球石油需求将持续上涨，到2040年达到49亿~50亿吨石油当量，并且需求增速将在2025年后放缓。石油需求增速放缓首先是因为燃料经济性提高延缓交通领域燃料需求增长，根据国际能源署的数据，到2040年，随着燃料经济性标准的提升，全球石油潜在需求将减少900万桶/日，其次，电动汽车的推广普及也是一个重要原因，综合各家预测，到2040年，全球电动汽车数量将达到3亿辆左右，石油潜在需求为此将减少300万桶/日。同时，从长期来看，石油化工、汽车运输、航空和海上运输是石油需求增长的主要引擎。和此前的预测一样，在展望期内，预计美国（2025年之前）和欧佩克（2025年之后）将引领全球石油市场的供给增长。

2016 ~ 2040年间,全球天然气需求将增长40% ~ 55%,并且在2025 ~ 2030年间,天然气在全球能源结构中的占比将超越煤炭,届时天然气将成为仅次于石油的全球第二大能源。天然气需求增长的主要动力是电力和工业部门。亚洲、中东和非洲地区发展中国家的天然气需求增速最大,尤其是中、印两国。到2040年,中国和印度的天然气消费量大概率都将超过欧盟。全球天然气市场增加的供给主要来自美国、中东和非洲地区国家、俄罗斯、中国。同时,中国还将大幅增加天然气的进口量。来自国际能源署的预测数据显示,到2040年,中国的天然气进口量将增至目前的3.5倍。

展望期内,全球煤炭需求将降低1% ~ 7%。但是考虑到印度和东南亚国家大力推广应用煤炭,到2040年全球煤炭消费仍然有望维持在现有水平。

可再生能源方面,各大机构在各自的能源预测基准情景中都调整增大了可再生能源在能源结构中的占比。除水能和传统应用的生物质能以外,全球可再生能源占比预计将提高7% ~ 13%,到2040年,可再生能源消费将增加4 ~ 5倍。可再生能源是实现电力需求增长的主要贡献力量。在国际能源署能源展望的基准情景中,2017 ~ 2040年间,全球电力需求将增长60%,届时电力在终端能源消费中的占比将达到四分之一。随着电力生产的大幅增长,人人享有电力和消除电力贫困的问题将部分得以解决。尽管全球电气化的空间还很巨大,但根据国际能源署能源展望的基准情景,煤炭作为燃料在能源结构中占比也会很高,这将无益于电力部门减少温室气体排放量。相比之下,在国际能源署能源展望的可持续发展情景(Sustainable Development)中,如果向电力领域增加30%的资金投入,减排等问题在很大程度上将得以解决,但与此同时,终端电力用户不可避免地将面临电价的上涨。

2. 我国清洁能源发展前景与挑战

2019年4月29日,英国石油公司在北京举行《BP2035世界能源展望》报告发布会。报告预测,到2035年,中国的能源产量增加47%,消费量增加60%,使中国成为世界上最大净进口国。中国能源产量在消费中的比重将从当前的85%降至77%,中国将在2030年前后超过美国,成为世界上最大的石油消费国,在21世纪20年代超过俄罗斯第二大天然气消费国,在全球能源需求中的比重将从22%升至2035年的26%,而增长将贡献世界净增量的36%。中国的能源结构将继续演变,煤炭的主导地位将从当前的68%降至51%,天然气的比重将翻倍至12%,石油的比重仍将保持18%不变。中国的二氧化碳排放增长37%,到2035年将占世界总量的30%,人均排放在展望期结束时超过经济合作与发展组织。到2035年,中国经济增长220%,而能源强度下降50%,与1990 ~ 2010年期间的降幅(-52%)相近。

石油进口依存度从2013年的60%(600万桶/日)升至2035年的75%(1300万桶/日)高于美国2005年的峰值。天然气依存度从略低于30%(40亿立方英尺/日)升至超过40%(240亿立方英尺/日)。

运输行业的能源消费增长98%。石油仍然是主导性燃料,但市场份额下降,从90%降至2035年的83%。天然气的份额从5%升至11%。

电力行业的能源消费增长81%,虽然煤炭仍然是主导性燃料类型,但其市场份额从当前

的77%降至2035年的58%，而可再生能源（从3%升至13%）和核电（从2%升至11%）的份额提高。

工业仍将是所有领域中最大的最终能源消费主体，但是其消费增速最为缓慢（+41%），导致其消费需求比重从51%下降至45%。

1.3.2 我国能源电力转型发展展望与挑战

1. 目的与意义

党的十九大提出了建设清洁低碳、安全高效的能源体系目标，我国能源发展战略方向已然明朗，能源革命正在加速推进。能源发展战略路径选择和前瞻性政策部署尤为重要，关系到能源体系建设目标的实现。在构建绿色低碳全球能源治理格局、推动中国经济转向高质量发展阶段、积极落实碳减排承诺和建设美丽中国的大背景下，面对能源发展新动向、技术新进步、消费新模式、产业新业态等不确定因素，电力在构建清洁低碳、安全高效能源体系中的地位和作用，我国未来电气化分阶段演进趋势，需要以新格局、新方法来论证回答。采取定性与定量相结合的方式，深入分析和展望电力及能源系统前景，对于能源行业践行创新、协调、绿色、开放、共享新发展理念，支撑全面建设社会主义现代化国家具有重要意义。

以新时代能源革命的战略思想为引领，立足于能源中长期发展方向、发展方式、发展动力，贯彻新发展理念，在能源领域强化绿色发展，将电气化水平列入衡量社会主义现代化的重要指标，努力推动电气化发展战略上升为国家战略。以深化能源领域供给侧结构性改革为主线，坚持规划先行，切实保障能源发展和电力发展规划的权威性，加大对各专业、各地区规划之间的协调力度，发挥好电力系统在能源转型中的核心作用，发挥好电网在电力系统中的枢纽平台作用。坚持全面深化能源领域改革，逐步破除影响能源由高速发展向高质量发展的体制机制弊端，尽快建立完善辅助服务市场、新能源消纳全国统一市场、碳交易市场等机制，有效激发各类市场主体活力，全面发挥市场在资源配置中的决定性作用。以创新作为引领能源行业转型发展的第一动力，布局新一代电力系统等国家重大技术研发计划，建立以能源企业为主体、市场为导向、产学研深度融合的绿色技术创新体系，持续加大科技成果转化应用力度。

2. 我国能源转型发展展望

一是能源需求增速放缓，总量将较快进入平台期。中国终端能源需求即将进入增长饱和阶段，2035～2040年前后达到峰值后缓慢下降。一次能源需求2020～2025年进入增长饱和阶段，约在2030年后进入平台期，总量稳定在56亿～58亿吨标准煤，其中化石能源需求在2025年前后达到峰值41亿～43亿吨标准煤。如果按照电热当量法计算可再生能源发电量，则一次能源需求将在2030～2035年达到峰值，峰值降至47亿～50亿吨标准煤。

二是能源利用效率持续提升，人均用能水平维持低位。在经济结构调整、用能技术进步和终端能源消费结构改善等因素共同作用下，能源利用效率持续提高。随着节能技术的逐

步推广应用,我国基于用能技术的节能潜力释放趋缓,基于用能结构升级的节能潜力贡献持续提升。2030年和2050年单位GDP能耗分别降至2015年水平的50%~53%和24%~27%左右。人均能源需求缓慢增长,2040年以后基本稳定在4.0吨~4.2吨标准煤。

三是能源需求增长动力转换,用能部门结构朝着均衡方向变化。工业用能需求在2025年前达到峰值后稳步下降,交通和建筑部门用能持续增长,能源需求增长动力从工业部门转移到建筑和交通部门,工业、建筑、交通部门的终端用能占比从目前的6-2-1格局演变成4-3-3格局。钢铁、建材、化工、有色金属等高耗能行业占工业用能比重由65%逐步降至2050年的47%左右。

四是能源结构加速优化升级,清洁化水平显著提升。煤炭终端需求逐步被替代,2030年在终端能源消费中占比将降至20%左右,2050年降至10%以下。天然气消费快速增长,油品增长相对缓慢,2050年油气占终端能源消费的比重提升至40%上下。电能终端能源消费结构中的比重持续上升,在2030年前超过煤炭成为最主要的终端用能品种。一次能源结构持续朝着清洁低碳方向调整,非化石能源在2035~2040年前后成为第一大能源品种,2050年占一次能源需求总量的比重达到46%~58%。

五是煤炭需求已进入下降通道,清洁高效利用势在必行。煤炭需求已进入下降通道,峰值出现在2013年,峰值消费量28亿吨标准煤。常规转型情景下,煤炭需求在经历峰值平台期后较快下降,2030年降至24.4亿吨标准煤,2050年降至10.0亿吨标准煤。电气化加速情景下,煤炭需求下降速度更快,2030年需求降至22.6亿吨标准煤,2050年降至7.2亿吨标准煤。随着煤炭清洁高效利用步伐加快,终端散煤利用逐步转为发电供热集中利用,终端煤炭需求和污染物排放将大幅下降。

六是油气需求增长平稳,能源安全整体可控。石油需求在2030~2035年达峰,峰值为6.7亿~7.0亿吨,2040年以后出现较明显下降,2050年需求降至5.5亿~6.6亿吨。石油对外依存度在2035年前后达峰,峰值约70%。天然气需求持续增长,常规转型情景下,2050年需求增至8900亿立方米;电气化加速情景下,天然气需求在2040年左右达峰,峰值约7000亿立方米,2050年需求降至6500亿立方米左右。天然气对外依存度在2040~2045年前后达峰,峰值约50%~60%。从一次能源自给率来看,能源自给能力整体保持在80%上下,电气化加速情景下的能源安全水平明显提高。

七是电气化水平持续提升,电能成为能源供应和消费主体。电能终端能源消费结构中占比持续提升,2030年提高至30%左右,2050年增至35%~46%。建筑部门是电气化水平和提升潜力最高的部门,电气化水平从2015年的29%提高到2050年的46%~66%。工业部门电气化水平从2015年的23%提高到2050年的42%~49%。随着终端电气化水平的提高,发电能源占一次能源的比重也持续上升,常规转型情景下在2035年超过50%,电气化加速情景下在2025年即超过50%,并在2050年达到69%左右。

八是能源燃烧碳排放提前达峰,碳强度下降目标超额实现。能源燃烧二氧化碳排放即将进入平台期,2020~2025年达到峰值,峰值水平约为101亿~105亿吨,应对气候变化进入新阶段。2020年、2030年碳排放强度比2005年下降50%以上、70%以上,均可超额实

现自主减排目标。2050年碳排放强度将比2005年下降90%以上,使我国在GDP总量增长超过10倍的情况下,二氧化碳排放总量与2005年水平大致相当甚至更低。我国从碳排放快速增长阶段进入稳定增长阶段,为碳排放总量控制和排放权交易等应对气候变化措施提供了更加成熟的客观条件。

3. 我国电力转型发展展望

一是电力需求仍有较大增长空间。电力需求总量持续增长,增速逐步放缓,2035年左右进入增长饱和阶段,饱和时点相比于能源需求延后10~15年,2050年电力需求将在当前水平基础上翻番,达到12.3万亿~14.4万亿千瓦·时,人均电力消费达到8800~10300千瓦·时。工业部门用电占比逐步下降,2050年仍是最主要的电力消费部门;建筑部门用电占比快速提高;交通部门由于用电量基数太小,尽管电量增长明显,但在全部用电量中占比仍然较低。

二是电源装机容量保持持续增长。2050年之前电源装机将保持快速、持续增长,常规转型情景与电气化加速情景下,2030年装机容量分别达到28.7亿千瓦、36.3亿千瓦,2050年装机容量分别达到44.3亿千瓦、57.5亿千瓦。增量部分以清洁能源为主,电源结构逐步优化。两情景下,2030年清洁电源装机容量分别达到15.4亿千瓦、21.7亿千瓦,2050年分别达到35.1亿千瓦、46.9亿千瓦。

三是电源发展呈现“风光领跑、多源协调”态势。陆上风电、光伏发电将是发展速度最快的电源,2030年、2050年两者总装机容量占比有望超过30%、50%。气电受成本因素制约,增长空间有限,2030年、2050年的优化装机容量将分别达到1.8亿千瓦左右、3.7亿千瓦左右。核电发展受到站址与建设速度等因素影响,预计2030年、2050年的装机容量将分别达到1.2亿千瓦左右、2.2亿千瓦左右。水电可开发潜力已相对有限,预计2030年、2050年装机容量将分别达到4.6亿千瓦左右、5.4亿千瓦左右。煤电将逐步转变为具有深度调节能力的容量支撑电源,2030年、2050年装机容量预计将达12亿千瓦左右、7亿千瓦左右。除风电、光伏发电外各类电源虽然装机容量增长有限,但都将在电力系统中发挥重要作用,在波动性电源大规模发展的情况下保障电力系统的电力电量平衡与调峰灵活性,各类电源呈现协调发展态势。

四是电源布局继续向西北等地区倾斜。近期受消纳形势与补贴政策等多重因素影响,电源布局当以东中部负荷中心与西部北部资源富集区并重。但长期来看,电源装机向资源条件更好的西部、北部倾斜是全国一盘棋下更为科学的能源转型方案。其中,煤电装机布局将以华北、西北地区为主,华东等受端地区由于煤电机组密度大、环境减排形势严峻,煤电退出趋势明显;气电装机近中期以东中部为主,政策支持的热电联产与园区分布式三联供机组具备发展潜力,远期气价更具竞争力的西北地区增长潜力更大;风电布局仍将以“三北”地区为主,近期东中部分散式风电迎来发展机遇期,但随着弃风问题缓解,在优质资源区开发风电是更具经济性的优化方案;光伏发电宜集中式与分布式并重,东中部分布式光伏近中期具备较大增长空间,但受限于可用屋顶面积与光照资源条件,分布式光伏难以满足负荷中心的用电需求,更无法作为我国大力发展清洁能源的主体部分,在优质资源区集中式开发仍将贡献重要份额。

五是电网大范围配置清洁能源能力增强。全国互联电网将在新一代电力系统中发挥更加重要的作用。一方面，我国能源资源与负荷需求逆向分布的国情决定了全国范围优化配置资源的客观需求。另一方面，高比例新能源电力系统对灵活性提出更高要求，跨区互联电网通过采用更加灵活优化的运行方式，在全国范围内实现电力供需动态平衡，将有力促进高比例新能源消纳利用。电力系统整体规划结果表明，2030年、2050年我国跨区输电通道优化容量分别达到3亿、5亿千瓦左右，“西电东送”规模呈逐步扩大趋势，并且将以输送清洁能源为主。电网作为大范围、高效率配置能源资源的基础平台，重要性将愈加凸显。

六是需求侧资源与储能将成为未来电力系统中的重要资源。能效电厂有助于挖掘需求侧节能潜力，是推进能源消费革命的重要抓手，预计2050年规模将达约4.5亿千瓦。需求响应作为一种高效的灵活性资源，对未来高比例新能源电力系统的优化运行至关重要，在常规转型情景与电气化加速情景下，2050年分别达到2.1亿千瓦、3.7亿千瓦。当前对需求响应的认识多局限于削峰填谷、缓解峰荷时段电力供需紧张形势，未来其价值将更多体现在促进新能源消纳与系统优化运行。储能同样是未来电力系统不可或缺的组成部分，将作为新一代电力系统中重要的灵活性资源，为系统电力平衡、调峰调频、新能源消纳等做出重要贡献。随着储能成本逐步下降，我国储能装机容量将持续增长，特别是在2030年之后储能将进入快速发展期，2050年将达3亿千瓦以上。

七是电力系统实现源-网-荷-储协调运行。新一代电力系统中，各类电源、电网、需求侧资源与储能将存在更多协调互动，以灵活高效的方式共同推动电力系统优化运行，有力促进新能源消纳。随着新能源渗透率不断提高，气电、水电、光热等灵活性电源将发挥重要调峰作用，煤电也将更多承担调峰任务，仅部分高参数大容量煤电机组继续承担基荷。跨区输电线路的运行方式将更加灵活，有效支撑清洁能源在更大范围实现充分消纳。需求响应与储能等新兴灵活性资源的运行方式随风光电出力优化调整，支撑系统优化运行。

八是电力系统成本将呈现先升后降趋势。当前至2030年，电力需求保持较快增长，且新能源发电等新技术仍处于发展期，电力系统总成本持续上升。2030—2050年，电力需求增长逐渐趋于饱和，新能源发电等技术日益成熟，系统成本进入下降期，此阶段能源发展的低碳性目标与经济性目标逐渐重合。相比于电力系统总成本，度电平均成本的达峰时间更早，预计2050年度电成本约为当前水平的一半左右。

九是电力行业碳排放强度将大幅降低。随着清洁能源发电量占比逐渐提升，电力行业碳排放总量在2025年前后出现峰值，峰值水平约为42亿吨。2050年排放量降至14亿吨，占全国碳排放的比重降至30%以下。单位电量碳排放强度方面，常规转型情景与电气化加速情景下2030年分别降至400克/千瓦·时、363克/千瓦·时左右，2050年分别降至114克/千瓦·时、96克/千瓦·时左右，低于当前水平的五分之一。

4.我国能源电力转型面临的关键挑战

1) 多元利益格局下的体制束缚问题能否得到顺利解决

不同省份间、源、网、荷、储不同环节间、不同能源系统间的体制机制障碍如果长期无法得到破除，将阻碍我国能源转型路径的实现。

2) 市场在能源资源配置中如何发挥决定性作用

各类资源高效参与系统运行、清洁能源跨省跨区灵活配置等，要求电力市场建设在辅助服务、跨省跨区交易规则等方面实现突破并进入成熟阶段。

3) 电力系统源-网-荷-储协调运行能否充分实现

这将决定电力发展展望中涉及的各类要素在未来运行时能否高效发挥预期作用，以及电力系统能否成功应对高比例新能源间歇性特征所带来的挑战。

4) 持续推进节能、电能替代的政策支持力度能否保持

这需从制造业转型升级、科学规划城乡建设和交通布局等源头，合理控制工业、建筑和交通等行业化石能源消费，鼓励终端电能消费水平提高。

5) 电力系统关键技术能否获得突破并实现商业化运行

建成清洁低碳、安全高效的能源体系，尤其是建设高比例新能源电力系统，需要充分研究新一代电力系统的机理特性与运行控制关键技术。

6) 煤电合理作用能否充分发挥

鉴于我国国情，煤电的调峰、备用等价值对我国能源结构优化有重要意义，在推进煤电灵活性改造的同时，亟需建立合理的市场机制促进我国煤电完成角色转变。

7) 新能源、储能等成本能否实现下降预期

具有全寿命周期内的经济竞争力是新能源、储能设备实现大规模发展应用的必要条件，相关技术进步、产业政策引导支持尤显重要，需把握好政策扶持与市场倒逼的关系。

8) 大电网能否具备有力支撑能源转型的能力

随着新能源渗透率不断提高，仍有必要大规模建设发展跨区互联电网，增强大电网安全稳定运行能力，国家需要从长计议，及时制定相关支持政策。

9) 碳排放成本能否充分发挥转型倒逼作用

碳排放成本对非化石能源占比有较大影响，如果采用市场机制实现环境外部成本内部化，则需要加强碳市场建设，依靠碳减排政策促进能源结构优化。

10) 如何实现新能源与电力系统高效融合发展

在未来高比例新能源接入背景下，需要正确把握新能源发电边际成本与系统成本的关系，综合考虑新能源最大化消纳利用与电力系统整体效率效益和安全稳定水平，促成两者有机统一。

1.3.3 清洁能源工程技术主要研究方向

1. 能源政策

可再生能源发展普遍存在市场开拓困难和电能质量不高两大问题。对此，没有强有力的政策支持是难以取得成效的。

1) 国外新能源政策

通过对美国、德国、日本、英国等发达国家新能源财税政策的分析，其成功经验共同

体现为:

首先,各国发展新能源时都制定了明确的发展目标。如日本提出到2030年将太阳能和风能发电等新能源技术扶植成商业产值达3万亿日元的支柱产业之一,英国要求到2020年可再生能源占能源产出的比重达到20%,这些国家相应实施的财税政策都是以这些目标为依据而制定的。

其次,各国都制定了明确的财税支持政策,包括直接补贴、税收优惠、低息贷款等。以税收优惠政策为例,以美国为代表的西方发达国家通过法律手段将新能源税收政策予以规范化、制度化,在法律条文中对相关税收优惠政策做出了详细的规定,从而使新能源税收激励措施具有明确性和可行性。上述国家的税收政策贯穿新能源发展需要经历的“前生产—生产—市场化—消费”四大阶段,形成了覆盖新能源发展全阶段的税收政策体系。

再次,各国的财税支持政策涉及新能源各个领域,但都能结合各国的实际状况和中长期发展规划选择某些重点领域加大扶持力度。例如,21世纪以来的十多年里,美国对于氢燃料电池、生物质能、太阳能以及核能的投入比例很大,相反,对于风能、潮汐能、低热能的投入略显逊色。

然而,清洁能源的巨额财政补贴不仅催生了行业发展过热、产能过剩等负面效应,而且对欧洲各国财政造成了巨大压力,欧债危机爆发更使财政雪上加霜。与此同时,新能源发电成本不断下降客观上也为削减财政补贴创造了条件。为此,从2011年开始,欧洲多个国家对新补贴机制进行了调整,陆续推出了一系列削减或停止新能源上网电价补贴的政策。

财税政策机制调整对产业影响立竿见影,市场迅速由热转冷,行业明显降温,从过去的高速增长期进入了平稳发展期。

2) 国内新能源政策

为了推动新能源发展,我国各级政府都积极利用财税手段鼓励新能源消费来带动新能源发展,总体来说,主要是运用财政政策与税收政策对新能源的生产与消费各环节进行补贴。

但这也存在一些问题:

财政补贴。首先财政补贴主要针对企业技术研发以及投入生产等上游环节,而对新能源下游企业或下游产品消费的财政补贴较少,不利于上下游企业及消费之间的相互衔接。其次财政补贴政策还没形成适当的退出机制。随着新能源市场接受程度的不断提高,财政补贴激励机制要顺应新能源生产与消费发展进程适时退出。

税收手段。当前税收手段的运用过于简单化,对促进新能源发展的调控功能较弱。这主要体现在两方面:一是优惠政策集中于生产环节,而相对忽略了对消费环节的激励;二是政策侧重鼓励新能源发展,而对抑制传统能源消费的调控力度欠缺。

经验和启示在于:清洁能源的扶持政策必须要有,但是要动态调整。如德国在2004年、2008年曾两次修订《可再生能源法》,明确提出要在考虑规模效应、技术进步等因素的影响后,逐年减少对可再生能源新建项目的上网电价补贴,促进可再生能源市场竞争能力的提高。

产业不能依赖国外市场。如德国光伏政策调整后,2011年1—5月的装机量约为1.08吉

瓦，比上年同期下滑37.4%。需求降温马上波及我国相关产业。2012年，我国光伏产品对欧盟市场出口下跌幅度超过全部市场下跌幅度约12个百分点。我国新能源产业过高的外向度，不利于保障产业安全，一旦国际市场稍有风吹草动，将对国内相关产业产生较大冲击。

补贴重点应向技术研发环节倾斜。我国财政补贴鼓励的通常不是技术研发，而是传统的制造业。在这种情况下，补贴越多反而越容易加剧产能过剩。工业社会以来，任何一项新技术的兴起和推广，都绝非财政补贴的结果。补贴本身并没有问题，但往哪里补、怎么补值得商榷。

2. 消纳问题

1) 电源结构

电源结构和清洁能源的消纳密切相关。

以丹麦为例，其风电装机容量比例、发电量比重以及各项人均指标均遥遥领先，但丹麦风电主要采用靠近负荷中心的分散式发展模式，全国风电总装机容量不到500万千瓦，不仅可以在整个北欧市场消纳，而且还可以在德国市场消纳部分风电，风电送出及消纳矛盾不突出。

丹麦不仅国内调节能力强的燃气发电比重很高，更重要的是挪威水电（98%装机容量为水电）为丹麦风电调峰、消纳提供了坚强的保证，充足的调峰能力为丹麦消纳风电提供了强有力的保证。

而在我国，新能源集中的“三北”地区电源结构都是以火电为主，火电装机占比达到81%（东北、华北、西北火电装机占比分别为77%、91%、65%），且多为供热机组，既没有快速跟踪负荷的天然气发电，又缺少可以灵活调峰调频的抽水蓄能电站；特别是到冬季，主要是供热机组在发电，调峰能力更差。相比而言，西班牙燃油燃气及抽水蓄能等灵活调节电源比例高达34%，是风电的1.7倍；美国灵活调节电源比例达到47%，是风电的13倍。

因此，很多发达国家的电源结构情况，和我国差异较大。

但要求是明确的，电源结构与调峰能力是电网消纳大规模清洁能源的刚性基础。重视电源结构，即煤、水、油、核、新能源的比重，形成与负荷特性相适应的电源结构，并具备必须的调峰能力，才能保证电网安全稳定运行。

在目前的电源结构条件下，火电的调峰潜力是需要大力挖掘的。

比如丹麦的市场机制，就驱使火电机组具有灵活的深度调峰能力。丹麦所有的火电机组（包括燃煤和燃气机组，纯凝机组和热电机组）均具备灵活的深度调峰能力（热电联产机组利用储热装置调峰）。在电力市场开启前，丹麦火电机组一般只能调到35%，市场启动后，特别是风电规模增加后，火电机组纷纷改造，增加深度调整能力，一方面在风电出力高时，可以将火电的出力降到最低，避免低电价带来的经济损失；另一方面，深度调峰能力可以从备用市场和实时平衡市场中获得回报。

我国其实也在效仿国外，2015年2月，为落实国家可再生能源全额消纳政策，山西能源监管办大力推进风火市场化交易。2015年2月，山西省正式启动风火深度调峰交易，并于23日首次实施交易电力2万千瓦，交易电量4万千瓦·时，交易价格350元/兆瓦时。

2) 电网建设

欧盟比较重视跨国互联电网的整体规划,表明大电网的统一规划是需要的,可再生能源的大规模发展和消纳必须依赖跨国电网输送和更大范围电源结构的互补加以解决。

近些年,欧洲海上风电和分布式新能源发电大行其道,并网成本、电力安全等原因也在倒逼国际互联性电网的建设。其中,英国/爱尔兰、西班牙/葡萄牙、意大利和波罗的海三国这四个区域可以说是欧洲的“电力半岛”。英国和爱尔兰附近有欧洲最好的海上风电资源,但与欧洲主网互联又最弱。

欧洲超级电网 SuperGrid 连接北海沿岸的德国、法国、比利时、荷兰、丹麦、瑞典和英国等七个国家,英国的海上风力发电场、德国的太阳能光伏电站(含大型和分布式)、比利时和丹麦的波浪能发电站将与挪威的水力发电站连成一片,有望彻底解决变幻莫测的天气所导致的新能源发电不稳定性和发电成本过高等问题。

比如在丹麦周围的北海刮起大风时,可以把电力传输到欧洲大陆最南端的西班牙。而当丹麦没风或者挪威没有水时,太阳能可从西班牙的阳光海岸输送过来,令各种资源得以充分利用,协作共赢。没有强大的国际间互联,整个电力系统将会变得昂贵而低效,甚至不安全。

我国清洁能源资源富集区通常属于经济欠发达地区,电网建设规划落后于国家清洁能源发展规划,电网规模仅能够满足当地经济社会发展需要,在早期规划中未考虑到大规模清洁能源的并网输送需求。随着风电、光伏等清洁能源快速发展,问题逐渐暴露。

即便对于已有规划大规模清洁能源并网需求的地区,电网建设还需要考虑清洁能源随机性和间歇性带来的安全风险,综合考虑安排调峰电源,加之核准程序复杂,影响大,建设工程周期长,普遍滞后于清洁能源发展,导致大量清洁能源电力输出受阻。

所以,在当前电力相对过剩的情况下,要解决清洁能源消纳问题,做好电力规划很关键。实现清洁能源的合理、有序、优化开发,这也是“十三五”规划需要解决的问题。

3) 配额制

可再生能源配额制被业界视为解决消纳问题的重要手段,基本思路是:国家对发电企业、电网企业、地方政府三大主体提出约束性的可再生能源电力配额要求。即,强制要求发电企业承担可再生能源发电义务,强制要求电网公司承担购电义务,强制要求电力消费者使用可再生能源电力。

3. 商业模式

从商业模式来看,发达国家光伏产业重心已经从制造向应用转变,新的商业模式正在酝酿,行业超额利润将聚集到应用端,

商业模式最核心的是融资和渠道,而这种模式取得成功的前提是政策。从商业模式的角度来看,融资和渠道会成为未来竞争的焦点,盈利模式的创新包括像光伏电站建设的上游投资及下游运营拓展。这些模式的创新可能在某些环节大幅度提升盈利水平,从而对整个行业的竞争格局产生影响。

典型的例子就是 SolarCity 的异军突起。SolarCity 商业模式创新之处在于跳出了在制造环节参与竞争的红海市场,而加入到传统能源竞争的蓝海市场。

SolarCity通过将屋顶光伏发电系统租赁给用户（一般为物业所有人）收取租金或者和用户签订售电协议收取电费，在这种模式下加利福尼亚州用户支付的单位电费低于从电网购电平均成本的15%，光伏发电具备了与传统能源竞争的价格优势。

SolarCity的第一种模式：光伏发电系统的销售以及相关的建设、咨询、管理等，即向光伏系统制造商购买光伏系统，然后转售给用户（个人或者企业）并提供安装等周边服务，通过周边服务的附加值将产品提价并从用户手里赚取差价。这一类业务模式类似于“万科模式”，追求的是“货如轮转”。

SolarCity的第二种模式：光伏系统的租赁，通过与终端用户签订能源采购合约（PPA）收取租赁费以及与投资方共同享受政府的返现、税收补贴等。这种方式之所以可行，是因为用户只需要承担较少的租赁费（大多数租赁合同签约时间为20年）而不是一次性巨额购买费，从而降低了用户的使用门槛，推动了光伏系统安装的普及。这类业务模式类似于“万达模式”。

我国显然存在分布式光伏领域的投融资难题，主要是由于商业模式单一，对长期贷款过于依赖。SolarCity让我们看到，资本只追捧被市场认可的商业模式，即适合中国市场的“SolarCity”模式”。