



STATE GRID
CORPORATION OF CHINA



IRENA
International Renewable Energy Agency

可再生能源智能电气化

推动能源服务转型



© IRENA 2022

除非另有说明，本出版物中的材料可以自由使用、共享、复制、印刷和 / 或存储，前提是需恰当确认 IRENA 为资料来源和版权所有。本出版物中属于第三方的材料可能受单独的使用条款和限制的约束，在使用此类材料之前，可能需要获得这些第三方的相应许可。

本文件为 “Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services” 的译本 ISBN: 978-92-9260-367-0 (2022)。如中文译本与英文原版的内容不一致，概以英文版为准。

摘自

IRENA (2022) , 《可再生能源智能电气化：推动能源服务转型》，国际可再生能源署，阿布扎比。
ISBN: 978-92-9260-542-1

下载网址 : www.irena.org/publications.

获取更多信息或进行反馈，请联系 IRENA 邮箱： info@irena.org.

关于 IRENA

国际可再生能源署 (IRENA) 是一个政府间组织，支持各国向可持续能源的未来过渡，是主要的国际合作平台和卓越的中心，是可再生能源政策、技术、资源和金融知识的储备库。IRENA 促进广泛采用和可持续利用各种形式的可再生能源，包括生物能源、地热、水电、海洋、太阳能和风能，以实现可持续发展、能源获取、能源安全以及低碳经济增长和繁荣。网址请见：www.irena.org。

致谢

本报告由 IRENA 的 Asami Miketa、Francisco Boshell、Daniel Russo、Bowen Hong (国网能源研究院有限公司)、Gayathri Prakash、Elisa Asmelash、Luis Janeiro、Sean Collins 和国网能源研究院有限公司的刘俊、冯君淑、张宁、刘小聪、刘龙珠、李苏秀、汤芳、张春成、李江涛、邢璐共同撰写。报告由 John Carey 和 Justin French-Brooks 进行编辑。

同时，来自 IRENA 的专家 Dolf Gielen、Paul Komor、Nicholas Wagner、Yunshu Li、Antonina Scheer 以及来自国网能源研究院有限公司的专家蒋莉萍、王耀华、鲁刚、单葆国、代红才、郑海峰对报告提供了指导。

专家们的建议和评论使本报告英文版受益匪浅：Louise Anderson (世界经济论坛)、Martin Haigh (壳牌公司)、Mark McGranaghan (美国电力研究协会)、Caitlin Murphy (美国可再生能源实验室)、Ola Rud (挪威国家石油公司) 和 Bram Smeets (麦肯锡咨询公司)。

本报告中文版由国网能源研究院有限公司编写。

本报告中文版的校对工作由中国科学院数学与系统科学研究院刘德刚完成。

免责声明

本出版物及所使用的资料均按“原样”提供。IRENA 已经采取了所有合理的措施，以验证本出版物中资料的可靠性。然而，IRENA、其任何官员、代理人、数据或其他第三方内容提供者均不提供任何明示或暗示的担保，且对使用本出版物或材料的任何后果不承担任何责任或法律责任。

本文中包含的信息不一定代表 IRENA 成员的观点。提及特定的公司或特定的项目或产品并不意味着 IRENA 认可或推荐这些公司或产品，认为其优先于未提及的类似性质的其他公司或产品。本文件中使用的名称和出现的材料并不意味着 IRENA 对任何地区、国家、领土、城市或地区或其当局的法律地位，或对其边境或边界的划定发表任何意见。

目录

缩略语	9	
计量单位	10	
关于本报告	11	
1	全球能源转型中的电气化	14
1.1	对能源转型的基本认识	14
1.2	新一轮能源转型的驱动因素	15
1.3	清洁电力成为新一轮能源转型的供应主体	17
1.4	智能电气化转型的多重优势	18
1.5	智能电气化所面临的挑战	19
2	电气化技术、智能策略和系统权衡	20
	主要观点	20
2.1	概述	22
2.2	终端部门电气化——技术、趋势和成本动因综述	24
2.3	智能电气化策略	44
2.4	系统性权衡与经济评估：不同的电气化途径在何时何地最为合理？	57
3	IRENA与中国国家电网可再生能源电气化前景分析	67
	主要观点	67
3.1	IRENA《世界能源转型展望》中的电气化	69
3.2	SGERI关于中国中长期能源和电力行业发展的电气化情景研究	75
4	可再生能源智能电气化发展之路上的重点工作	84
	主要观点	84
4.1	概述	85
4.2	政策制定者的优先事项和行动	86

5	结论	94
6	参考文献	96
	附录	105
	附录1 各终端使用部门电气化的历史趋势	105
	附录2 某些关键合成燃料的成本预测	107
	附录3 智能充电案例研究综述	108
	附录4 智能供暖案例研究综述	111
	附录5 系统经济评估案例研究综述	112
	附录6 全球与区域情景比较	121
	附录7 中国情景研究详情	130

数据图

图1 全球一次能源消费 (1800-2019)	15
图2 部分国家终端电气化水平 (1980-2018)	25
图3 电气化最突出的潜在应用概要	26
图4 全球电动汽车的分布	31
图5 交通运输市场的细分	32
图6 公共汽车购买价格分解 (1000美元/每辆车)	34
图7 公共汽车运营成本分解 (1000美元/100千米)	35
图8 交通燃料成本: 单位体积“油井到油箱”成本 (左) 与单位距离“油井到车轮”成本	36
图9 电力多元化转换技术的分类	40
图10 通过氢能将VRE融入终端	40
图11 绿氢生产成本与电解槽的关系	42
图12 智能充电如何使电动汽车提供灵活性	46
图13 电动汽车可以为电力系统提供的服务	47
图14 使用电力的供热系统类型	49
图15 EPRI 2050年的参考情景下美国东南部的电力需求	51
图16 美国各州高峰负荷所在季节的情况	52
图17 从可再生能源电力开始的不同供暖系统的效率	54
图18 智能电气化路径的总体基础设施格局	58
图19 德国交通与供热部门未来情景敏感性分析中的电气化水平	65
图20 2010-2050年基准能源情景、规划能源情景和1.5°C情景下与能源相关的年度二氧化碳排放量, 以及三种情景下的技术减缓贡献	70
图21 智能电气化与其他减缓措施在1.5°C情景下进一步减缓 (与能源相关的二氧化碳吉吨/年)	71
图22 2018年实际和2050年1.5°C情景下按燃料划分的发电量结构 (太瓦时) 和发电装机容量 (吉瓦)	72
图23 2050年转型能源情景和2017年按能源载体划分的终端能源消费总量	73
图24 将选定行业二氧化碳排放量降至零的减排措施	74
图25 2017年-2050年两种情况下终端能源消费总量预测 (单位: 帕焦)	76

图26	2017年-2050年电气化情景下各部门终端能源消费	77
图27	2017年-2050年两种情景下总体电气化水平	77
图28	电气化情景下的各行业电气化水平	78
图29	电气化情景下的电力需求	78
图30	2019年-2050年电气化情景下发电装机及结构	79
图31	2050年电气化情景下各种电源的装机占比	80
图32	2017年-2050年电气化情景下一次能源消费总量 (按煤炭当量计算方法)	80
图33	2017年-2050年电气化情景下一次能源消费总量 (按电热当量法)	81
图34	2017年-2050年电气化情景下各种能源的一次能源消费量	81
图35	2017年-2050年电气化情景下发电能源占一次能源消费总量比例	82
图36	2017-2050年电气化情景下与能源相关的碳排放	82
图37	2017年-2050年电气化情景下各部门碳排放量	83
图38	1980-2018年间选定国家住宅部门的电气化水平 (IEA, 2020a)	105
图39	1980-2018年间选定国家商业和公共服务部门的电气化水平 (IEA, 2020a)	105
图40	1980-2018年间选定国家交通部门的电气化水平 (IEA, 2020a)	106
图41	1980-2018年间选定国家工业部门的电气化水平 (IEA, 2020a)	106
图42	英国建筑行业供暖需求曲线。来源: (Quiggin and Buswell, 2016)	111
图43	不同能源情景下的二氧化碳排放量与电气化率	121
图44	支撑IPCC的2018年《全球温升1.5 °C特别报告》的途径中, 2050年终端电能占比 (%) 以及与全球能源相关的二氧化碳排放量 (十亿吨/年)	122
图45	中国经济-能源-环境综合模型	130

表格

表1 丹麦热泵的投资成本和预测成本 (2015-2050)	28
表2 不同工业电气化解决方案在主要工业终端用途中变得比CCS更经济的标志性阶段	29
表3 合成燃料生产成本预计	43
表4 在全部需求由气源热泵满足时,住宅供暖年峰值用电需求与年平均用电需求的比例(峰均比)	50
表5 德国电气化场景概述	64
表6 智能电气化未来扩展的优先事项和行动	86
表7 甲烷成本预测汇总	107
表8 合成柴油的成本预测汇总	107
表9 电动汽车充电和智能充电对输电网影响的案例研究综述	108
表10 电动汽车充电和智能充电对配电网影响的案例研究综述	109
表11 供暖电气化和智能供暖对电力系统影响的案例研究综述	111
表12 2050年全球情景中的电力份额	123
表13 全球情景中的假设	123
表14 美国情景中的电气化水平	126
表15 美国情景中的假设	126
表16 欧洲情景中的电气化水平	129
表17 欧洲情景中的假设	129
表18 情景设置中的典型因素	131

专栏

专栏1. IRENA在可再生能源电气化方面所做的工作	12
专栏2. 相关实践——世界各地可再生能源电气化在广泛应用	22
专栏3. 中国案例：城市和港口的交通电气化	33
专栏4. 电力多元化转换 (P2X)：氢与合成燃料技术、趋势和成本动因	40
专栏5. 中国智能电动汽车充电网络的发展情况	46
专栏6. 数据中心电气化	50
专栏7. 横切策略：分布式能源资源能够支撑电网并扩大电气化机遇	53
专栏8. 制氢的战略选址	55
专栏9. 案例研究：季节性储氢	56
专栏10. 案例研究：电解槽电网服务	57
专栏11. 欧洲供暖路线图：对供热与制冷电气化基础设施的全面分析	61
专栏12. 到2050年IRENA全球能源系统的脱碳途径	69
专栏13. 利用可再生能源实现净零排放是重要的额外措施	74
专栏14. 衡量电气化水平	75
专栏15. 电气化规划实例	88
专栏16. 电气化市场设计实例	89
专栏17. 电气化社会关注实例	90
专栏18. 智能交通电气化实例	91
专栏19. 智能建筑电气化实例	92
专栏20. 智能工业电气化实例	92
专栏21. 燃料智能电气化实例	93
专栏22. IPCC关于全球升温1.5°C的特别报告所依据情景中的电气化情况	122

缩略语

1.5-S	1.5摄氏度温升情景	PtL	电转液体燃料
BES	基准能源情景	PV	光伏
BEV	电池电动汽车	R&D	研发
CCS	碳捕获和储存	RD&D	研发和示范
CHP	热电联产	REmap	可再生能源路线图
CO2	二氧化碳	SGERI	国网能源研究院有限公司
CSP	聚光太阳能发电	T&D	输配电
ERS	电力道路系统	TES	转型能源情景
EV	电动汽车	TSO	输电系统运营商
FCEV	燃料电池电动汽车	VPP	虚拟电厂
GDP	国内生产总值	VRE	波动性可再生能源
GHG	温室气体	V2G	车网互动
HVDC	高压直流输电	ZEV	零排放汽车
IEA	国际能源署		
ICT	信息通信技术		
IPCC	政府间气候变化专门委员会		
IRENA	国际可再生能源署		
LCOE	平准发电成本		
LHV	低热值		
MENA	中东和北非		
NA	不适用		
OECD	经济合作与发展组织		
P2G	电转气		
P2M	电转甲烷		
P2X	电力多元化转换		
PEM	质子交换膜		
PHEV	插电式混合动力电动汽车		

计量单位

EJ	艾焦耳
GJ	十亿焦耳
Gt	十亿吨
GW	十亿瓦特
GWh	十亿瓦小时
GW-km	十亿瓦-千米
hr/yr	小时/年
kg	千克
km	千米
kV	千伏
kW	千瓦
kWh	千瓦时
m²	平方米
MWe	兆瓦电
MWh	兆瓦时
Pj	帕焦耳
t	吨
t/yr	吨/年
TW	太瓦
TWh	太瓦时
yr	年

关于本报告

国际可再生能源署（IRENA）的最新研究表明，要让能源系统的发展为实现全球温升控制在2摄氏度以内的目标作出所需的贡献，电气化是短期和中期的首要任务。IRENA的《世界能源转型展望2021》显示，到2050年，电力消费至少将翻一番，占全球终端能源消费的50%以上。这意味着，电力在全球终端能源消费总量中的占比的增长速度必须从1980年以来相对稳定的年均0.2%~0.25%提高近四到五倍，达到每年1%左右。这种提速增长必须尽快开始，因为每年可再生能源电气化的增长都被推迟，这意味着需要更大的加速。如果想要将世界的温升控制在1.5摄氏度以内，那么可再生能源电气化的步伐必须进一步加快，以满足2050年所需的更多清洁电力的使用。

如专栏1所述，IRENA近期提出了一系列与迫切推动更广泛电气化相关的关键问题。

至关重要的是，本报告是与中国国网能源研究院有限公司（SGERI）合作完成的。因此，从世界上最大的电网运营商的角度来看，它面临着快速电气化、数字化和可再生能源消纳的挑战和机遇。许多与可再生能源智能电气化的关键创新正在中国以最快的速度开展实践，例如在交通电气化方面。因此，他们加入这项工作并参与未来关于这一专题的讨论能够提供宝贵的经验。

这份研究报告旨在加强IRENA在该领域的工作，从而为政策制定者提供全球可再生能源电气化转型的概念性陈述。报告介绍了相关技术和创新的近期趋势，提出了可再生能源实现电气化的长期可能途径，并明确了实现这些途径的优先行动。

纵观全文，最根本的问题是如何实现“可再生能源智能电气化”，而不是简单给出电气化预测水平。可再生能源智能电气化重点在于可再生能源发电、电气化和数字化飞快发展带来的潜在协同效应，这些前所未有的协调部署可以促进电力、交通、工业和建筑等终端消费部门的更高效使用。为了更深入地了解这种方法背后的策略和好处，本研究还进行了广泛的文献调查。

本报告摘要及主要研究成果，请参见《可再生能源电气化：推动能源服务转型——供政策制定者预览》（IRENA, 2019a）。

专栏1. IRENA在可再生能源电气化方面所做的工作

在探索可再生能源电气化的趋势以及长期可能途径时，本报告受益于IRENA就该主题广泛开展的既有和正在进行的工作。在复杂而系统地向可再生能源智能电气化转型的背景下，以下出版物提供了有关更具体内容的丰富细节，作为本报告的有益补充：

- 《能源转型的电力系统灵活性》（IRENA, 2018a）：本报告概述了提高灵活性的规划方法和一系列选项，特别是为了消纳尽可能多的波动性可再生能源（VRE）能源（太阳能和风能）。
- 《可再生能源发电制氢：能源转型的技术前景》（IRENA, 2018b）：本报告研究了氢的作用，包括满足通过直接电气化难以解决的一系列能源需求所需的技术成熟度和成本降低。
- 《可再生能源未来的创新前景——集成可再生能源的解决方案》（IRENA, 2019b）：这项重大研究提出并分析了共30项创新，旨在从四个关键维度上将高比例的VRE集成到电力系统中：使能技术；商业模式；市场设计；系统运行。作为这项工作的一部分，该项研究还提供了每个创新项目的专门介绍。
- 《氢：从可再生能源视角的分析》（IRENA, 2019c）：本文探讨了氢燃料在实现难以脱碳的能源应用方面的潜力，包括能源密集型行业、卡车、航空、航运和供热。
- 《电力行业转型的需求侧灵活性：分析简报》（IRENA, 2019d）：本简报列出了具有不同成熟度和时间尺度影响的需求侧灵活性的应用和示例，包括通过电气化供热和运输。
- 《迈向可再生能源的未来之路：低碳航运的解决方案》（IRENA, 2019e）：本报告探讨了海运对二氧化碳排放的影响、航运行业的结构以及减少该行业碳足迹需要解决的关键领域。
- 《创新展望：电动汽车智能充电》（IRENA, 2019f）：这一展望显示了政策和技术突破如何推动可再生能源智能充电技术的发展。
- 《全球可再生能源展望：能源转型2050》（IRENA, 2020a）：这份全面的分析概述了根据《巴黎协定》实现能源系统降低碳排放所需的投资和技术。还为具有挑战性的行业探索了深度脱碳方案，旨在最终将二氧化碳排放量降至零。
- 《城市可再生能源的兴起——面向城市未来的能源解决方案》（IRENA, 2020b）：鉴于城市技术应用的多样性和成熟度，本报告探讨了城市中可再生能源的兴起以及当地可用可再生能源的未开发机会。本报告还研究了可用于确定可行方案的城市能源系统规划的可用建模工具。

- 《借助可再生能源实现零排放：消除工业和运输中的二氧化碳排放》（IRENA, 2020c）：
本报告探讨了全世界如何在 2060 年实现零排放，特别是通过利用可再生能源的力量，以及哪些技术、政策 / 监管和经济变革可以在主要工业和运输部门实现零排放。

除了本报告和上述研究之外，国际可再生能源署还将通过其最新版的**创新格局系列**来推进智能电气化主题：“**解决能源需求的智能电气化创新格局**”。本报告将深入探讨智能电气化的定义以及如何预测其部署中的瓶颈。本报告将概述加快终端用途电气化所需的系统化创新，以及制定成功智能电气化战略有用的工具箱。



1 全球能源转型中的电气化

1.1 对能源转型的基本认识

简而言之，能源转型代表了能源系统的深刻变革，包括三个方面：能源供应，能源的加工、转换、输送和消费方式，以及各种市场和政策。能源转型还具有远远超出能源系统本身的重要意义和影响，将改变经济、社会和环境等许多方面。

(1) 能源转型是非常复杂的。

能源系统既复杂又高度集成，发展惯性强，改变起来很难。例如，以化石燃料为基础的能源系统已经形成了一个庞大而稳定的包括基础设施、相关政策法规、价格机制的相互关联的网络，拥有数千英里的管道、数十亿辆的交通工具、供暖系统和其他使用化石燃料的设备。因此，从当前的能源系统转型到清洁低碳的能源系统需要进行巨大的变革，不仅在技术方面，而且在政策和法规方面也是如此。反过来说，做出这样的改变需要前所未有的政治决心、明确的政策方向和国家雄心。因此，不同国家之间能源转型的程度和速度可能存在显著差异。

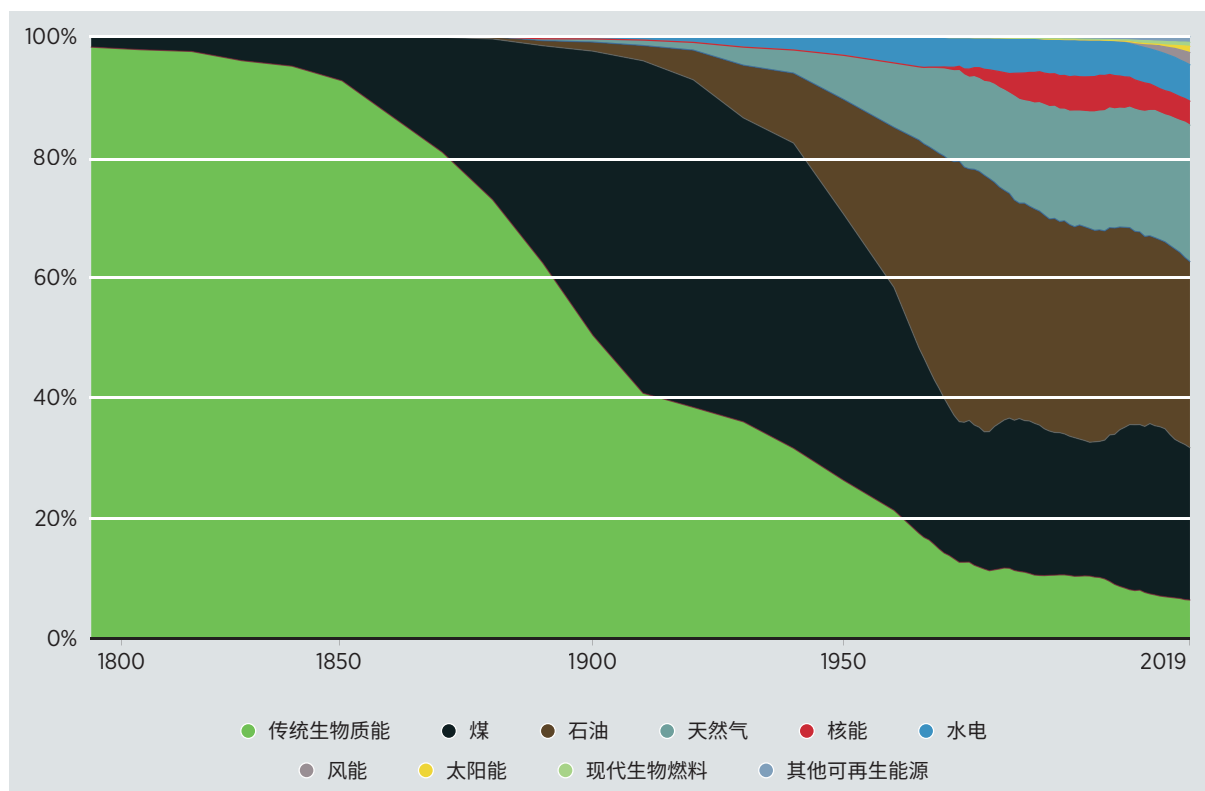
(2) 当前的能源转型必须比过去更快。

由于能源系统的复杂性，能源转型不一定是简单或自然快速的过程，历次能源转型都经历了相对漫长的时间。例如，石油消费占一次能源消费总量的比例从19世纪90年代的1%左右上升到超过煤炭成为主体能源大约用了70年。然而，考虑到气候变化的紧迫性，下一次转型必须比以往更快速地完成。

(3) 能源转型需要一个系统性的视角。

能源系统包括能源供应、能源消费、能源技术、能源基础设施等多方面，因此，需要对整个系统有全面的视角，而不是只关注孤立和碎片化的元素，另外还必须考虑到非能源系统的影响。只有通过深入分析这些单个元素之间及其在整个系统中的关系和作用机制，才能开始了解下一次能源转型的关键特征。与此同时，真正系统化的方法也超越了技术和基础设施层面，包括加速转型所必需的政策、金融、监管和商业模式框架。

图1 全球一次能源消费 (1800-2019)



注：上图中，一次能源是根据电热当量法计算的，该方法考虑到了当转换损失相同时，将非化石燃料转换为所需的能源输入来生产化石燃料的低效率。

来源：Our World in Data (2021)。

1.2 新一轮能源转型的驱动因素

进入21世纪，世界各国日益清楚地认识到，化石能源的大规模开发和利用带来了严重的问题，特别是气候变化和生态环境破坏。与此同时，全球能源科技创新速度加快，使基于能效提升和可再生能源的新一轮能源转型变得可行。下面将讨论能源转型背后的驱动因素。

(1) 气候变化

全球气候变化已是不争的事实，其主要原因是人类活动（主要是化石燃料燃烧）向大气中排放温室气体。政府间气候变化专门委员会（IPCC）在其第五次评估报告中称，大气中二氧化碳、甲烷和一氧化二氮等温室气体的浓度已升至80万年来的最高水平。1951年至2010年间，温室气体排放使地球表面温度平均升高0.5-1.3°C。此外，气候变化正在造成更极端的天气，如更严重的降雨和干旱，并正在导致海平面上升。

2015年，在第21届联合国气候变化大会上，近200个缔约方通过了《巴黎协定》。为了防止气候变化带来的潜在灾难性影响，各方同意将全球温升控制在不超过工业化前水平的2°C以内，最好控制在1.5°C。最近，世界前几大经济体都宣布了更加雄心勃勃的“净零”目标，旨在实现碳中和或温室气体排放完全中和。例如，欧盟和日本制定了到2050年实现温室气体净零排放的目标，中国制定了到2060年实现碳中和的目标。

要实现《巴黎协定》的目标，全球能源体系需要进行深刻的变革，从主要以化石燃料为基础的体系转变为提高效率、以可再生能源为基础的体系。另外，还必须广泛使用电力来替代液体燃料，而当与无碳发电（主要来自太阳能和风能）的进一步部署相结合时，这种电气化不仅能显著提高能源系统的效率，还可以实现可再生能源在一次能源消费总量中占有更高份额。

(2) 技术创新和成本降低

在可再生能源发电技术领域，风电和太阳能发电的效率和经济性不断取得显著提升。在过去的十年里，风力发电的单位容量和效率大幅提高，光伏组件也是如此。这些技术进步加之规模经济、竞争日益激烈的供应链和不断增长的开发商经验，使可再生能源发电技术成为几乎全球所有地区新增发电产能的成本最低的选择（IRENA, 2020d）。根据IRENA的最新成本数据，到2021年，以加权平均数计算的大型并网光伏电站和陆上风电的全球平准化发电成本（LCOE）¹可能会降至0.039美元/千瓦时和0.043美元/千瓦时，使新增可再生能源项目甚至比运营现有燃煤电厂成本更低。未来，围绕可再生能源发电进行的全面创新将实现更高的成本效益并加速更大规模的利用。创新也将延伸到电池技术改进、服务模式（如聚合商）创新、系统灵活性增强，以及发展数字化并使用智能控制系统。

¹ 平准化发电成本是衡量发电厂在其生命周期内单位发电量的平均净现值成本的指标。使用反映平均资本成本的贴现率将发电的生命周期成本贴现到普通年份。

1.3 清洁电力成为新一轮能源转型的供应主体

气候行动和可再生能源创新的双重驱动在全球能源系统中产生了深刻的变化，目前，围绕下一次全面能源转型的关键支柱的共识也在形成。

首先，**清洁电力**有望成为能源系统的供应主体。来自高碳化石资源的电力继续被来自风能、太阳能、水能和其他可再生能源的清洁低碳电力所取代。在不同的可再生能源发电方案中，作为波动性可再生能源的低成本的光伏和风电技术预计将占全球总发电量的大部分。

随着终端能源消费从化石燃料转向电力，**能源服务的电气化**将变得普遍，这与扩大可再生能源发电同样重要。电动或燃料电池汽车将在很大程度上取代化石燃料汽车和卡车，热泵和电锅炉可以替代建筑和工业中的油气锅炉。来自可再生能源的电力也可用于制造氢气或合成燃料，用于难以实现直接电气化的终端领域。对于传输、配送、存储和充电等领域的基础设施新建或升级投资浪潮也将支撑这种电气化进程。能效提升措施的同步实施将确保转型后的终端用户充分高效使用清洁电力。

转型的第三个支柱至关重要，因为它将成为扩大可再生能源发电和普及电气化之间的关键环节。该支柱就是通过部署**“智能”的数字设备**、信息和通信技术（ICT）以及相关运营实践，使电力需求、传输和可再生能源供应进行优化、更加灵活，从而实现更大的效率提升。将此类智能化技术纳入能源转型中，对于降低电力峰值负荷和优化新增电网基础设施的投资至关重要。智能数字技术还扩大了电力消费的机会，并使充分利用不断增长的廉价可再生能源成为可能——尤其是源自太阳能和风能的波动性可再生能源。

综上所述，本报告将这一愿景描述为**“可再生能源智能电气化”**（以下简称**“智能电气化”**），²并揭示了可再生能源发电、电气化和数字化之间的潜在协同效应。同时为促进电力、交通、工业和建筑等需求部门进行前所未有的协调部署，更高效地使用能源创造了条件。

2 这在IRENA的其他研究中也被称为“再电气化”，例如在为IRENA大会第九届会议编写的政策制定者报告综述（IRENA, 2019a）中。

1.4 智能电气化转型的多重优势

智能电气化可以使电力系统更加灵活、更有弹性，同时使更广泛的能源系统更加安全，并减少对化石燃料的依赖。同时，它可以显著提高能源使用效率。与化石燃料消费相比，将电力用于交通和建筑供暖系统等终端用途会更为有效，因此智能电气化实际上将减少相同数量能源服务的总能源需求，从而提高生产力的经济性。智能电气化还可以减少污染，从而改善空气质量和民众健康状况。

智能电气化还促进了电气化和可再生能源之间新的协同效应。例如，在目前的传统电力系统中，电力需求是可变的，但相对缺乏灵活性和可预测性。电力负荷在运行过程中的微小变化可以通过化石燃料电厂或水电厂的调节来满足。也就是说，匹配需求变化的最大灵活性来自电源侧，利用可调度的发电厂进行上下调节。

智能电气化所带来的的是一个完全不同的系统。在这个系统中，交通、建筑和工业行业的电力需求将显著上升，从而创造新的市场空间；太阳能和风能将成为这些新增市场空间的主要供应来源（IRENA，2020a）。与此同时，新能源产生的电力可能会根据当时的天气条件而有所不同，而在电力系统中，如此高份额的波动性可再生能源，会带来更多的运行挑战。智能电气化策略通过扩展电力系统的发电侧，利用所有可用的灵活性资源来应对此类运行挑战。对于在广泛的时间范围内的需求灵活性而言，情况尤为如此。比如，借助于新的数字技术，电动汽车（EV）的充电可以在几毫秒内加速或减速，也可以转变为在几小时内完成；而交通领域应用这种“智能充电”方法可以将普及电动汽车所需的配电网投资减少40%到90%（IRENA，2019f）。电力系统所特有的类似的需求侧管理和响应潜力也广泛存在于建筑和工业部门。

因此，可再生能源智能电气化创造了一个良性循环，电气化推动了可再生能源的新用途和新市场，加速了终端能源转向电力，创造了更大灵活性，从而推动了可再生能源的进一步增长和技术创新。增长和创新还可以降低成本，创造额外的投资和商业机会。

1.5 智能电气化所面临的挑战

这一重大转变并非轻而易举。能源系统既复杂又高度集成，改变起来很难。在政策方面，能源系统高度依赖根深蒂固的法规、税收和补贴，这需要相当大的政治意愿进行调整。即使在有政治意愿的领域，市场和供应链的转变也可能需要很多年，比如全球汽车产业转向电动汽车、家庭供暖转向热泵。人们每10到15年更换一次供暖设备和汽车，而在世界某些地区，建筑存量的翻新速度每年不到1%。任何转型都会有利有弊，而那些没有受益的人可能会抵制变革。成本和收益的分配需要公平公正，才能被广泛接受。

在技术方面，转型需要将大量波动性可再生能源并入电网，这涉及到在发电量或发电负荷与用电量或用电负荷不匹配的情况下实现匹配供需。此外，电网、电动汽车充电网络和氢气或合成燃料的生产也必须新建或扩建基础设施。

转型所需的基本技术已经存在，并通过持续创新不断改进或降低成本。扩大这一创新对加速能源转型和降低总成本至关重要。



Photo: ntpicker / Shutterstock.com

2 电气化技术、智能策略和系统权衡

主要观点

- 未来电气化的技术途径越来越为各行各业所熟知，电动汽车、电供暖、氢气和合成燃料的电气化生产、工业过程的电气化都是可行的，并且具有极大潜力，但目前它们处于不同的发展阶段。
- 虽然交通和供暖领域的电气化进程发展很快，且不太协调，存在增加系统负荷峰值的风险，但通过数字化和低成本可再生能源实现的智能电气化对于降低峰值负荷具有巨大潜力，从而实现优化电网投资或增加额外发电容量。
- 通过应用智能电气化技术进行避峰、错峰，或者提供季节性和可以长期存储的氢气，能够更好地匹配电力需求并适应波动性可再生能源供应，这样不仅有助于波动性可再生能源并网，而且还可以扩大它们的应用市场。
- 在交通领域，精心规划的智能充电网络在避免因电气化导致的峰值负荷增加方面至关重要，它使电动汽车能够提供显著的需求灵活性，从而通过最大限度地利用波动性可再生能源容量来减少系统成本。凭借合理的设计，插电式汽车还可以为输配电 (T&D) 系统运营商提供电网服务、降低平衡成本并改善可再生能源在系统和地方层面的整合。
- 在建筑部门，智能供暖和制冷也可以通过与智能电表、恒温器和建筑管理系统相连的热泵提供类似的好处。这些负荷可以作为分布式热负荷，参与需求响应计划，提高整个系统的效率。在这种情况下，将电气化与建筑效率相结合是至关重要的，因此低效的建筑不会导致电力使用的大幅增加。
- 尽管电气化因其效率的提高从而降低了所需的一次能源总量，但供暖和制冷领域的电气化可能会提高现有建筑物的冬季供暖负荷高峰和夏季制冷负荷高峰，这具体取决于气候。一个关键的解决方案是储热，储存热能以补充季节性波动性可再生能源的生产，这样可以在夏季储存热量以供冬季使用，也可以在冬季储存热量以供以后制冷所需，就像现在储存天然气以满足预期的未来需求一样。
- 尽管可再生能源发电通常比传统发电厂更加分散，但通过智能电气化，这种分散性可以成为新的解决方案的来源，而不是成为潜在问题。借助于数字化和信息通信技术将分布式资源整合在一起，可以有效地使它们像单一来源一样发挥作用，从而提供快速爬坡的辅助服务，取代化石燃料电厂的备份容量，并通过减轻灵活性或阻塞问题，显著降低电网基础设施的压力，或者甚至可以推迟和避免电网升级和扩建的需要。

- 在工业领域，低成本可再生能源在世界各地的扩张为改造或创造新的商品市场提供了极为难得的机会，同时增加了该行业的电力份额——将工业运行设施转移到拥有高质量、低成本可再生能源的地区并将其安置在同一地点，提供了最佳制氢的优势条件。这种更智能的工业电气化方法很有可能彻底改变钢铁生产以及其他行业中难以电气化的流程。
- 季节性储氢还可以将过剩的可再生电力储存数月，从而延缓或减少波动性可再生能源可能需要的电网投资。在输电线路阻塞和波动性可再生能源占比高的地方，储氢价值尤其巨大。
- 即使采用了上述智能电气化策略，在系统层面上，直接和间接电气化实现路径之间仍存在严重的经济权衡。早期的研究正试图为整体发电和输配电基础设施确定直接和间接电气化的最低成本组合，并对不同行业的不同实现路径的合理程度形成清晰的认识。
- 大多数研究发现，在系统层面上，不管直接还是间接电气化，可再生能源装机需求似乎都是最大的基础设施投资。因此，在高效的系统规划中尽量减少此类装机需求这一基本原则是合乎逻辑的。
- 相对于发电容量，输电和本地配电网的投资需求可能较小，但它们仍可能是某些地区电气化的关键瓶颈，通常值得进行专门的分析和投资。
- 纵观全局，即使在电气化开始之前，几乎所有的研究都建议通过节约能源和提高能效，以减少不必要的新增发电装机容量。
- 与城市中的分散式热泵相比，集中供暖系统被认为在 most 有效地利用电力供暖和制冷方面发挥着极为重要的作用，尤其是考虑到其总体基础设施需求（发电、输配电、储能和终端消费技术）的成本通常较低。与完全电气化的系统相比，这些热力网络还可以为季节性供暖和制冷提供更大规模的和更多样化的储能解决方案，在理想情况下会减少整体基础设施容量需求。与这种集中式系统相关的损失也需要考虑到计算过程中。
- 一旦耗尽了能效和替代能源后，研究提出了剩余直接和间接电气化的不同最佳份额，主要遵循尽量减少发电装机需求的原则。
- 考虑到竞争日益激烈的终端消费技术（电动汽车和热泵）的可用性以及可降低其网络基础设施成本智能电气化策略的可行性，那些少量使用燃料的领域（例如，轻型汽车需求、农村供暖和制冷需求，甚至轻工业）应该尽可能地实现直接电气化。
- 如果没有减碳替代方案，那些需要大量使用高能量密度燃料的领域（如航空、长途航运和高温加热）就应该通过绿氢及其衍生的合成燃料实现大多数间接电气化的候选领域。由于缺乏具有竞争力的直接电气化终端技术，就必须增加所需的发电量。³

3 在本报告中，假设合成燃料（电燃料）是使用可再生能源生产的。利用可再生电力生产氢，然后与二氧化碳（例如来自工业废气或空气中的二氧化碳）结合，形成一种零净温室气体排放的碳氢化合物。该过程通常称为电力多元化转换。专栏4包含有关该主题的更多详细信息。

2.1 概述

在本报告所讨论的三个主要终端能源消费部门（建筑、交通和工业）中，都有了明确定义的技术选项可用以提高电气化水平。通过结合可再生能源发电和关键基础设施网络，这些选项有可能实现关键的碳减排目标，例如《巴黎协定》的目标。如第3章所述，IRENA的研究工作为实现长期电气化提供了全面而现实的总体途径。

然而，在转型期间，不协同的电气化可能会带来重大问题并产生意想不到的后果，例如峰值电力负荷快速增加并超过可用发电容量。还有一些问题涉及到不同电气化实现途径的基础设施投资需求，以及哪些实现途径需要更具战略性的决策才能完成所需的规模。

本章通过讨论可再生能源智能电气化的策略来解决这些问题。我们将这些策略定义为：在不会过度增加系统成本或影响供应安全的前提下，以智能方式促进可再生能源电气化转型。

在讨论智能电气化的重要性之前，本章将概述建筑、交通和工业部门的电气化技术、趋势和成本动因。接着，报告将评估特定智能电气化策略在确保电气化和可再生能源高水平兼容并良好集成方面所发挥的作用。虽然用于提高电源侧灵活性的各种措施对于波动性可再生能源整合也很重要，但它们不是本章所述策略的重点。最后，我们将智能电气化放在系统的背景下，探索不同实现途径和策略对整体基础设施投资需求产生的影响。

专栏2. 相关实践——世界各地可再生能源电气化的广泛应用

尽管本报告阐述了电气化的重要性，但考虑到多种碳减排替代方案，并不是每个能源系统都需要达到100%或者很高的电气化水平。2.4节探讨了高比例可再生能源系统中不同电气化和碳减排途径间的权衡取舍。

然而，这并不意味着这种广泛电气化在各种环境中都是不可行的——相反，目前一些国家已经进行了良好实践，并已实现了100%或高比例可再生能源电气化，或者为实现这一目标设定了明确的路径。

挪威

挪威的能源系统已经达到了很高的电气化水平，与全球能源系统到2050年将温升保持在2摄氏度以下所需的水平相当（详见第三章）。2018年，该国电力消费占终端能源消费总量的48%，主要是得益于其丰富的低成本水电发展，这一直是建筑和工业部门高电气化水平的关键推动因素（两者电气化水平分别为84%和66%）（IEA，2020a）。

在挪威的建筑中，大部分空间采用电力供暖，这在集中供暖中占有很大份额，并且政府最近承诺禁止使用石油供暖。挪威的大多数陆上工业也实现了高度电气化，海上石油设施和陆上工业过程的碳减排将是下一阶段的目标。交通部门是唯一一个电气化滞后的行业（2018年电气化水平2%）。虽然挪威铁路主要采用电力驱动，但公路运输仍以化石能源消费为主。但是，如2.2.2节所述，该行业也具有很强的电气化潜力。挪威在插电式电动汽车市场份额方面处于世界领先地位，2017年，其电动汽车销量超过汽车总销量的50%，该国还制定了到2025年实现100%销售零排放汽车的目标。

如果交通部门在未来几年按计划持续实施电气化，那么到2050年，挪威能源系统的大多数终端用途可能会以电力为主。挪威能源工业协会（Energi Norge）是一家公用事业咨询机构，其最近的一项研究得出结论，到2050年，挪威完全使用清洁电力是可能的（Energi Norge, 2017）。

丹麦

尽管丹麦终端电能占比低于挪威（2018年接近20%）（IEA, 2020a），而且没有大量的低成本水电资源，但该国现在正计划通过开发其海上风能资源来扩大电气化规模，以实现2030年的气候目标。目前，该国计划未来几年在波罗的海和北海上建立全球首批的“能源岛”（其中一个为人工岛），并在岛上新增至少5GW的海上风电装机容量，且有进一步扩大的潜力（Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, 2020）。这些岛屿的年发电量将超过目前丹麦居民年用电量，并且岛屿发电量将用于扩大当前建筑行业电气化水平（2018年为28%）。与此同时，在2030年前该国将逐步淘汰私人的石油和天然气锅炉，逐步采用热泵和集中供暖。

海上风电的能源岛还将应用电力多元化转换技术，该技术最终可以用于将多余的风电制造绿氢。这种通过绿氢实现的间接电气化将有助于建筑和交通以外的行业实现碳减排，这些部门已经有了现成的终端用电技术，并将在2030年之前进行大幅扩张。虽然它们不是丹麦的主要能源消费领域，但政府专门侧重于重型陆运、海运和空运以及各种工业过程（目前工业用电占比为33%）的间接电气化，以期到2050年实现碳中和。

阿拉伯联合酋长国

与丹麦一样，阿联酋的终端电能消费低于全球领先的挪威。2018年，该国的电气化水平为18%（IEA, 2020a）。然而，该国是建筑行业电气化水平最高的国家之一（2018年为96%），其能源消费在各行业和各时间段也是截然不同的。例如，鉴于该国的气候，建筑物中的大部分能源消费都与冷负荷（空调和制冷）而不是热负荷有关，基于这样的情况，该国目前可以更直接地使用终端用电技术。但目前阿联酋大部分电力来自天然气发电，在夏季用电高峰期，对空调的需求也使得其用电量大约翻了一番。该国的工业和非能源化工/石化部门的电气化水平也远高于其他许多国家，2018年为61%（分别为56%和5%）。因此，阿联酋在将终端能源消费转向

可再生能源方面面临着独特的挑战。然而，关于该国如何利用其独特的地理和工业环境来展示世界领先的智能电气化的方案仍在讨论中（Gielen, 2020）。例如，该国的原铝产量约占全球的4%，这部分除了具有电气化潜力外，还能提供巨大灵活性来匹配波动性可再生能源。储存液态铝可以在保障下游连续生产的前提下，调节冶炼环节的用电需求，从而释放高达10-20%的峰荷。该国主要的海水淡化行业也具有独特的储能潜力，水可以储存数月或数年。

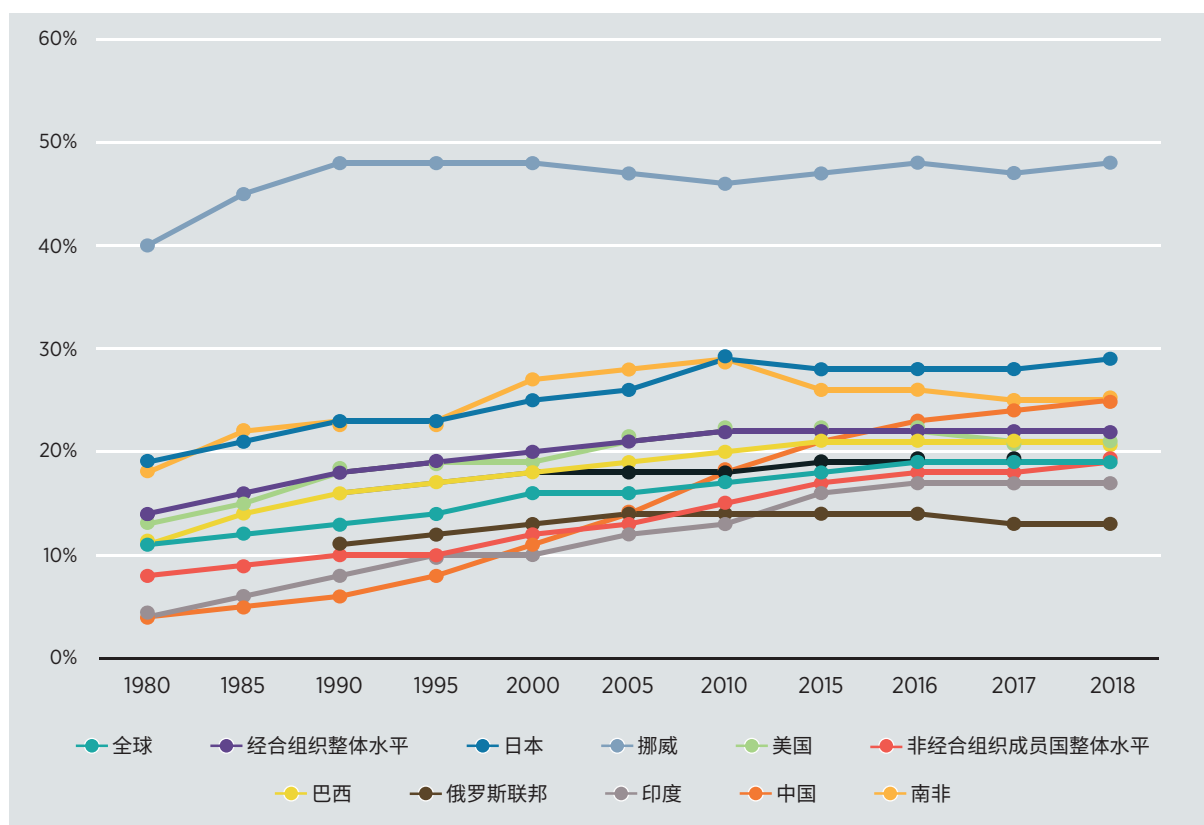
这些方案，连同以光热和光伏形式大幅提升的优质太阳能发电，再加上专门用于生产绿氢的太阳能设施，可以形成一套可行的替代方案，以替代目前天然气消费需求（IRENA and Masdar Institute, 2015）。由于阿联酋在全球航运和船用燃料供应方面的扮演的主要角色（例如，2017年供应了全球8%的航运燃料）使其在难以减排领域实施创新。最后，由于目前该国的基础设施特点，例如生物燃料等碳减排替代方案可能被证实在此类环节上更为可行（有关这些方面的更多讨论，请参见2.4节），阿联酋等国已有率先探索不同途径的打算，上述的可行性将在这些国家得到检验。

2.2 终端部门电气化——技术、趋势和成本动因综述

本节介绍了关键的终端用能技术，以及如何利用这些技术推进建筑、交通和工业三个部门的电气化进程。2018年，这三个部门的终端能源消费量约各占全部终端能源消费总量的三分之一。当前，世界各国的电气化水平各不相同。例如，OECD国家的水平普遍略高于非OECD国家，但金砖国家（巴西、俄罗斯、印度、中国和南非）的增长率近年来普遍高于OECD国家，尤其是中国（图2）。电气化水平与一系列相关因素有关，包括经济发展水平、资源禀赋、产业结构和推动替代能源竞争力的政策。比如，由于挪威过去开发了其丰富的低成本水电资源，该国的电气化水平似乎显得鹤立鸡群，但这已经成为该国建筑和工业部门高电气化水平的关键驱动因素（更多详细信息请参见专栏2）。



图2 部分国家终端电气化水平 (1980-2018)

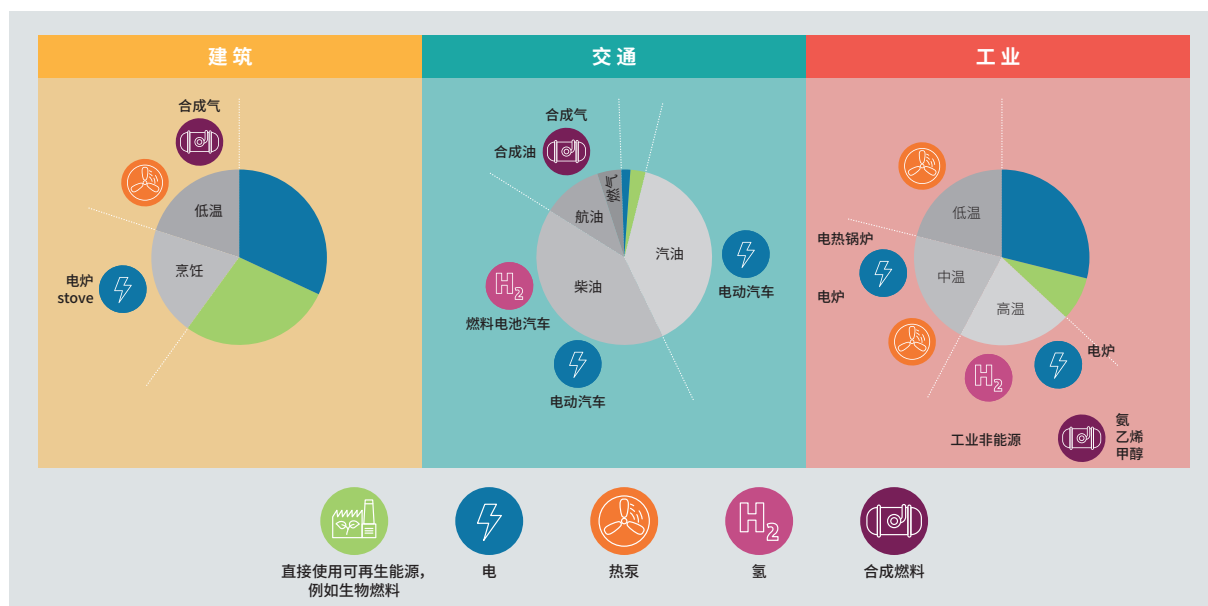


来源: IEA (2020a)。

图3总结了目前全球各部门的能源使用情况，展示了可以取代化石燃料的技术及其终端用途。接下来的若干小节提供了有关于每个部门电气化潜在技术组成的更多详细信息。从概念上讲，解决方案可以分为两大类——直接电气化和间接电气化。直接电气化需要终端用能技术直接使用电力，而间接电气化则需要在使用之前将电力转换为另一种能源载体（比如氢气）。专栏4里给出了间接电气化或电力多元化转换解决方案的更详细视角。

虽然这些电气化途径的主要目标之一是碳减排，但电气化并不是上述所讨论的各行业碳减排的唯一选择。事实上，正如IRENA的可再生能源路线图（REmap）所显示的那样，除电气化外，碳减排还需要一些补充解决方案，比如大幅提高能源效率和发展可持续生物能源。本报告并未全面讨论这些解决方案以及它们与未来能源结构中电力之间的平衡，但在2.4节中会进行部分论述。

图3 电气化最突出的潜在应用概要示意图



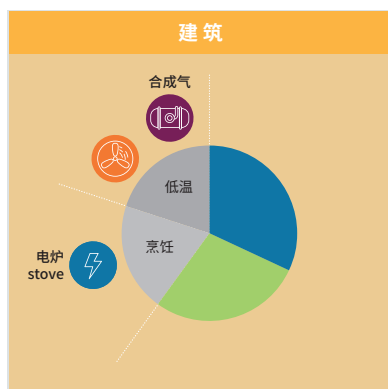
建筑部门

目前，全球建筑部门每年消费约122 EJ的能量，约占全球终端能源消费量的30%（IEA，2020a），其中超过一半是由天然气、石油、煤炭或生物质等供应的。住宅和其他住房消费了约70%的建筑用能，商业和政府建筑则使用了其余的30%。目前，电力大约供应了住宅用能的24%、商业和公共建筑用能的51%。

在建筑行业实现更高水平电气化的关键技术选项包括：⁴

- (1) 使用热泵进行空间和水的加热或冷却。
- (2) 使用电加热器或电锅炉在空间和水加热方面实现电气化，以及使用电炉和电烤箱进行烹饪。
- (3) 使用可再生能源电力生产燃料，如氢及其衍生的合成燃料，通过已有或新建的燃气输配管网来供应。

⁴ 电阻加热涉及让电流通过专用材料以产生热量。电炉或锅炉等电器使用这种材料加热空气或水，加热后的空气或水可以通过风扇分配，在管道中循环或储存以备后用。热泵不是通过电力产生热量，而是利用电力加热或冷却制冷剂（通过其液态和气态之间的物理转换），从环境空气（空气源热泵）或地面（地源热泵）传递热量，然后将其分配用于空间/水的加热和冷却。与电阻加热系统相比，热泵的一个经常被提及的优势是其卓越的效率，因为它们可以将效率提高2-5倍，因此相同的服务需要更少的电力。



电阻加热和热泵既可用于单个建筑，也可用于大规模的集中供暖系统。虽然依靠化石燃料的供暖设备仍占全球建筑供暖设备销售额的一半左右，但近年来，传统电加热、热泵、区域供暖和制冷类设备的销售额持续增长，约占新增销售额的40%（截至2017年）（IEA，2019a）；欧洲、美国和日本已经安装了大量此类设备。欧洲已安装近1100万台热泵供个人和大规模集体使用，其中挪威和瑞典占比居领先地位，分别约有45%和35%的家庭使用热泵供应（European Heat Pump Association，2018）。在美国，大约有1200万家庭主要依靠热泵供暖，另有1200万家庭使用其他类型的电供暖；两者加起来一共约占总住户的20%（EIA，2018）。2001~2018年间，日本5800万户家庭安装了630万套家用热泵系统（HPTCJ，2019）。

对于建筑用能的直接电气化或热泵，一个不太成熟的替代方案是使用氢能及其衍生的合成燃料（主要是合成甲烷）作为天然气的替代品。虽然这种方法尚未广泛应用，但如果允许使用现有的天然气基础设施，避免资产搁浅，该方法可能会有一定的优势。2.4节将更详细地对这一潜在效益是否会对氢及合成燃料在整个建筑系统中的应用前景产生重大影响进行讨论。

建筑部门：关键网络和终端基础设施需求及成本动因

建筑部门的电气化过程将涉及到新建或升级改造大量的能源网络和终端用能基础设施。

对于电加热器/锅炉和热泵，这些需求包括：

- 制造和安装电加热器和/或电锅炉。
- 制造和安装热泵。
- 将电气化热源连接到热网（对于集中供暖系统）。
- 翻新建筑以提高效率。
- 安装智能电表以实现智能建筑服务。
- 引入智能建筑服务本身（例如电力潮流管理、促进智能信息交换的数字化以及用于与分布式本地资源进行集成的高级算法）。

至于这些设施的成本，热泵的投资成本通常远高于电加热器和电锅炉以及燃气/燃油锅炉解决方案的投资成本，但由于热泵效率高，其运行成本要低得多。

丹麦能源署和丹麦国有能源公司Energinet定期发布的技术目录中给出了不同类型热泵的安装成本预测。如下表所示，规模效应影响单位成本。对于10kW机组的成本，预计将从2015年的10 000欧元降至2050年的7600欧元。其他信息源也提供了类似的成本估算，具体成本也取决于当地的具体情况。⁵对于住宅和轻型商业而言，热泵系统的典型规模为4~50kW，而集中供暖系统的典型规模为100kW至兆瓦级（Nowak，2018）。

表1 丹麦热泵的投资成本和预测成本 (2015-2050)

规模(制热能力)	5 kW	10 kW	15 kW	
空气水热泵, 投资(欧元/机组)	7 500	10 000	12 000	
地源热泵, 投资(欧元/机组)	12 500	16 000	19 000	

热泵, 空气水, 现有的独户住宅	2015	2020	2030	2050
单机产热量(千瓦)	10	10	10	10
具体投资额(千欧/机组)	10	9.4	8.5	7.6

来源: Danish Energy Agency and Energinet (n.d.)

热泵在大型热交换区域和隔热良好的建筑中的效果最好。这些特征可能适用于新建筑，旧建筑通常需要通过额外的隔热与节能措施进行改造，以实现热泵的效率提升。如果供暖电气化是为了提高整个系统的效率，那么高效节能建筑则是一个关键的先决条件。因此，可能需要对现有建筑物进行大量的改造。改造成本取决于当地情况和建筑存量类型，比利时对建筑物供暖策略的一项研究表明，对建筑围护结构轻度改造（包括门窗的全面隔热和升级）的总成本为705欧元/平方米，深度改造的总成本为1080欧元/平方米（Vandevyvere and Reynder，2019）。

5 其他信息来源也考虑到了空气源热泵（空气到空气）。英国2012年的一项研究报告显示，8.5千瓦空气源热泵的安装成本为10900美元（Delta Energy & Environment and Energy Networks Association, 2012）。预计到2045年，该成本将降至8500美元。同样大小的地源热泵的成本大约是其两倍。相比之下，燃气锅炉的投资成本为2900-3500美元，燃油锅炉为6300-7800美元，蓄电式加热器为3100-5100美元。对欧洲开展的其他研究估算了这些成本，一项针对欧盟28个国家的研究估计，住宅用空气源热泵的成本更高，为13400美元（Connolly, Lund and Mathiesen, 2016），而比利时的另一份报告则指出，目前住宅空气源热泵的成本为8000欧元（Vandevyvere and Reynders, 2019）。然而，这两项研究都坚持类似的假设，即这些投资成本大约是替代化石燃料锅炉成本的两倍。再举一个例子，在日本，热泵主要用于家庭热水供暖。一个带有370升油箱的标准装置的成本为1500-2000美元，外加2000美元的安装费用（Kakaku, 2019）。这些热泵的成本是传统热水系统的两倍，但其运行成本约为传统装置运行成本的五分之一（Abdelaziz et al., 2012）。

在可行的情况下，尽管需要建立集中供热网络，但集中供暖系统和其他集中解决方案可能比在每栋建筑中安装供暖装置更具成本效益，因为它们可以实现负荷的多样性、具有更大的储热潜力和更低的改造成本。2.4节对这些替代方案在整个系统范围内的作用进行了评估。就每户成本而言，英国集中供暖系统热接口的户内成本估计约为2900美元（Delta Energy & Environment and Energy Networks Association, 2012）。在比利时，住宅楼的集中供暖连接成本设定为每栋楼8000欧元（Vandevyvere and Reynders, 2019）。

尽管智能电表和服务的成本高于建筑物中传统计量的成本，但其项目成本远远小于所讨论的其他基础设施项目成本。例如，对英国智能计量实施计划中1660多万次计量升级的分析显示，电表的平均成本为36英镑，燃气表为53英镑，先进的双燃料计量表为120英镑，而安装成本为每表88~143英镑（BEIS, 2019a）。

对于**氢及合成燃料**，建筑物、网络和终端基础设施的需求包括：

- 升级终端设备，例如燃气锅炉/熔炉，用于使用氢/合成燃料。
- 升级天然气输配网络以大量使用氢或合成燃料。
- 安装智能燃气表以实现智能建筑服务。
- 引入智能建筑服务本身（例如热流管理、促进智能信息交换的数字化以及用于与分布式本地资源进行集成的高级算法）。

氢气和合成天然气可以使用现有的天然气输配系统输送到建筑物中。虽然低比例的氢气（10-20%）可以在没有重大技术挑战或重大投资的情况下混合到天然气中，但大多数设备和大部分输气系统以及部分配网系统，都需要进行重大改造或升级，才能输配更高比例的氢气（IRENA, 2019c）。例如，燃气流量检测仪和量变器，以及储气罐和燃气锅炉，这些都可能需要调整或改造；并且，由于气体成分的不同，可能还需要采取更多的安全措施。

除了支撑混合比例提高的措施之外，主要的网络基础设施需求是安装智能燃气表，并加装与上文讨论的热泵相同类型的建筑服务（例如流量管理、促进智能信息交换的数字化以及用于与分布式本地资源进行集成的高级算法）。

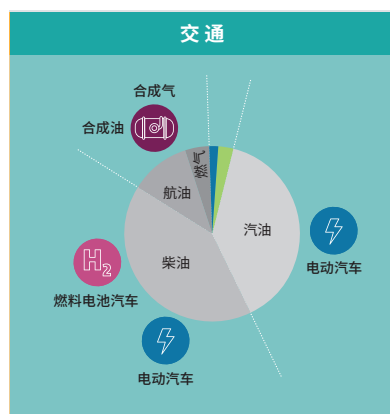
虽然这些燃料的生产成本通常会高于网络基础设施升级的成本（更多细节见专栏4），但这些网络基础设施升级的成本也可能很高，尤其是随着氢和合成燃料比例的提高而加大。目前的网络改造为了解可能的成本提供了一个窗口。以德国为例，该国正将30%的天然气客户所使用的天然气从低甲烷含量的天然气（L-gas）转换为高甲烷含量和高热值的天然气（H-gas）。这个为期10年的项目所需的网络改造升级的预计成本为70亿欧元（78亿美元）（IRENA, 2019c）。

交通部门

目前，全球用于交通运输（包括公路、铁路、海运及航空客运与货运）的大约121 EJ能量中，电力仅提供了大约1%（IEA，2020a）。三分之二以上的电力用于铁路运输，其余大部分用于电车和地铁。

推进交通部门电气化的关键技术选项包括：

- (1) 使用电动汽车，包括乘用车、卡车与公共汽车，主要（但不限于）满足中、短途出行需求。
- (2) 利用可再生电力生产氢气，为燃料电池汽车（FCEV）和长途运输火车提供动力。
- (3) 使用可再生电力生产合成燃料，替代能源密集型货运和长途运输行业（即海运和航空）中使用的化石燃料。

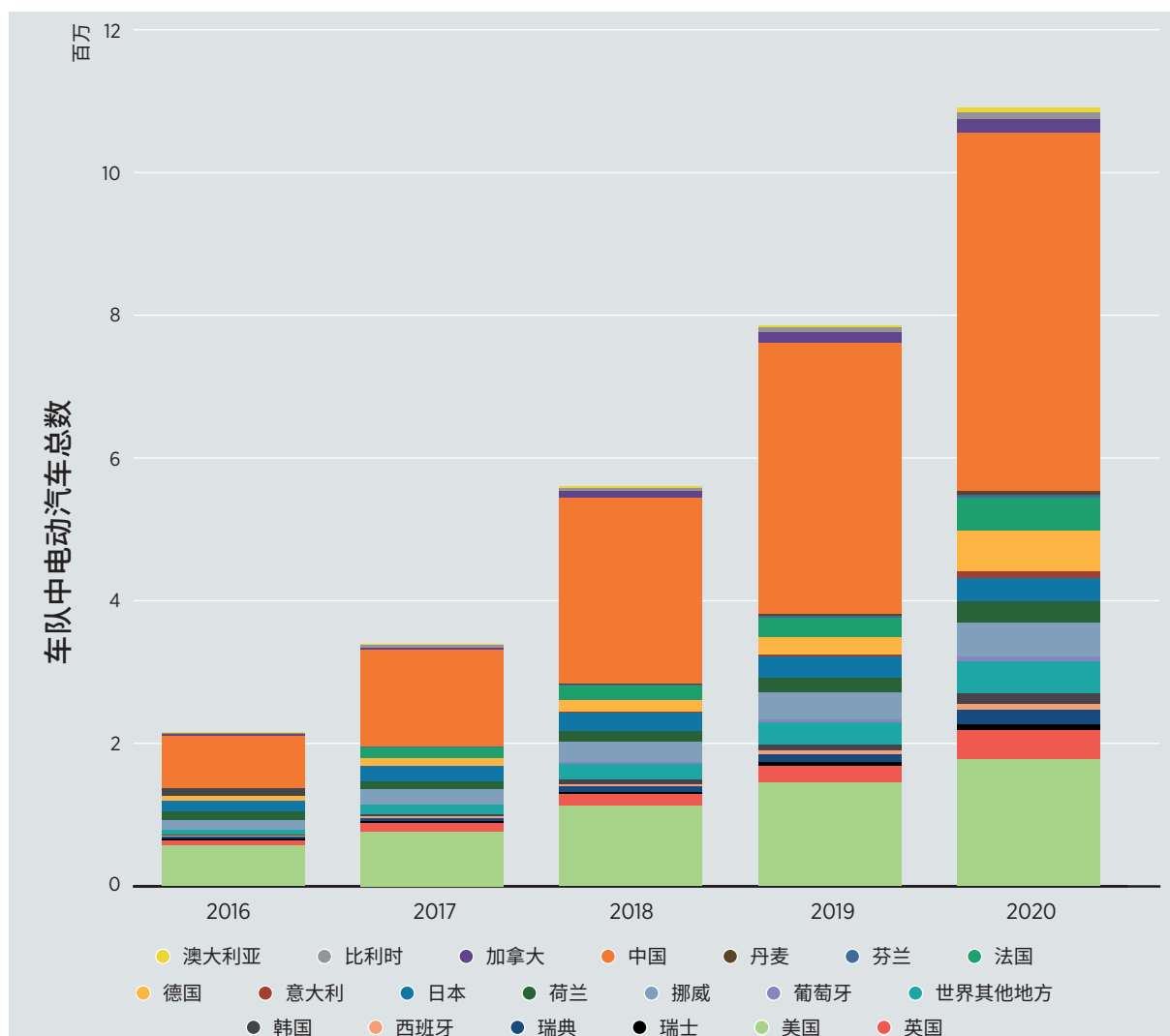


目前在道路上行驶的电动汽车大约为1100万辆，其中包括纯电动汽车（BEV）和插电式混合动力电动汽车（ZSW，2020）。从全球规模看，这些电动企业的用电量尚不算很大，但电动汽车的销量正在快速增长。2020年电动轿车的销量同比增长41%，而与此同时，全球汽车市场则收缩了16%。由于2021年第一季度的销售额达到了去年同期的近两倍半（IEA，2021），2021年预计会继续保持这种增长势头。尽管挪威以大约56%的国内电动汽车市场份额领先世界其他国家，但中国毫无疑问是最近一段时间电动汽车加速增长的推动者，占近年来乘用车电动汽车销量的50%以上，并占据了几乎

全部电动公共汽车的市场销量（IEA，2021）。轿车与公共汽车之外的乘用车电动汽车，在电动汽车中也发挥着重要作用；截至2016年，电动两轮车和电动三轮车的数量约为2亿辆，一些人士估计，在强力推进碳减排的背景下，其数量到2050年将增长十倍，达到20亿辆以上（IRENA，2019g）。自动驾驶汽车的出现、拼车以及其他类型共享出行方式的增加，可能进一步推动电动汽车的增长，这两者都是因数字技术的出现而成为可能，并且可与电动汽车进行极好地互补（Deloitte Center for Energy Solutions，2017）。⁶

⁶ 例如，电动汽车在高利用率的拼车车队中比内燃机汽车具有运营成本上的优势，而且与自动驾驶技术进行集成更容易。

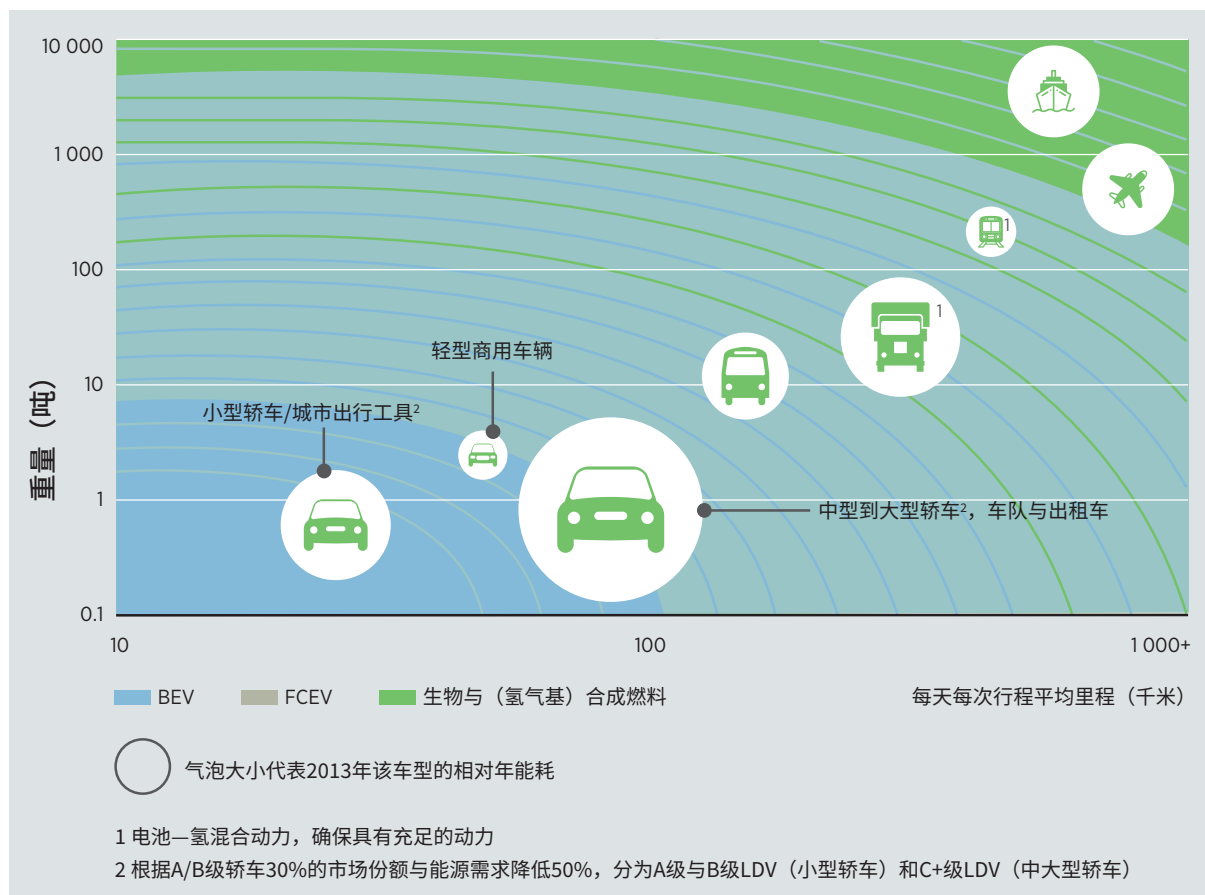
图4 全球电动汽车的分布



来源: ZSW (2020)。

燃料电池汽车（FCEV）的销量远低于电动汽车的销量，2020年上路行驶的燃料电池汽车只有25000辆（IEA，2021）。虽然美国、日本和中国在过去几年中率先部署，但韩国在2020年成为拥有最大燃料电池汽车保有量的国家（占有所有燃料电池汽车的29%和乘用车燃料电池汽车的40%）。尽管目前的市场规模很小，但与电动汽车相比，燃料电池汽车具有续航里程更长且加油更为方便的优点。因此，它们可能非常适合于较高强度工作周期的细分市场，例如长途与高利用率道路车辆（如重型卡车）以及地区/城际公共汽车、火车、渡轮和实用车辆（如叉车），在这些场合下，目前的电池存在一定的局限性（IRENA，2018b）。因此，在交通部门能源转型的大背景下，应将氢能视为对纯电动汽车的补充。事实上，如图5所示，燃料电池汽车和纯电动汽车在每个细分市场都有明显的竞争优势。例如，欧洲已经开始将氢燃料电池用于商业铁路，从而避免安装架空电线的高额投资（IRENA，2018b）。此外，可再生能源生产的氢气及其衍生的合成燃料具有间接推动部分海运和航空领域电气化的潜力。

图5 交通运输市场的细分



来源: IRENA (2018b)。

然而,随着电池技术的进步及成本的下降,上述市场细分正在发生变化。特别来说,电动卡车,尤其是短距离到中距离的运输,可以比预期更快地获得显著的市场份额。例如在欧洲占主导地位的交通运输中,大约一半的货物运输行程不到300 km (Transport & Environment, 2017)。除了行业领军企业推出越来越多的电动卡车之外,加利福尼亚州、德国和瑞典都在实际验证对货运进行互补的创新解决方案,例如“电动道路系统”(Research Institutes of Sweden, 2019)。

同样是从中、短程运输开始,海运与航空领域也正在探索通过电池驱动船舶和飞机实现直接电气化。例如,在挪威,挪威机场公共运营商Avinor相信,所有1.5小时以内的航班都可以使用电动飞机,这将覆盖所有国内航班与飞往相邻斯堪的纳维亚地区首都的航班(Avinor, 2018)。在许多配备岸电设施的主要港口,船只停靠时已经在使用电网电力,以便减少对当地污染及燃油使用。此外,以短途渡轮为主的全电动船舶现已投入商业使用(Holter and Hodges, 2018)。

专栏3. 中国案例：城市和港口的交通电气化

在迫切需要减少空气污染的推动下，中国的城市迅速成为交通电气化领域的全球引领者。例如，深圳在不到五年的时间里将其16000多辆公共汽车全部改用电力驱动，并在2017年完成这一转变过程（Lu, Xue and Zhou, 2018）。尽管柴油公共汽车仅占该市总车队的0.5%左右，但取代之前的柴油公共汽车将减少20%的交通部门排放。到2019年，深圳还将全市21000多辆出租车中的99%改为电动（Liao, 2019），并凭借出租车的高利用率大大减少了污染。

北京学习了深圳的经验，目标是到2020年将电动公共汽车在城市车队中的份额提高到60%。这意味着将有1万辆电动公共汽车投入运营，比2017年增加10倍（China Daily, 2017）。总部位于深圳的电动汽车制造商比亚迪还开始将其成功经验输出到世界各地，该公司接到了英国、智利和南非的城市的订单，要求为其提供电动公共汽车（Liao, 2019）。

中国其他交通领域也正在朝着更高电气化水平的方向迈进。全球可持续电力合作组织（GSEP）在其《新电力前沿》报告中指出：

“中国电气化铁路的比例约为40%。据预测，这一数字将在2020年和2050年分别增加到60%和90%。鼓励港口船只使用电力驱动，替代原有柴油；鼓励机场所有车辆和设备由电力驱动。2017年，中国国家电网有限公司在京杭大运河、东部沿海和长江沿线建设了44个高压与507个低压供电系统。京杭大运河沿线50%的码头现在都可以提供电力”。（GSEP, 2018）

由于中国推动车辆运输电气化以及发展更多电气化铁路和港口，所以中国是2000年以来交通部门电气化水平大幅提高的少数几个主要国家及地区之一（见附录一）。

交通部门：关键网络和终端基础设施需求及成本动因

对于交通部门电气化的三条关键路径，其网络和终端基础设施需求为：

电动汽车：

- 制造电动汽车。
- 在大多数停车地点（公共停车场和私人停车场）安装充电基础设施。
- 安装可实现智能充电的智能电表（通过价格信号或需求侧管理）。
- 如有必要，最终实施V2G技术。

燃料电池汽车：

- 制造燃料电池车辆（主要为长途车辆）。
- 在可能的情况下改造石油输配网络用来生产绿氢，并在必要时建设专用的输配网。

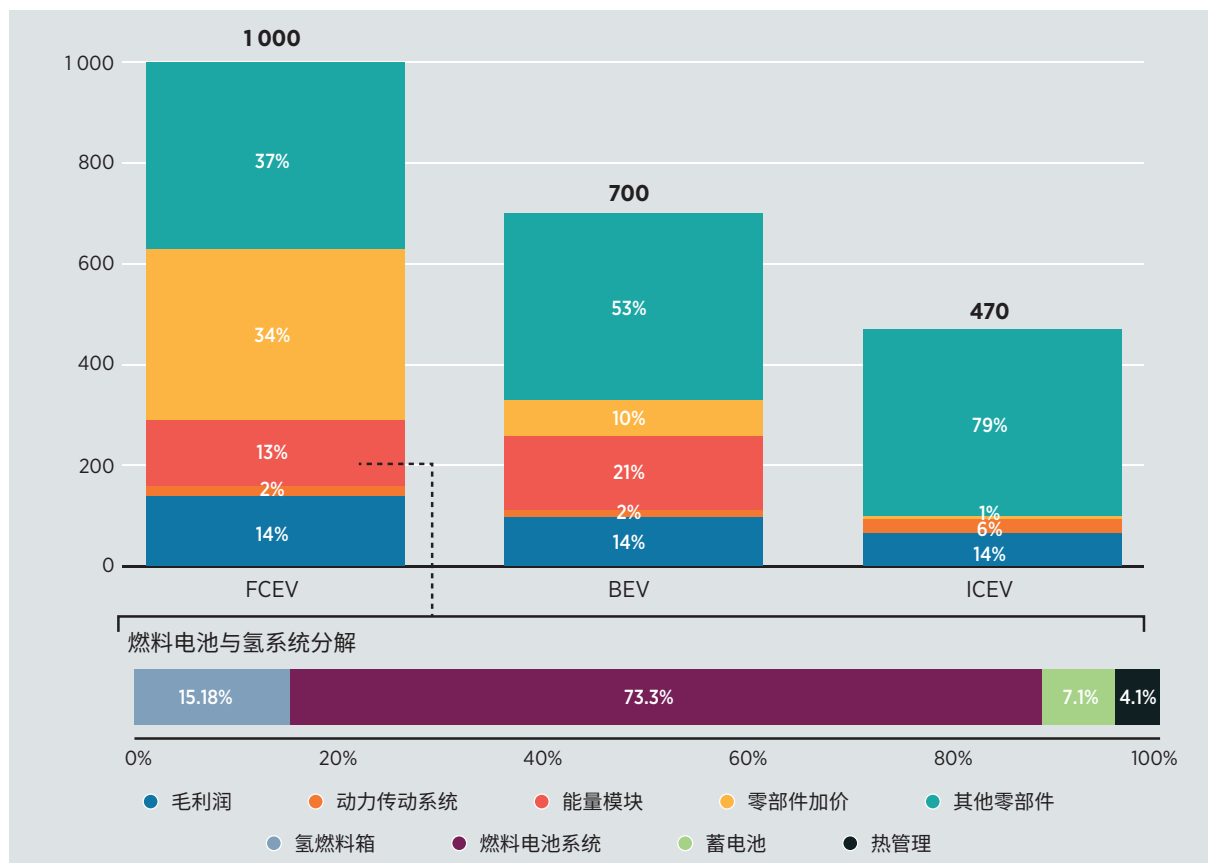
合成燃料：

- 除了合成燃料的生产需要之外，从理论上讲，当直接替代化石燃料时，几乎不需要新建管网和终端基础设施。
- 对于可能不作为化石燃料的直接替代品的合成燃料（比如海运使用的氨），新输配基础设施与终端技术的建设与开发。

目前阻碍交通电气化发展的一个障碍是电动乘用车的前期成本相对较高。车辆成本高度依赖于电池成本，而电池成本正在迅速下降。国际能源署估计，2019年电池组的成本约为156美元/kWh，比2010年的平均成本水平低了87%（IEA，2020b）。根据彭博社新能源财经（BNEF）的年度电池价格调查，2020年的电池成本比前一年进一步下降了13%（BNEF，2020）。2020年平均电池组成本估计为137元/kWh，预计到2023年将降到100美元/kWh，使综合成本（包括安装家用充电设施）与内燃机乘用车相当。

正如其相对较低的销售额所反映的那样，目前乘用车燃料电池汽车的前期成本明显高于电动汽车。为了说明成本构成和水平的差异，图9显示了美国公共汽车的购买价格明细，并对燃料电池汽车、电动汽车和内燃机汽车进行了比较。这些零部件成本与特定区域有关，例如在中国，由于零部件成本和成本加成很低，使得燃料电池汽车的购买价格要低得多，为314000美元（Deloitte，2020）。

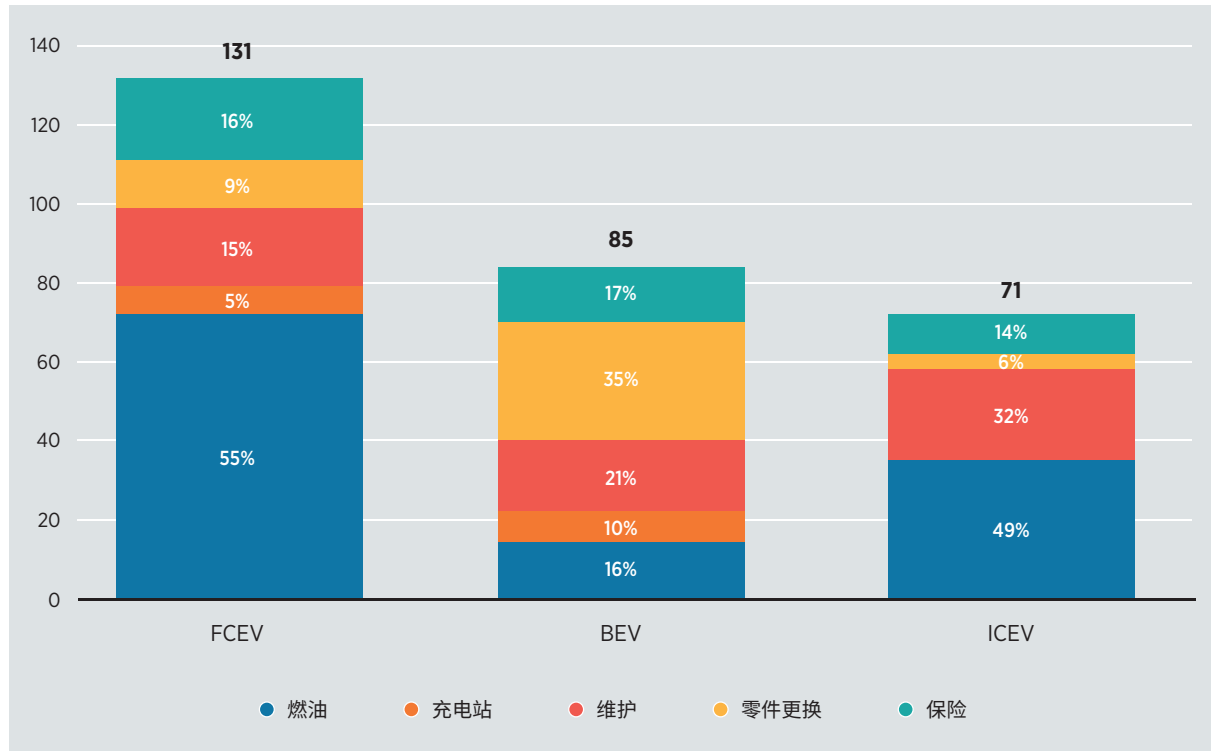
图6 公共汽车购买价格分解（1000美元/每辆车）



注：ICEV=内燃发动机汽车
资料来源：Deloitte (2020)

电动汽车和燃料电池汽车都需要电力与燃料的生产基础设施以及充电和加油基础设施。下面继续以美国公共汽车为例，将基础设施成本与其他关键运营成本进行平准化处理。

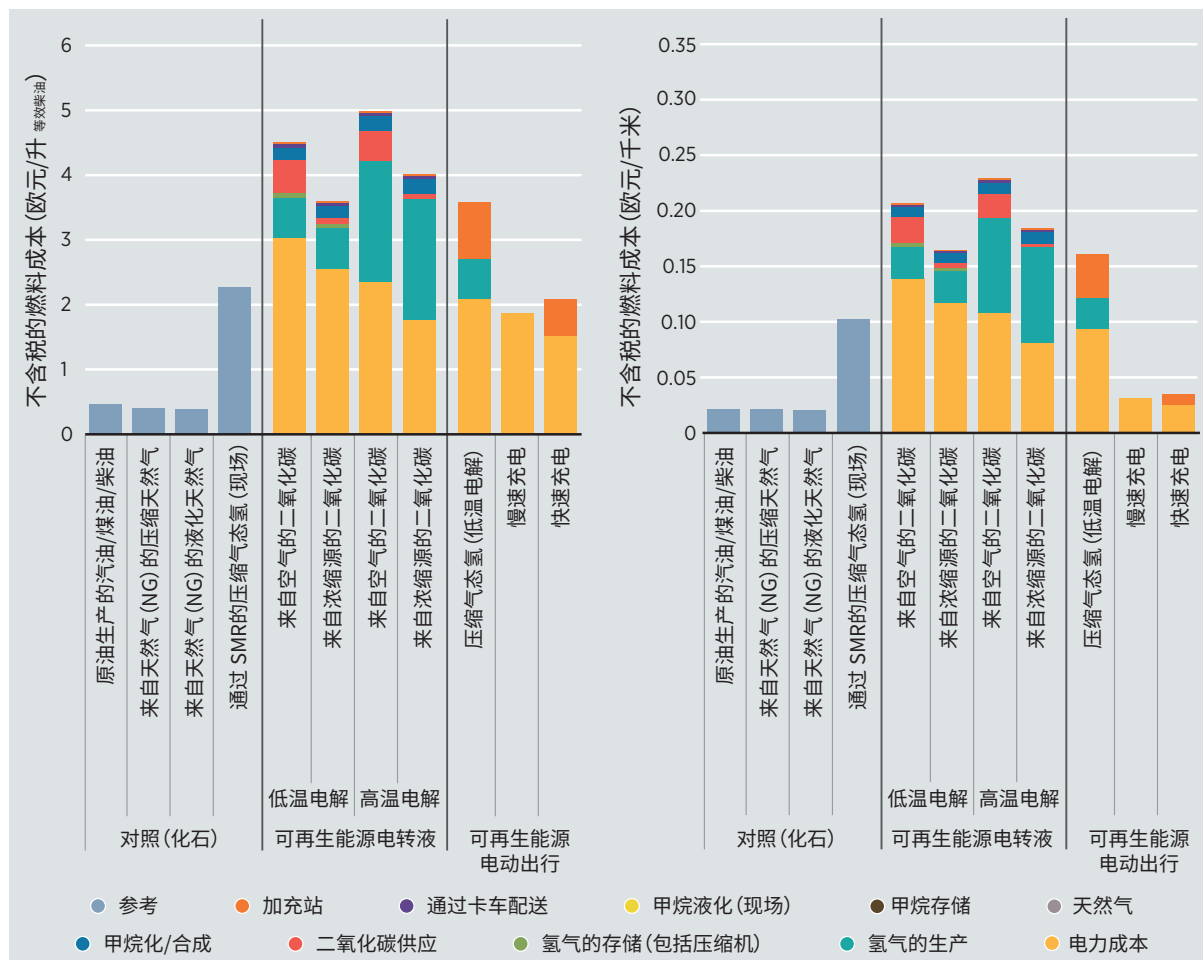
图7 公共汽车运营成本分解 (1000美元/100千米)



资料来源: Deloitte (2020)

这些更广泛的基础设施成本也可以体现在所谓的“油井到油箱”的指标中，这些指标将燃料生产成本与充电和燃料网络基础设施的投资成本进行比较。在对欧盟的分析中，Siegemund等人（2017）估计了快充和慢充电动汽车、燃料电池汽车和合成燃料动力乘用车（称为“PtL”）“油井到油箱”总成本。下图反映了这些成本，及其扩展为“油井到车轮”的成本，又考虑了车辆本身的成本及效率以及充电和加油网络。虽然精确的成本一直在迅速变化，但该图提供了各种类型的不同成本构成的说明性观点。值得注意的是，图中的电力成本包括每个选项的输配（T&D）网络要求，然而因电动汽车充电而引起的对配电网升级的需求在很大程度上取决于储能与智能充电解决方案纳入充电网络基础设施的环境与程度（有关此问题的更多详细信息，请参见2.3节“智能电气化策略：车辆运输”）。

图8 交通燃料成本：单位体积“油井到油箱”成本（左）与单位距离“油井到车轮”成本



注：左图：单位=欧元每升等效柴油；
 右图单位=欧元每公里；NG=天然气；SMR=蒸汽甲烷重整 (SMR)
 资料来源：Siegemund et al. (2017)

与研究中假设的家用慢充设施和公用事业级储能相比，本研究中电动汽车充电基础设施成本的一个重要变量与围绕快充站“超级充电器”和现场固定储能的假设有关。与其他基础设施需求相比，家用充电智能计量成本相对较低，估计为每年13美元（11.77欧元/年）（Siegemund et al., 2017）。

虽然合成燃料（在某种程度上也包括氢）的优势是可以利用现有运输部门基础设施进行燃料输送和使用，但很显然，氢与合成燃料生产中的投入成本是其在乘用车上相对较高预测成本的主要驱动因素。基于这个原因，作为电力多元化转换基础设施成本跨行业概述的一部分，专栏4对氢与合成燃料的生产成本进行了更深入的研究。

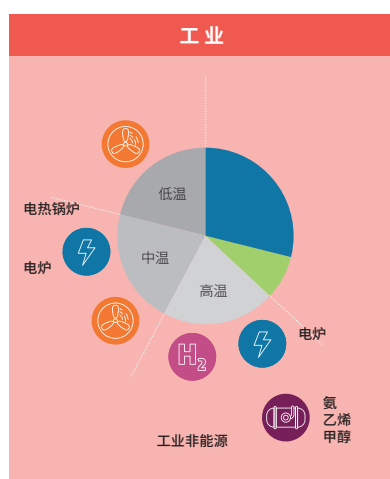
尽管鉴于其部署状态，燃料电池汽车与合成燃料汽车在其他交通领域（如长途海运和航空）中的实际成本无法获得，然而如前所述，由于没有直接利用电力的选项，它们在这些领域的理论成本效益更具吸引力（Perner, Unteutsch and Lövenich, 2018）。

工业部门

工业部门的全球终端能源消费总量为154 EJ，其中35 EJ是非能源用途（IEA，2020a）。能源用途的119 EJ中约有28%由电力供应。四种能源密集型工业品（水泥、钢铁和化学商品氨与乙烯）就占工业能源消费的60%左右（McKinsey & Company, 2018）。非能源用途（例如，直接使用化石燃料作为工业过程的原料）完全由化石燃料组成，其中70%的原料用于生产乙烯（主要使用石油），其余用于生产甲醇和氨（主要使用天然气）（同上）。

实现**工业部门电气化**以及工业部门非能源使用电气化的主要技术选项如下：

- (1) 对于中高温加热需求，使用电锅炉和/或电热炉的工业加热过程进行直接电气化。
- (2) 特别对于低温及潜在的中温热力应用，使用热泵。
- (3) 使用可再生电力生产氢气和/或其衍生合成燃料，特别是用于高级热力和非能源用途。



针对水泥、钢铁和化工产品（氨和乙烯）生产所需的高温（ $\geq 500^{\circ}\text{C}$ ），工业级电热炉目前处于水泥与乙烯行业的应用研究和试点阶段。这些电热炉的成本最终可能与传统锅炉相当（McKinsey & Company, 2018），但能源供应成本是可行与否的主要决定因素。部署此类技术还可能需要对现有生产设备进行改装或进行其他改造，甚至需要全新的工业场地。成熟地使用电力提供高温热量仅限于某些工业过程，例如铝合金冶炼和钢铁生产中电弧炉的使用。

对于中温热力需求（ $200^{\circ}\text{C} \leq 500^{\circ}\text{C}$ ），电热混合锅炉已在工业级规模的现场得到应用，以替代燃气和燃煤锅炉（同上）。

对于低温工业供热，当前热泵可以提供的最高温度为 100°C 。可以提供更高温度的热泵（ $\leq 150^{\circ}\text{C}$ ）目前还处于研究与开发阶段。这种较高的温度有可能扩大热泵的应用范围，例如扩大到造纸与食品行业（European Heat Pump Association, 2019）。

这些直接电气化选项的部署水平和技术成熟度在工业各子部门之间存在着巨大差异。目前，电热锅炉、熔炉和热泵主要局限于四种主要工业品（水泥、钢铁及化学品氨与乙烯）之外的工业部门（McKinsey & Company, 2018）。在其他工业部门，如制造业、食品生产与造纸业⁷（约占工业用能的40%），尽管终端用电技术的应用远不如流行的化石燃料加热解决方案常见，但这些技术是经过商业验证的中低温加热的解决方案（同上）。

7 更全面的行业清单包括食品与烟草、建筑、采矿、机械、有色金属、造纸与纸浆、交通运输设备、纺织和皮革、木材和其他行业。

由可再生能源所制造的氢气在工业上的使用，是推广直接电气化和热泵之外的重要替代选项，但对于不同行业，主要处于研发或试验阶段。在短期内，几十年来一直使用氢（由化石燃料生产）作为原料的大型工业部门（主要用于生产氨与炼油），预计将成为早期应用的关键所在。在这些市场中扩大氢的使用可以产生客观的经济收益与降低成本，从而实现更广泛地生产和使用可再生氢（IRENA，2018b）。根据直接电气化技术在高温热力需求方面的成本变换，在水泥、钢铁和化工行业中，氢燃料炉可以替代500°C或以上温度的工艺加热所需常规燃料（同上）。⁸

工业部门：关键网络与终端基础设施要求及成本动因

工业电气化的主要网络和终端基础设施需求包括：

- 制造电热锅炉⁹和 / 或熔炉。
- 制造热泵。
- 以电力驱动的新的或改造的工业流程或设备。
- 以可再生能源制氢和 / 或合成燃料用作燃料或原料的新的或改造的工业流程或设备。

如前所述，在许多低温和中温加热的工业应用中，电热锅炉与热泵已经实现替代化石燃料的成熟商业化应用，通常可以提高质量和效率（IEA，2017）。然而经验表明，电力和传统终端设备的成本对采购率的影响远不如运营成本的影响大。因此，在大多数情况下，最后实际部署背后的主要成本驱动因素是电力和天然气价格之间的差价（McKinsey & Company, 2018）。

对于尚未达到大规模商业应用的技术和工艺，预计也是同样的成本动因发挥作用，例如高温电炉以及在水泥、钢铁和化工行业中用氢替代燃料或原料。鉴于这些应用的投入密集型特点，电力成本将成为其是否具有竞争力的关键决定因素。然而，这些难以去碳的子部门中现有的终端基础设施通常具有较长的使用寿命，这意味着改造现有场地和流程（棕地项目）与直接建造新的工业场地（绿地项目）之间的差异也将是重要的成本驱动因素。

8 2.4节更详细地讨论了这些相互竞争的电气化路径对系统层面基础设施的影响。应该注意的是，还必须考虑此部门的替代碳减排选项：例如，以生物燃料作为燃料是一项成熟的技术，通常可以通过对工艺设计进行较小改动就可部署。在可以获得可持续性生物燃料的地区，生物燃料可能是更具经济吸引力的选项。在可以获得地热资源的地区，地热资源则是另一种补充选项。最后，在有足够空间的地区和工业地点，可以部署CSP。

9 包括电极和4 kV中压锅炉。

虽然各个场地和流程特征会有所不同，但表 2 展示了麦肯锡咨询公司（2018）的一项研究结果，该研究试图将这些不同的成本驱动因素均考虑在内。该研究识别了低价零碳电力的一般阶段，在这些阶段电气化变得比碳捕获与封存（CCS）更加经济（其被选为最有可能的碳减排替代方案）。虽然这些通用阶段很有帮助，但应将其作为概念性对待，因为它们反映了关于复杂价值链和流程的各种假设，尤其是围绕氢基础设施的成本方面。有关氢气和其他电力多元化转换基础设施成本预测范围的更多详细信息，请参见专栏 4。

表2 不同工业电气化解决方案在主要工业终端用途中变得比CCS更经济的标志性阶段

低电价阶段	工业电气化解决方案成本竞争力的关键变化
低电价第一阶段	如果可以获得超高温电炉，新建水泥厂的电气化产热比应用碳捕获与封存技术的消费燃料的排放更具成本竞争力。
低电价第二阶段	与将碳捕获与封存技术应用于传统生产流程相比，在新建的氨和钢铁生产场所使用氢气更具成本竞争力。
低电价第三阶段	与将碳捕获与封存技术应用于常规生产流程相比，新建乙烯和棕地水泥生产中的加热电气化以及棕地钢铁生产中氢的使用具有更高的成本竞争力。
低电价第四阶段	与将碳捕获与封存技术应用于常规生产流程相比，将氢气用于棕地氨和乙烯生产的加热电气化更具成本竞争力。从本质上讲，在这个电价水平下，在水泥、钢铁、氨和乙烯这四个主要行业中，与碳捕获与封存技术相比，电加热生产和用电制氢是更为经济的碳减排方法。

注：在原始资料中，这些阶段对应于以下电价：低于~50美元/兆瓦时；低于~35美元/兆瓦时；低于~25美元/兆瓦时；以及低于~15美元/兆瓦时。描述性文本与来源相同，但修改后的表格显示了通用类别，以反映指示性技术竞争力发生变化的确切价格水平对假设高度敏感的事实。

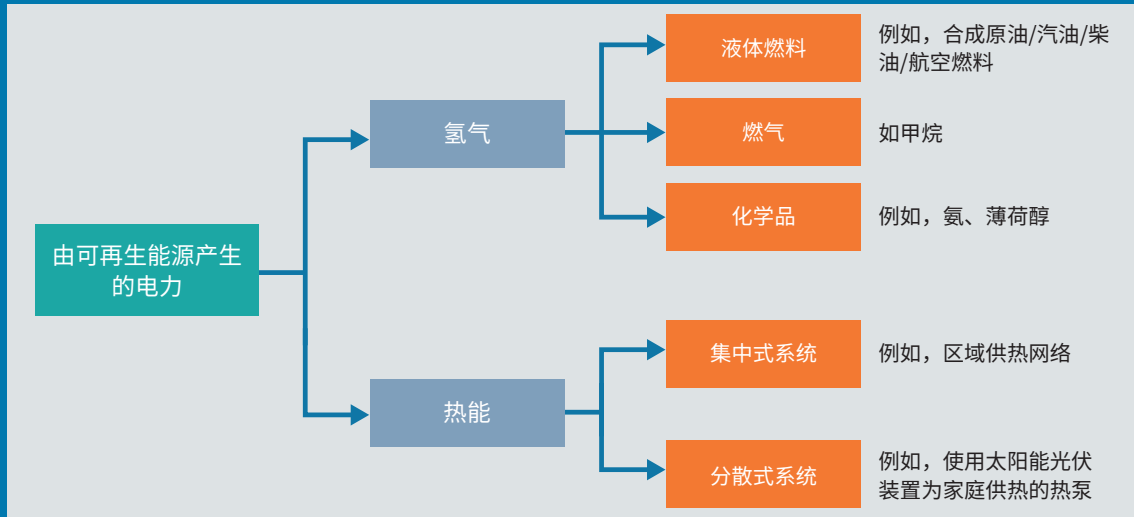
资料来源：改编自McKinsey & Company (2018)。

专栏4. 电力多元化转换 (P2X)：氢与合成燃料技术、趋势和成本动因

电力多元化转换 (Power-to-X) 的定义

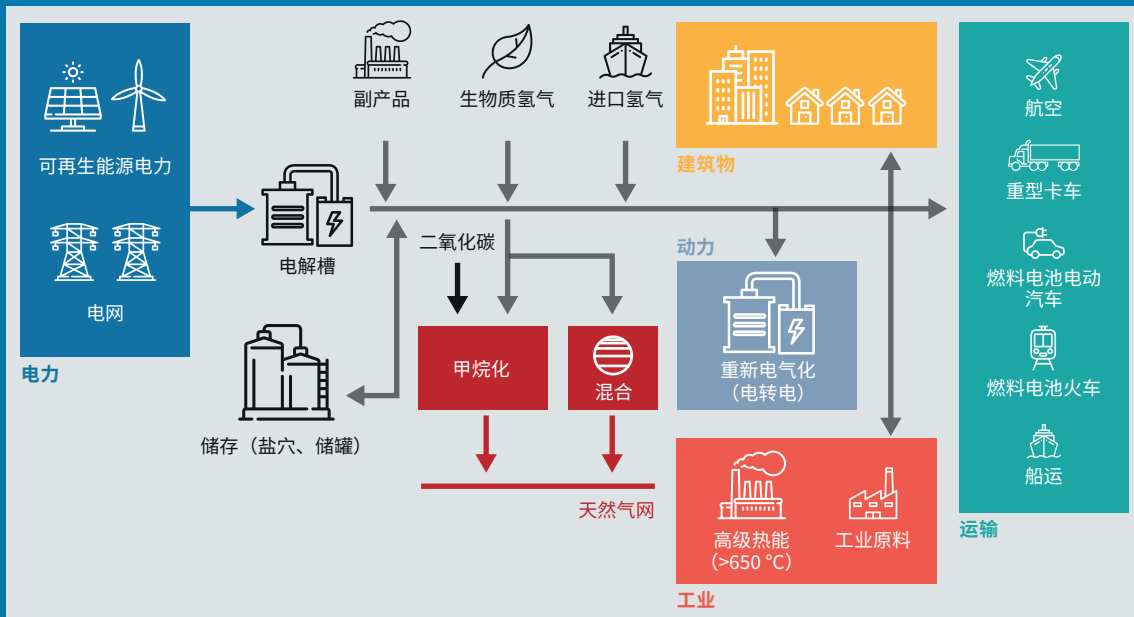
除了直接为从车辆到电器的一切用电设备提供能量外，电力还可以转化为其他形式的能量载体，如热能或氢能，这就是所谓的“电力多元化转换”。

图9 电力多元化转换技术的分类



虽然电转热是用于建筑与工业的典型供热解决方案，但电转氢具有更多不同的终端用例，如下所示。

图10 通过氢能将VRE融入终端



资料来源: IRENA (2018b)。

在此文献中，基于氢能进一步生产的气态或液态形式的能量载体或原料被称为“电转气/液”（P2G/PtL）、“合成燃料”、“电燃料”和“动力燃料”。本报告使用最常用的术语，即合成燃料。尽管合成燃料需要昂贵的进一步加工，需要气候中性的二氧化碳来源，并且会带来更多的效率损失，但它们也具有比氢气更易储存、更易与现有基础设施整合和具有进入独特市场能力等优势。

关键基础设施需求与成本动因

氢基础设施的总成本由两个要素构成：生产和物流（即输送、分配和存储网络）。

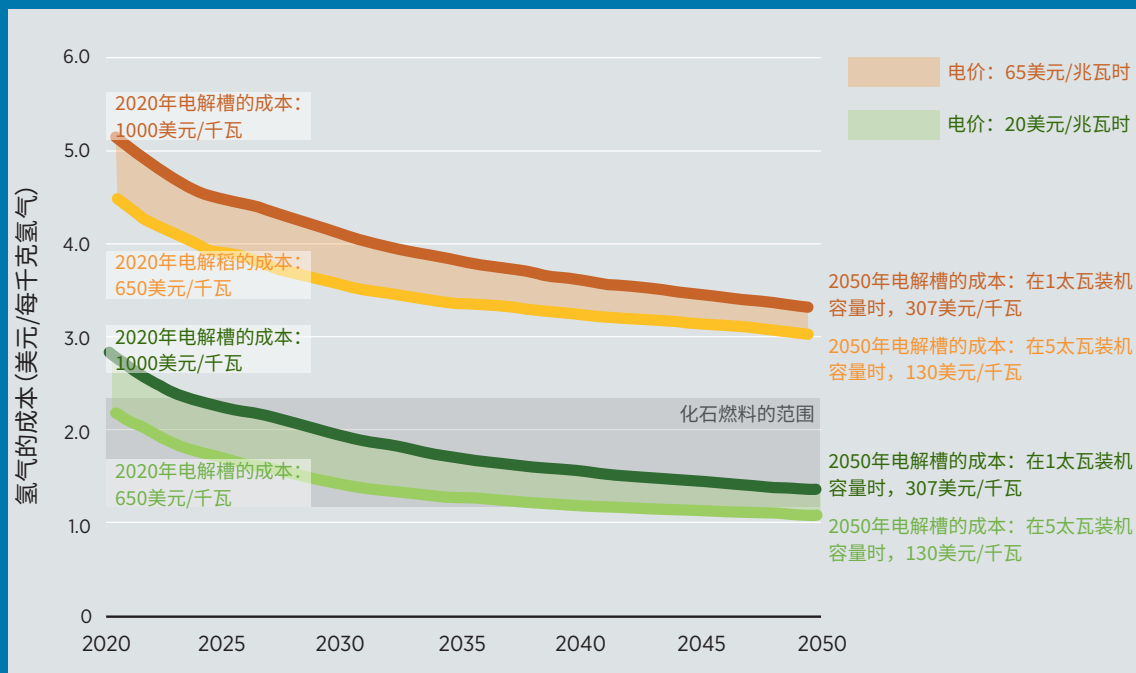
在生产方面，三个主要参数对于可再生能源制氢的经济性至关重要：过程中拟使用的可再生能源电力成本（LCOE）、每年的电解槽资本支出和运行小时数（负荷系数）。

关于可再生能源电力，公用事业规模的光伏和陆上风电在越来越多的地方达到了每千瓦时2-3美分的成本水平；2020年，公用事业规模光伏的平均度电成本同比下降7%，陆上和海上风电分别下降13%和9%（IRENA，2021c）。尽管电解槽的资本成本下降的速度还不是很快，但依然处于下降的趋势，预计2050年，将从目前的500-1400美元/kW的成本范围（取决于技术）下降至低于200美元/kW的预期水平（IRENA，2020e）。

电解槽负荷系数越高，单位氢气的成本越低。在目前的投资成本水平下，电解槽负荷系数一般应超过50%，但在超过35%的情况下，就开始获得接近最佳的制氢成本。随着电解槽变得更为便宜，这一比例还会下降。风、光混合系统似乎是一种很有前景的解决方案，在智利的阿塔卡马沙漠等地可以实现远高于50%的容量系数，这样两种方式可以相互补充。考虑到所有这些生产成本要素，图11显示了与通过碳捕获与封存化石燃料的供电相比，当今可再生能源电力的平均与最佳供电成本。数据表明，即使在今天，尽管只是在非常特殊的情况下，不产生二氧化碳的可再生能源也可能是最便宜的氢源之一。

从长远来看，随着电解槽成本和可再生能源电力成本的预期下降，电解槽负荷系数将发挥较小的作用，预计可再生能源电力制氢将比所有形式的化石燃料制氢更具有竞争力或更为便宜（IRENA，2019c）。

图11 绿氢生产成本与电解槽的关系



注: 在2020年, 低热值 (LHV) 为51.2千瓦时/千克氢气时, 标称容量下的效率为65%, 在2050年 (低热值为43.8千瓦时/千克氢气) 为76%, 折现率为8%, 堆栈寿命为80000小时。2020年电解槽投资成本为650-1000美元/千瓦。由于到2050年部署1-5太瓦的容量, 电解槽成本将降到130-307美元/千瓦。

资料来源: IRENA (2020e)。

除了生产成本之外, 氢气的使用还需要有传输、分配和存储过程, 这些都涉及大量投资。目前, 化石燃料生产氢气的总成本比单独生产氢气成本高出两到三倍。从实际来说, 氢供应链预计将分阶段升级, 从单点生产到集中式生产, 甚至可能形成洲际供应链。起步阶段利用现有的燃气管网, 这意味着在任何可能转换为全氢管网基础设施之前都需要相应的改造费用, 以及对调节和加注中心的投资。这种分阶段的方法和现存的多种潜在方法 (例如, 通过压缩、液化或嵌入到诸如氨、甲醇和其他液态有机氢载体等能源载体中), 使得氢管网基础设施的成本具有高度投机性, 并且依赖于地区投资决策。要揭示真实成本的更多详细情况还需进一步的经验验证。

将氢进一步转化为四种主要合成燃料 (氨、甲醇、合成甲烷和合成油产品) 的过程, 目前仍处于不同的商业应用阶段。表3显示了国际可再生能源署对这些燃料生产成本的估计。

表3 合成燃料生产成本预计

合成燃料	总生产成本(美元/GJ)	化石基产品的价格(美元/GJ)
氨	27-32	11-19
甲醇	24	15-18
甲烷	28	10-16
合成油产品	23	12-18

资料来源: 根据IRENA (2020c)数据改编。

氨已经是一种全球商品；然而，用于生产氨的氢气是由天然气或煤炭生产的。鉴于氨作为原料被大量消费，未来绿氢可以利用现有的供应链和物流来满足现有的需求。目前使用绿氢生成氨与化石燃料生产氨之间的成本差距，在四种合成燃料中是最小的。

目前，甲醇也是大规模生产的产品，它是氢气与一氧化碳的混合物，而氢气和一氧化碳本身是由天然气或煤生产的。由可再生能源生产的甲醇与化石燃料生产的甲醇相比，成本差距较小，而且需求正在不断增长。

由合成气（氢气/一氧化碳/二氧化碳混合物）生产合成液是一项成熟的技术，该技术在南非进行商业化应用，且南非以煤作为原料。

当今，合成甲烷与天然气之间的成本差距在合成燃料中是最大的，然而如果直接从空气中捕获二氧化碳的成本大幅下降的话，则合成甲烷则有改善的潜力。合成天然气还可以受益于天然气基础设施以及强大且不断扩张的液化天然气行业。合成天然气可以直接用于现有基础设施，包括发电和供热。

为了对国际可再生能源署的估计进行补充，附录二中的表7和表8给出了生产合成可再生甲烷与合成油所需估计成本的范围。由于对二氧化碳原料成本的假设范围很宽（34-350美元/吨），合成甲烷估计成本值相差很大。

考虑到航空、海运、化工和石化等行业对基于可再生能源合成燃料具有不可替代的需求，可再生能源合成燃料相对于化石燃料较高的成本不应该妨碍对其进一步的研究、开发和部署。正如第4章所述，这需要出台扶持政策来探索这些技术所存在的显著降低成本的潜力。

2.3 智能电气化策略

成功的能源转型需要的不仅仅是建造大量的风电与太阳能发电、改用电动汽车与热泵、为使用可再生能源生产的燃料而改造工业流程，以及对尽可能多地实现经济供电所需的许多其他技术和基础设施进行投资。全新的战略与周密的规划也是必需的，以便整合所有的技术和设备，并管理输电网中多方向流动的巨大且迅速变化的电能，同时避免因峰值需求上升而导致配电网过载等严重问题。鉴于仍在增长的电力需求以及风电与太阳能发电等可再生能源发电的多样性，转向电气化的能源转型将极大地增加现有电力供需平衡的挑战。

这一挑战可以通过本报告所提的“智能电气化”来应对。例如，通过结合智能数字基础设施、市场设计、监管框架和先进控制的商业模式，将有可能大幅降低峰值负荷，并将用电时间转移到发电量较高或需求较低的时段。

这些智能方法实际上是本章前面讨论的电气化路径的先决条件。它们对于实现智能电网的扩展和管理至关重要，例如改变需求以更好地匹配可再生能源的波动性发电量，从而避免电网拥塞与可再生能源弃用问题。但其能够做到的远不止是简单地解决问题。通过整合并利用更多低成本可再生能源电力，他们还创造了将更多终端（从卡车、舰船到炼钢）电气化的新机会，开启了一个良性循环，加速可再生能源的增长与经济的电气化。

本节讨论了实现这种良性循环所需的主要智能电气化策略，包括直接与间接电气化。这些策略大致分为如下所述的三类，可以有效解决交通、建筑和工业这三大主要行业因电气化规划不完善可能产生的问题。

更好地匹配电力供应与需求

当风速降低或云层减少了太阳辐射时，可再生能源发电可能会在几分钟内发生变化，从而增加了供需匹配的挑战。如果电力能源产量在需求很高的时候下降，则可能需要替代能源来填补缺口。或者，如果在电能产量较高而需求却较低时，宝贵的发电量就会被浪费。一个有效的策略将不仅是降低需求峰值，而是实际改变需求以匹配波动性可再生能源的生产。它还将通过储能来调节能源供应，以更好地与需求匹配。

扩展电网服务

可再生能源发电与集中式发电厂相比，更具有波动性、分布性和独立性。因此，它需要更多的电网服务，例如负荷跟踪、频率调节、黑启动能力和运营储备，以便最大限度地利用VRE（波动性可再生能源）。现在有许多技术都可提供这些服务，有助于加速采用可再生能源发电。

扩大电气化的机遇

除了能够整合更多可再生能源的策略外，其他策略还利用可再生能源电力的独特性，去满足新类型需求，如制氢。

直接电气化：应对新挑战的智能电气化战略

本节介绍一些智能电气化策略，这些策略可以减少或防止运输、供热与制冷等环节的直接电气化对电力系统可能产生的负面影响。

车辆运输

电动汽车数量的快速增长可能会给当今电力系统带来严重问题。例如，许多人可能会在晚上下班回家后给电动汽车充电，此时用电需求达到峰值。例如，在美国的某些地区，给一辆电动汽车充电可能相当于多个家庭接入电网（Bullis, 2013）。这可能会使当地配电网过载（Lacey et al., 2013; Lillebo, 2018），因而需要在峰值发电和输电能力方面进行更大的投资（Engel et al., 2018; IRENA, 2019f）。随着电动汽车配备的电池储能规模越来越大且充电速度越来越快，此问题只会变得更为糟糕。

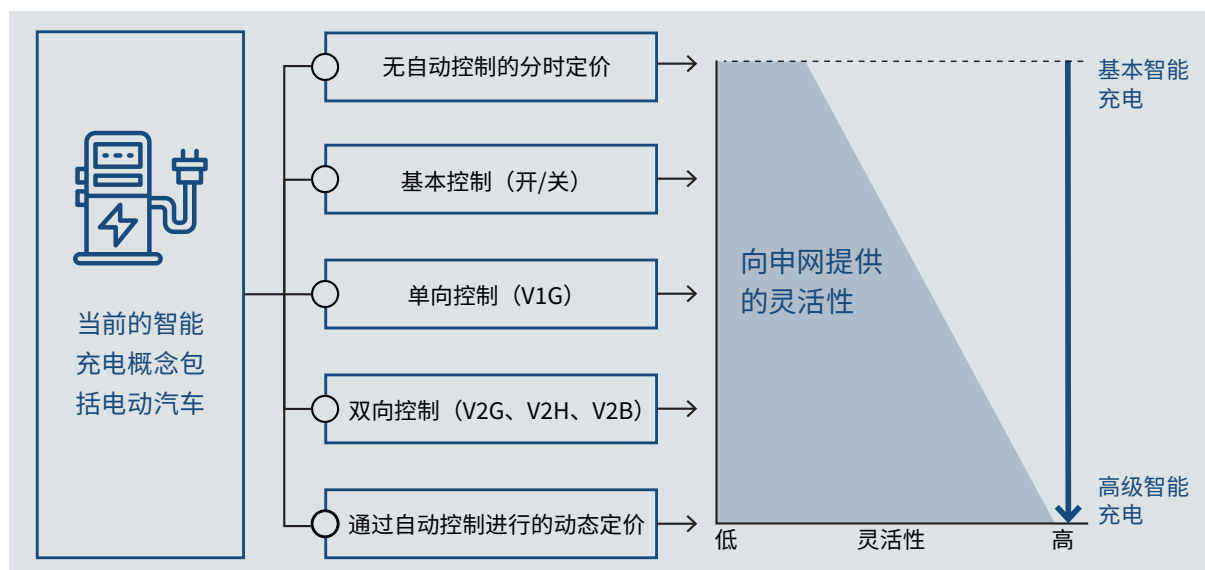
这些问题不仅可以通过智能充电方法解决，而且电动汽车实际上还可以为电网带来新的机遇与重大利好，这是因为电动汽车在充电时可以提供一些服务，如下两节所述。

通过智能充电来改善供需匹配

智能充电可以管理电动汽车充电引起的额外负载的时间，从而减少或完全避免增加高峰用电需求等问题。一些智能充电方法很简单，例如降低非高峰时段的电价，从而激励消费者将他们的充电从高峰期推迟到非高峰期。其他方法更为复杂，例如对充电速率或方向进行自动实时控制，以便充电车辆能够向电网或车主家庭提供电力，通过所谓的车辆到电网（V2G）策略满足突然增加的高峰用电需。信息技术（ICT）使这两种方法成为可能，它能让车主能够规划好自己的用车时间，然后利用好价格信号满足公用电力需求（IRENA, 2019f）。鉴于私家车平均停放时间高达95%（Schmitt, 2016），停放的电动汽车提供了极大的需求灵活性（只要不牺牲电池系统的质保），因此可以充分利用波动性可再生能源的电力容量，来降低系统成本。如果智能充电可以减少弃电并增加分布式电能（例如屋顶太阳能光伏）的就地自用，则需要的电力容量投资会更少。



图12 智能充电如何使电动汽车提供灵活性



资料来源: IRENA (2019h)。

智能充电策略还可以限制或消除对现有输配电网基础设施进行升级或加强的必要。例如，英国最近的一个试点项目使用了200多辆电动汽车（日产Leaf车型），该项目表明，到2050年，智能充电策略可以节省多达30亿美元的电网加强成本（My Electric Avenue, n.d.）。附录三中总结的大量其它研究与此一般性结论一致，即智能充电方式可以最大限度地减少对主要电网进行投资和加强的需求，尽管对特定配电网的分析结果可能因具体网络与充电水平而异（Awadallah, Venkatesh and Singh, 2017）。

专栏5.中国智能电动汽车充电网络的发展情况

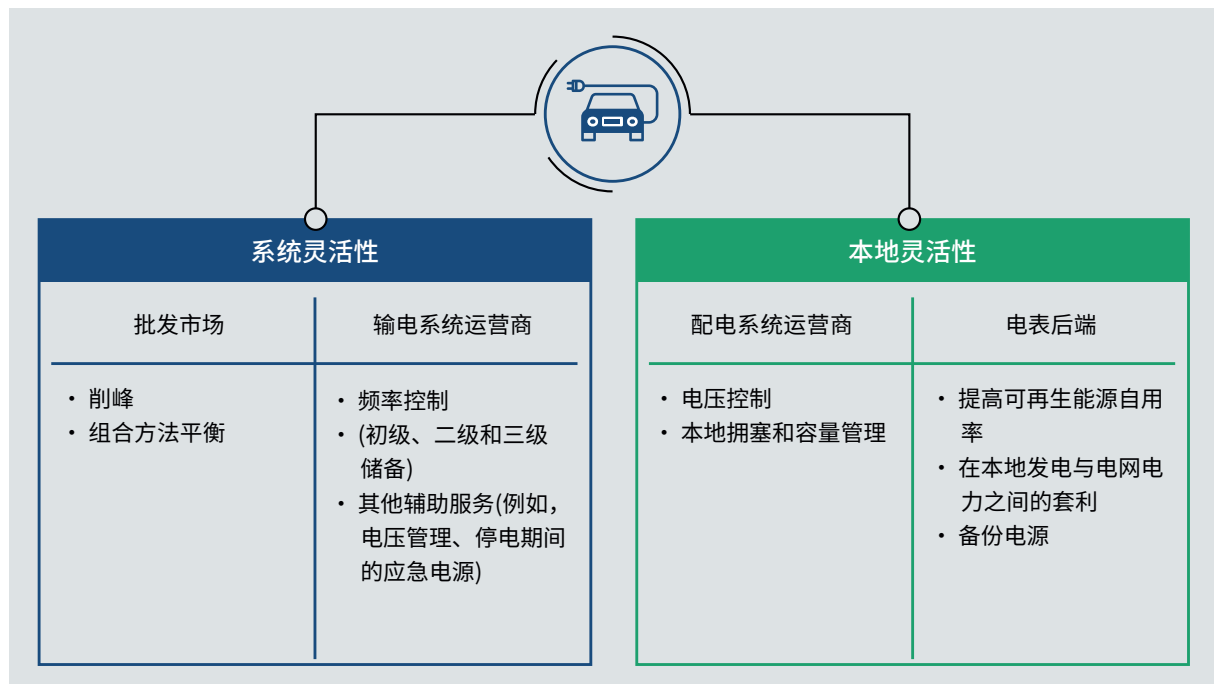
中国为促进电动汽车的智能充电，对充电网络进行了大量投资。全球可持续电力合作组织（GSEP）在其《新电力前沿》报告中指出：

“截至2017年底，中国拥有超过45万个充电站，自2014年底以来增长了14倍。作为中国电动汽车发展的引领者，国家电网实施了电动汽车接入电网智能服务网络（SEGSN）计划，提供电动汽车充电服务和充电站信息。此外，SEGSN还提供电动汽车销售和租赁、电动汽车保险与金融以及充电站维护服务。SEGSN是电动汽车司机、电网与充电站运营商的信息中心，促进了电动汽车、充电站与电网之间的高效通信，从而有助于智能电动车生态系统的建立。SEGSN现在覆盖19个省与150个城市。该网络还在超过31万公里的高速公路上提供充电服务，每个充电站点间隔不到50公里。截至2017年底，已接入充电桩17万个，注册用户超过80万。2017年，SEGSN电动汽车充电的用电量达到390GWh，其中非高峰期约100GWh，占总量的26%。SEGSN具有实时运行监控和高效维护的能力：90%的故障在一小时内修复，充电站的可用性高达99%。”（GSEP, 2018）

插电式充电汽车提供重要的电网服务

当电动汽车停放并连接到电网时，其电池可以为系统提供许多的重要服务。例如，电动汽车电池的电力有助于调节电网的电压和频率，并且可以显著减少为满足高峰时段用电需求而增加的昂贵发电容量（IRENA, 2019f）。快速充电器还可以通过注入无功功率提供电压稳定服务（Knezović and Marinelli, 2016）。这些服务可以在系统和本地层面改善输配电系统运营商与可再生能源的整合。

图13 电动汽车可以为电力系统提供的服务



资料来源: IRENA (2019h)。

然而，应注意的是，考虑到专用储电系统的规模和效率优势，使用大量电动汽车作为大规模储电选项的吸引力可能不如专用储电系统。电动汽车电池的额外磨损（如果严重的话）也可能限制其储电潜力（Kasten et al., 2016）。此外，从长远来看，自动驾驶和共享驾驶可能会提高车辆的使用率，从而可能限制车辆到电网（V2G）服务应用的规模（IRENA, 2019f）。

供热与制冷

与交通电气化一样，使用热泵、电加热器、电锅炉和其他设备的直接加热和制冷电气化，可能会因产生新的更高电力需求而给电力系统带来压力。例如，住宅空间取暖、热水与制冷电气化增加了夜间现有的电力需求。因此，此类终端的不协调电气化可能会对配电网产生负面影响，并可能需要在峰荷电源方面进行投资。

商业和工业供热和制冷的典型使用时间为上午和下午，可能不会对增加峰值负荷造成短期担忧，但仍可能产生重大影响。

供热与制冷电气化的独特之处在于，除了对电力系统的潜在日常影响外，还可能产生重大的季节性影响。从化石燃料供热转向电力供热显著地增加了冬季寒冷气候下的电力需求，而在许多炎热气候的国家增加空调系统会使夏季电力需求峰值更高。

然而，这些新挑战都可以通过各种智能电气化策略加以应对，包括采用分时电价，安装智能控制设备，到短期与长期的储热与储冷等。此外，这些策略还提供电网服务，由于它们可以快速调整加热或制冷的需求，因而有助于整合大量波动性可再生能源，以匹配电力供应。

智能调节供热与制冷需求以应对短期供电量的变化

智能供热和制冷系统类似于已经描述的运输部门的方法。例如，简单的分时电价可以激励消费者将他们的供热和制冷需求从高峰期推迟到非高峰期，而使用数字技术对供热与制冷时间进行自动实时控制可以快速调整需求，以更好地与供应匹配。

在建筑物中，连接到智能电表、温度自动调节器和楼宇管理系统的热泵，可以作为分布式热负荷参与需求响应计划。在商业制冷中，存在通过捕获当前废热（如超市制冷系统产生的多余热量）提高整体系统效率。这些热量可用于对空间和水加热，也可以配送到当地的供热网（Fischer and Laisi, 2019）。

这些智能解决方案的好处是，可以通过增加储热规模，从而将加热和制冷的需求转移到电力供应更大的时段。蓄热可以采用不同的形式，包括使用水、相变材料、建筑核心和地面（Nowak, 2018）。蓄热技术目前已经投入使用，特别是在现代热电联产和区域供热和制冷系统中，用以提高灵活性（IRENA, 2020f, 2017）。

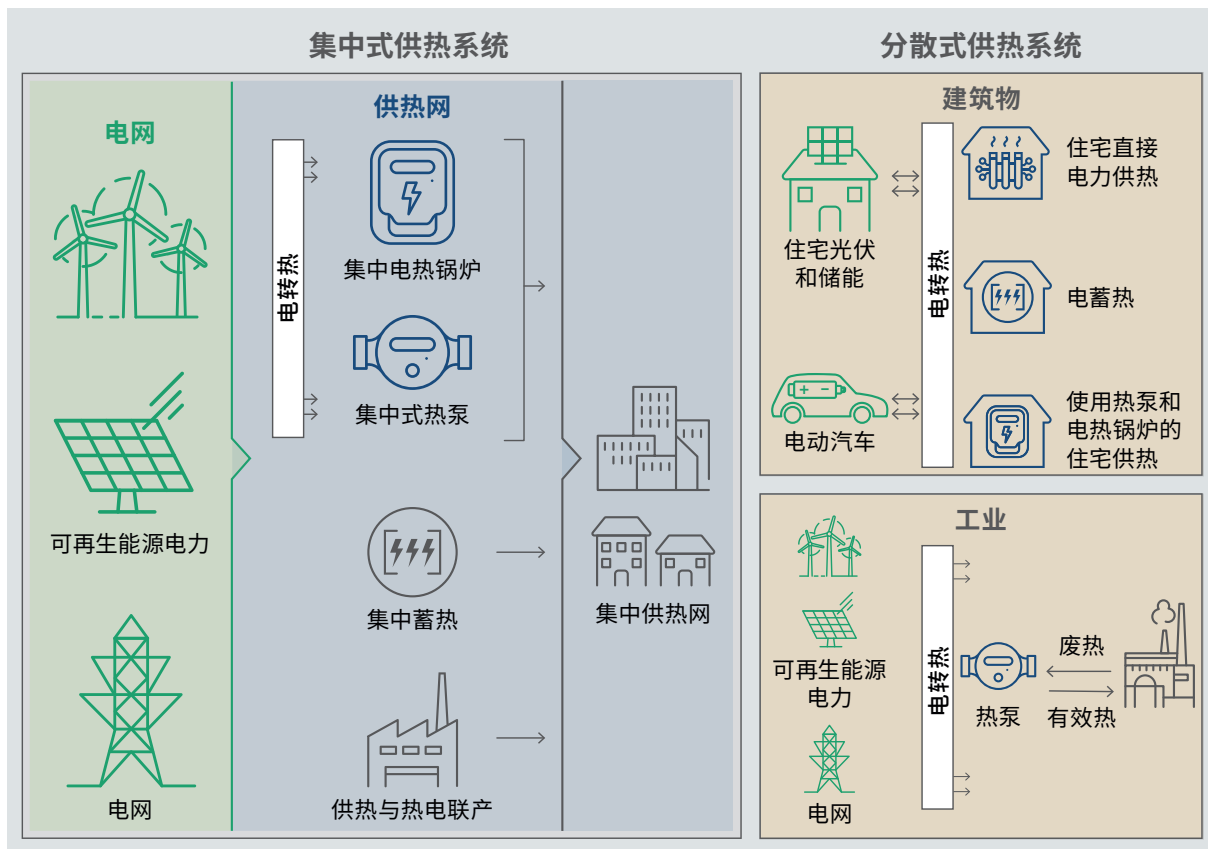
对于工业供热和制冷，许多过程可以停止或启动，或加速或减速，以充分利用波动的电价、更好匹配电力供应（den Ouden et al., 2017）。¹⁰例如，混合加热锅炉可以立即在电力和天然气之间切换，以降低成本并平衡市场（McKinsey & Company, 2018）。

10 应该注意的是，除了供热与制冷过程之外，工业智能电气化还存在其他应用机会，例如控制氢气或合成原料（例如氨）生产中的电解。

这些智能电气化策略，可以通过减少峰值电力需求并降低总体成本而带来重大收益。

如图21所示，这些策略还与从集中到较分散的供热系统配置兼容。在集中供热系统中，智能热网的发展也可能成为电力供热与制冷需求灵活性的关键驱动因素。与智能电网类似，智能热网可以通过智能计量和通信设备，在中央网络和单个用户之间进行优化（而且可能为双向）热交换，从而通过提高灵活性使峰值供热需求趋于平缓，并提高整体系统效率（ERKC，2014；Stanisteanu，2017）。¹¹

图14 使用电力的供热系统类型



资料来源: IRENA (2019i)。

11 ERKC (2014) 列出了一些研究项目，旨在开发将热电联产 (CHP)、储备以及信息通信技术 (ICT) 整合在一起，并与其他网络 (电力、天然气、废水等) 接口的智能热力网。

专栏6.数据中心电气化

近年来，数据中心服务对电力的需求稳步上升，而且预计随着数字化和互联网使用还将继续增长（IEA, 2019c）。虽然对此类服务的电力需求在未来可能会变得更大，但提高能效的措施与智能电气化已对该行业的电力需求增长带来了下行压力。

谷歌的DeepMind人工智能（AI）利用从传感器收集的历史数据，并应用机器学习算法预测数据中心的未来温度与压力，对效率进行优化（Evans and Gao, 2016），将该公司一个数据中心用于制冷的能耗减少了40%（总用电量减少了15%）。

与此同时，这些服务被设在并被迁至具有较低可再生能源电价的地区。例如，丹麦和瑞典的Facebook数据中心利用了水电和风电，同时还将这种可再生能源电力用于热泵，以回收中心的废热，并对其循环利用，以满足当地社区的需求（Facebook, 2018）。

智能的季节性蓄热可以管理更高的季节性需求高峰

根据气候的不同，供热与制冷的电气化会提高现有的冬季供热和夏季制冷的峰值。尽管由于效率提高，电气化减少了所需的一次能源总量，但这些较高的季节性峰值，会引起人们对电力系统的充裕性或需要更多投资的严重担忧。

例如，一项对全球住宅供热需求的详细研究（Fawcett, Layberry and Eyre, 2014）表明，与平均电力需求相比，仅使用空气源热泵来满足这一需求将显著增加峰值电力需求。即使将高峰时段最高的5%时间排除在外，计算出的峰均比（表4）也远远超出了当前电力系统的典型范围（例如，在2010-2018年期间，英国的平均值约为1.5[BEIS, 2019b]）。

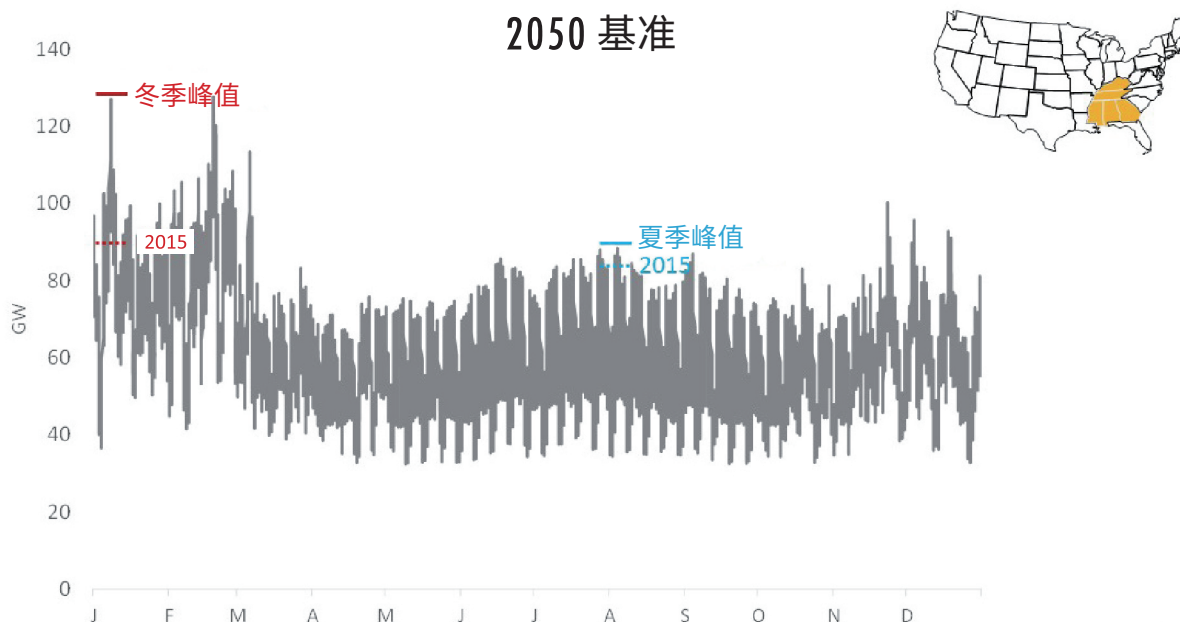
表4 在全部需求由气源热泵满足时，住宅供暖年峰值用电需求与年平均用电需求的比例（峰均比）

	英国	中国	世界
峰均比	4.1	5	5.7
供热需求第95百分位的峰均比	2.7	3.4	3.5

资料来源: Fawcett, Layberry and Eyre (2014)。

同样，美国东南部地区的建模显示，与2015年水平相比，若加大电气化程度且对负荷采取主动管理的话，冬季需求峰值可能增加150%（EPRI, 2018）。

图15 EPRI 2050年的参考情景下美国东南部的电力需求



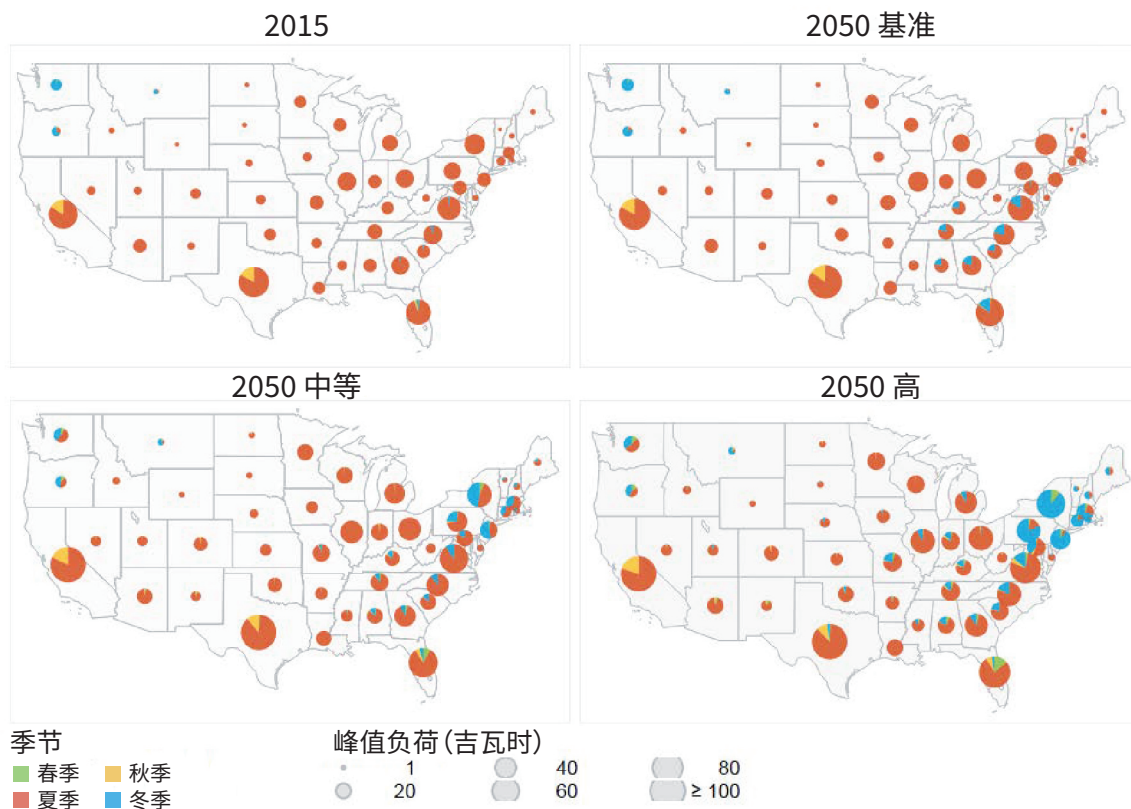
资料来源: EPRI (2018)。

在夏季炎热的地区，尤其是随着气候变化，气温和热浪严重升高，用于制冷的峰值电力需求可能会显著高于平均水平（IEA, 2018）。此外，目前全球有超过11亿人（主要在非洲和亚洲）无法获得足够的制冷。因此，满足他们对制冷的需求就要大幅增加电力供应。例如，在印度尼西亚和印度，到2050年，新增空间的制冷需求可能占这些国家全部电力需求增长的40%（IEA, 2018）。

最后，由于供热和制冷的电气化，大多数电力系统将要应对某种形式的季节性影响。在某些情况下，正如一项美国研究所示（图16）（Mai et al., 2018），由于广泛采用空气源热泵，需求的最高峰值实际上可能会从夏季转移到冬季。¹²

¹² 规划者在此过程中将不可避免地会面临不确定性，因为需求的变化也会受到行为变化的影响。例如，参见Halvorsen and Larsen (2013)，其中讨论了热泵安装如何引发行为改变，从而导致挪威家庭能源消耗的增加。

图16 美国各州高峰负荷所在季节的情况



饼图的大小对应于最高需求时段的总电力需求 (GW)。楔形饼显示了各州需求最高的前100小时的季节分布。季节按月进行分组定义：夏季包括六月、七月和八月；秋季包括九月、十月和十一月；冬季包括十二月、一月和二月；春天包括三月、四月和五月。图中显示了适度的技术进步预测。显示的数据，包括2015年的数据，依据都是建模估计值。

注：2050年基准=“到2050年电气化的最小增量变化，作为与其他情景比较的基准”；2050年中期=“在电动汽车、热泵和特定工业应用领域“易于成功”的机会中，广泛实现电气化，但不会导致变革性变化”；2050高速期=“技术进步、政策支持和消费者的热情相结合，实现电气化的转型”。

资料来源: Mai et al. (2018)。

储热是解决这些季节性用电增长和电力需求时间变化问题的一个关键方案。热量不仅可以在夏季储存供冬季使用，还可以在冬季储存以便此后用于制冷 (IRENA, 2020f)，其方式与现在储存天然气以满足预期的未来需求的方式非常相似。

季节性储能的主要技术包括地下热能储存（如含水层）和储热罐（已用于区域供热和制冷）。新出现的方法包括使用化学品、盐和液态空气进行储存。

然而，在完全直接电气化的情况下，储热可能不足以解决大幅度的季节性供暖和制冷需求高峰。因此，另一种解决方案可能是通过使用可再生能源生产的氢气和其他燃料实现间接电气化，如下节所述。

不论采用解决季节性需求高峰的发电还是存储解决方案，规划者都应该考虑到在相关季节的恶劣天气条件下这些方案的可靠性如何。新的智能电气化策略可能尚未在热浪或寒潮背景下应用，因此在大规模应用之前，必须充分考虑技术标准和质量保证。

专栏7. 跨领域策略：利用分布式能源支撑电网并扩大电气化机遇

分布式能源资源，包括属于中低压电网上的各种资源类型与技术，包括屋顶太阳能光伏等分布式发电设施，以及表后电池储能、电动汽车、住宅热泵和需求响应等其他使能技术。在大多数系统中，这些资源以“即插即用”的方式运行。如果进一步应用，这种方法可能会损害系统。

因此，通过上述三种智能电气化策略（更好的供需匹配、提供电网服务和扩大电气化机遇），这些资源可以成为解决方案的来源，而不是潜在的问题。

例如，虽然不同的分布式资源单独提供的灵活性或辅助服务的数量较小，但通过协调大量分布式设备的行为，使用信息通信技术（ICT）设备（虚拟电厂[VPP]概念），就能够聚合这些资源，可以有效地使其像单一、大型、可预测的电源一样运行。虚拟电厂基本上是一个依赖软件和智能电网的远程自动调度与优化的分布式能源系统。在协调太阳能光伏等分布式发电、储能系统、可控且灵活负载以及其他分布式能源资源时，虚拟电厂可以提供快速爬坡的辅助服务，取代化石燃料电厂的备用容量。美国地区输电组织PJM已经表明，其80%的分布式能源资源容量来自虚拟电厂。

分布式住宅和商业太阳能光伏成本的显著降低，还可能刺激对利用低成本、自发电终端技术的新需求。例如，Keiner（2019）等人在研究高比例自用型住宅光伏系统时发现，从理论上讲，通过屋顶光伏、电池、热泵、热能储存和电动汽车相结合，在2050年，可以满足家庭100%的电力和热力需求。该研究发现，即使是太阳能潜力较低、供热需求较高的地区，如加拿大和北欧，也能通过自发自用满足约60-75%的电力需求及60-70%的供热需求。

分布式可再生能源成本的降低还可以为微型电网技术创造新的经济机遇，这既可以将电力供应扩大到使用化石燃料的偏远地区，还可以在最终接入主电网时提供某种形式的灵活性（IRENA, 2019d）。

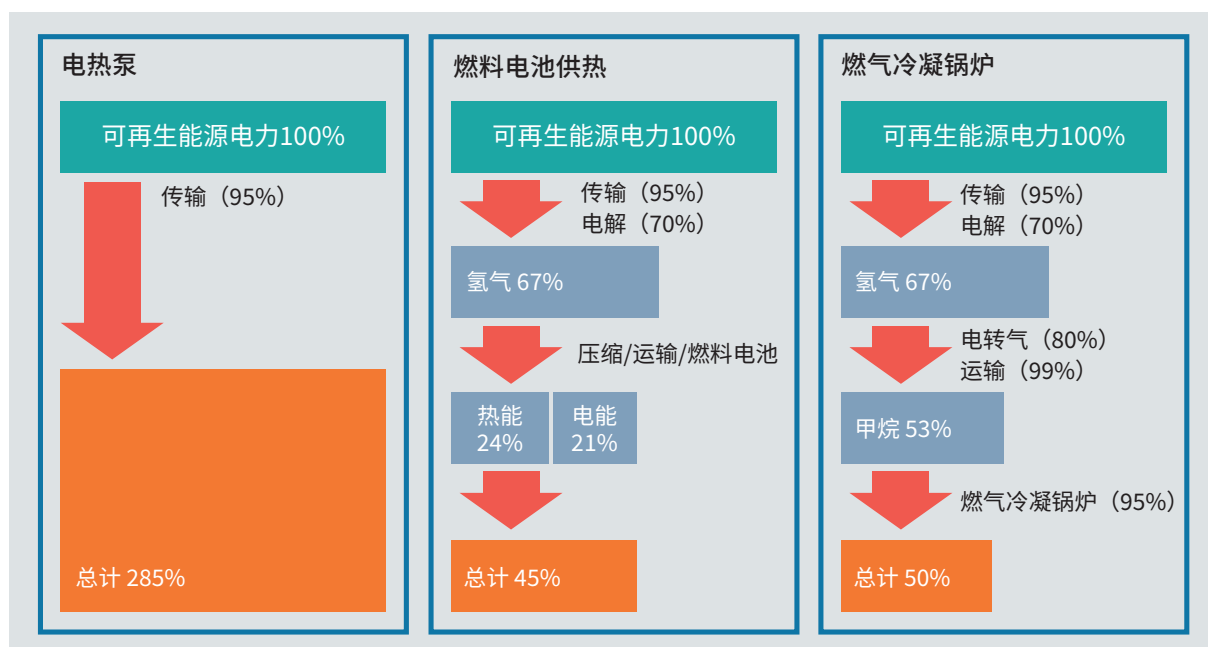
分布式能源的这些潜在能力，可以通过减缓灵活性或阻塞问题，甚至推迟和避免电网升级和扩展的需要，从而显著减轻对电网基础设施的压力。

间接电气化：智能策略解决潜在问题

用可再生能源发电制氢及其衍生合成燃料，可以使难以直接使用电力的行业（如长途海运和工业），实现间接电气化，从而实现脱碳。

然而，生产这些燃料会给电力系统基础设施带来新的压力。例如，以氢气或其他合成燃料满足一定数量的有效需求，需要比直接电气化（例如使用热泵）提供更多的可再生能源装机，因为制造燃料的过程存在转换损失（图17）。此外，用于制氢的电解槽通常需要相对较高的负载系数，才能成为具有经济吸引力的投资。因此，有可能是没有足够的可再生能源电力，能够从经济上满足计划中的制氢需求，甚至根本无法完成制氢。

图17 从可再生能源电力开始的不同供暖系统的效率



资料来源: Perner, Umteutsch and Lövenich (2018)。

智能策略可以帮助解决这些可能的问题。能否获得足够低成本可再生能源的问题，可以通过将生产设施建在具有战略优势的地点来解决。其他策略可以通过提供独特的额外效益，来提高把氢能生产作为代替直接电气化方案的价值。储存氢气、使用输配基础设施或增加灵活性所带来的价值，可能会抵消其较高的生产成本。以下各节将更详细地讨论这些策略，而下面的第2.4节将讨论智能间接电气化和直接电气化之间的权衡与最佳平衡问题。

制氢应进行战略选址以便利用丰富的低成本电力

低成本可再生能源在全球的推广为改造或创造新能源市场提供了独特的机会。在工业部门，这是一个特别具有吸引力的前景。因为能源密集型工业产业可能很难通过直接电气化脱碳，因此可能会依赖氢或合成燃料。将工厂搬迁到拥有高质量、低成本的可再生能源地区，可以利用最佳的制氢条件，增加该行业的用电份额。将整个产业集群集中在这些地区，可利用这一机会让数字化和运营协同效应提高效率（Accenture and World Economic Forum, 2021）。

这些策略已有实施先例。冰岛的铝冶炼厂位于大型水电资源附近，以便利用低成本电力，而大型数据中心等新的电力需求源也采取同样的方法。迁址也是生产氨和其他化学品以及炼钢的一种可能方法。在炼钢方面，世界上一些最大的铁矿床位于澳大利亚西部、巴西南部、智利北部、中国西部、毛里塔尼亚和南非，这些地区相对靠近可再生能源丰富的地区（IEA, 2017）。研究表明，可再生的氢基钢铁生产，可以成为这些市场中成本最低的供应选择，从而提供足够低成本的可再生能源电力（Gielen et al., 2020）。

一个相关的策略是使用低成本的可再生能源发电制造氢，所制造的氢可以运往发电成本更高的地区。例如，智利发现，利用其独特的低成本可再生资源（如阿塔卡马沙漠的太阳能设施）制造氢是一个经济机会，可以在日本和韩国等有净需求的国家销售。

专栏8.制氢的战略选址

瑞典能源署与SSAB、LKAB和Vattenfall公司一道，正在支持瑞典北部的一项试点计划，该计划使用水力和风力发电制造的氢气，在完全无化石燃料情况下生产钢铁。目标是到2035年，钢铁行业不使用化石燃料，并与传统钢铁完全竞争。这项名为Hybrit的计划可以将瑞典的二氧化碳总排放量减少10%，如果推广，还可将芬兰的二氧化碳排放量减少7%。该计划成功与否将取决于政府、研究机构、大学和公司的持续支持。另外还需要良好的无化石电力供应、基础设施改善，和高压网络的快速扩建、其他研究计划、更快的审批流程以及欧盟层面的长期支持（Hybrit, 2018）。

在冰岛，国际碳回收（Carbon Recycling International）公司已设法通过基于可再生能源的电解和从地热发电厂，去捕获二氧化碳，生产了4000吨/年的碳中性甲醇（IEA, 2017）。冰岛丰富的低成本水电和地热能，也使其成为铝冶炼等其他能源密集型行业具有吸引力的地方。冰岛目前的铝产量约占世界铝产量的3.4%（Pines, 2018）。

季节性储氢可将多余的可再生电力储存数月

可再生能源生产的氢可以起到储存电能的作用，从而减少电网使用波动性可再生能源时的投资需求。在线路阻塞和波动性可再生能源高度集中的地方，这种储能具有特别价值。多余电力可用于制造氢气，并用现有天然气基础设施进行储存与配送（Blanco et al., 2018）。

尽管可以使用包括电池在内的各种技术储存多余的可再生能源发电，但氢气的生产仍具有优势，因为这种气体可以大量储存，而且可存储长达数月。例如，目前欧盟天然气网络中以甲烷形式储存的能量大约为1200TWh，约等于欧洲天然气总需求的五分之一（IRENA, 2018b）。

氢或合成燃料的长期储存，可以帮助在电力需求与可再生能源发电之间存在显著季节性差异的国家，将更多的可再生能源整合到其能源系统中。例如，在德国，冬季能源需求比夏季高30%，而可再生能源在冬季的发电量比夏季低50%左右（Hydrogen Council, 2017）。利用现有的天然气基础设施，改用作氢气，可以避免扩大电网的需要，并有助于减少对波动性可再生能源的弃用。一项研究表明，电转气的方法可以将所需的风能和太阳能发电装机容量减少23%，并将此类能源的弃用减少87%（Lyseng et al., 2018）。

鉴于天然气网络的巨大容量，即使可再生天然气的混合比例较低，也可以吸纳大量的波动性可再生能源。最佳混合浓度很大程度上取决于现有网络的特性、天然气成分及终端应用。现有研究表明，一般来说，在氢气浓度相对较低（在10-20%体积浓度以下）的情况下，混入当前基础设施可能不需要对基础设施进行重大投资或改造，并且能够以安全的方式进行（IRENA, 2018b）。

专栏9.案例研究：季节性储氢

劳伦斯伯克利国家实验室（Lawrence Berkeley National Laboratory）的一项研究估计，在2017年至2025年期间，除非能找到额外的需求，加利福尼亚州可能会弃用3300至7800GWh的太阳能和风能。由多余电力制成的氢气，可用于驱动燃料电池电动汽车和卡车，或者与天然气混合，用于任何以天然气为燃料的情况。如果该研究预测的加利福尼亚州所有多余的太阳能和风能都转化为甲烷，并以可再生天然气储存，它将足够为多达37万户家庭供暖，或为多达18.7万户家庭提供足够的电力（IRENA, 2019b）。

由ENGIE牵头的财团在法国设立了GRHYD氢能存储项目。法国的目标是用可再生能源满足其最终用户总能耗的23%，因此GRHYD项目旨在将可再生能源产生的多余能量转化为氢气。产生的氢气与天然气混合成一种称为氢甲烷（Hythane）的产品，然后将其纳入现有的天然气基础设施中。该项目旨在展示将氢气与天然气混合作为可持续能源解决方案在技术、经济、环境和社会方面的优势（IRENA, 2019b）。

氢电解槽将提供重要的电网服务

用于生产氢的电解槽系统可以作为灵活负载快速地上、下调节，为电网提供频率调节等服务。质子交换膜（PEM）电解槽比当今主流的碱性电解槽更适合这种运行方式。然而，质子交换膜电解槽的成本至少需要减半，而且效率需要进一步提高到碱性电解槽的水平才能达到主流水平。（IRENA, 2018b）。

专栏10.案例研究：电解槽电网服务

加拿大水吉能公司（Hydrogenics Corporation）于2011年与安大略省的独立电力系统运营商完成了一项试验，旨在展示电解槽技术在公用事业规模电网稳定服务中的应用。美国国家可再生能源实验室所做的实验分析还表明，电解槽可以快速改变其负载点以响应电网需求，同时在频率偏离情况下加速恢复（Gardiner, 2014）。

在奥地利，H2Future项目正在Voestalpine Linz钢铁生产厂运行一个6MW的电解槽。预计将研究电解槽的使用，以便提供平衡电网服务，如一级、二级和三级储能，同时也为钢铁厂提供氢气。根据分时电价的优势，利用非高峰时段产生的电力生产氢气（IRENA, 2019j）。

2.4 系统性权衡与经济评估：不同的电气化途径在何时何地最为合理？

虽然前几节讨论了个别电气化技术选项、成本驱动因素与智能策略，而本节的目的是在更广泛的系统背景下对其进行评估。为了更好地理解不同电气化路径之间的经济权衡，并找到整个系统的最低成本解决方案，就需要具有这种视角。

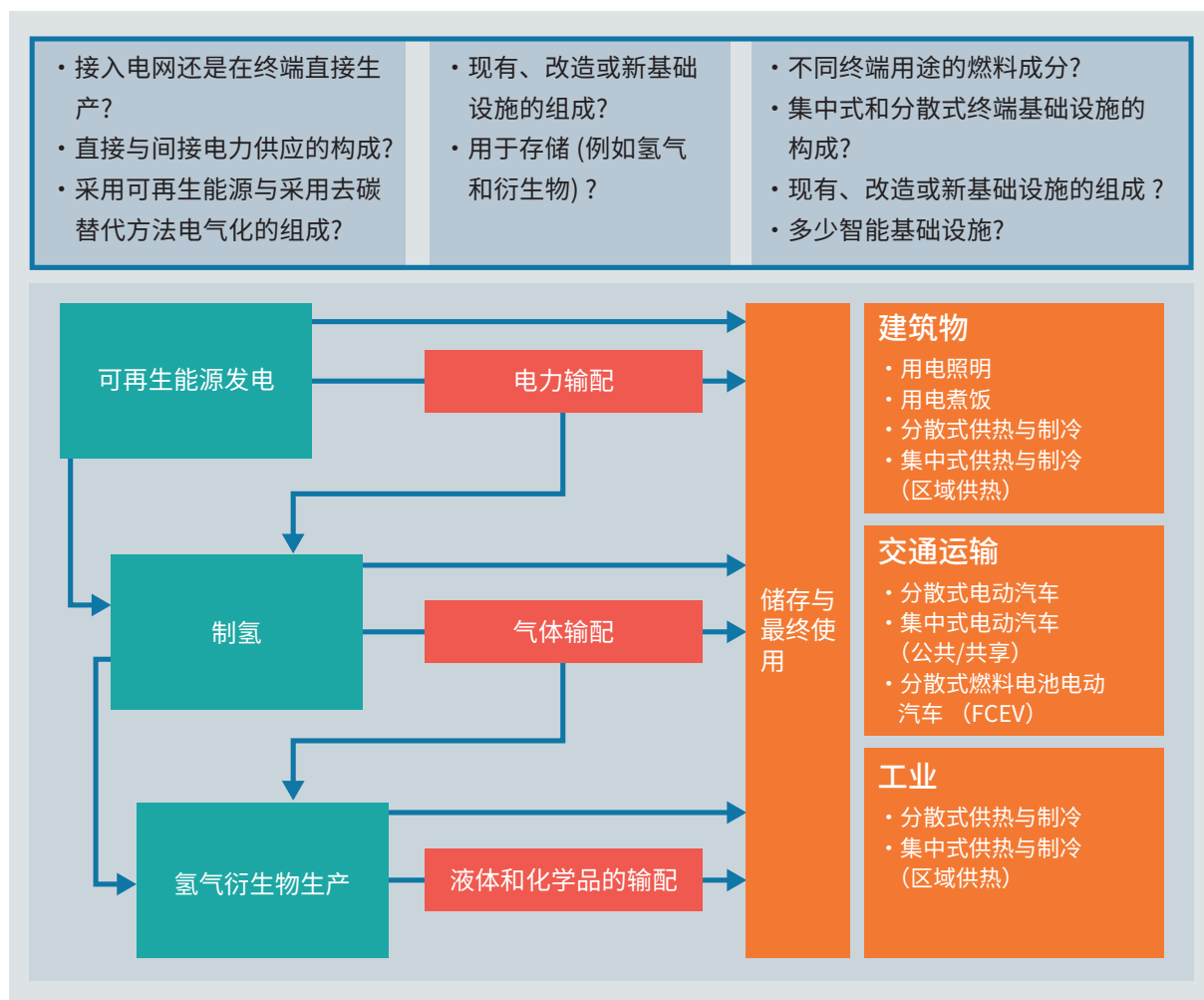
正如本报告引言所述，深度脱碳世界的一个关键推动因素是基于廉价可再生能源发电的日益普及。事实上，在全球许多地方，就 LCOE 而言，太阳能发电和风电已经比化石能源发电更便宜。

然而，对于如何使用这种可再生能源电力，存在很多选项。根据具体的终端和向这些终端地点输送电力所需的基础设施，每种选项都会带来不同的成本。例如，工业过程的直接电气化，理论上可能比使用基于可再生能源的氢更便宜，但为了直接使用电力而改造现有工厂的费用可能非常昂贵，从而使天平偏向于基于氢的解决方案这一边。

从更大的尺度来看，电气化的边际增长在某些时候可能需要新的基础设施投资，这些投资规模如此之大，以至于其他脱碳解决方案（如生物能源或碳捕获，如果可用的话），可能比电气化更便宜。

图 18 显示了在尝试任何优化电气化和脱碳路径时，必须考虑的许多权衡因素。在生产、输配、储存及最终使用的每个阶段，都存在需要应对的关键问题。此外，一个领域的决策会波及其他领域。例如，转向基于氢的智能化集中式区域供热系统，可能会减少配电网和建筑改造的成本，但也可能会增加制氢所需的可再生能源发电装机的成本。从一种能量状态转移到另一种能量状态也会产生额外的成本和转化损失，这一点必须给予考虑。

图18 智能电气化路径的总体基础设施格局



很难对所有经济复杂性一起进行评估与建模。然而，许多研究都集中在整体格局的关键部分，例如，某些领域合理的电气化程度是多少，或某一特定燃料（如氢）跨行业应用前景如何。

本节介绍了这些研究最重要结果（也在附录五中进行罗列和总结）。总而言之，迄今为止的研究确实围绕三个关键原则提出了某些方面的共识：效率优先，在“基础设施效率高”的直接电气化路径中最大限度利用可再生能源，以及扩大智能利用间接电气化在能源密集型终端和系统长期灵活性方面的优势。

按部门评估

交通部门

许多研究试图对不同交通部门电气化路径之间的权衡进行建模，目的是了解可再生能源电气化在何种程度以及何种形式上是经济上可行的。然而，值得注意的是，这些研究并未明确评估与其他部门电气化之间的权衡。

在德国交通部门电气化的一项研究中，Öko-Institut (2014)发现，到2050年，由75%的电动汽车组成的乘用车车队将增加高达100TWh的电力需求（相当于目前电力总需求的17%左右）。此外，用于公路货物运输中的电动卡车和电动道路系统（总共占当前总电力需求的25%）将增加50TWh电力需求。这将同时需要投资额外的可再生能源发电容量。但后续研究表明，这种直接电气化途径比基于氢或其衍生合成燃料的运输选项更具成本效益。原因是，与直接用电驱动的车辆相比，氢或可再生合成燃料的生产分别需要大约两倍或五倍的电力（Zimmer et al., 2016）。此外，额外发电的成本远高于现有车辆设计和燃料基础设施所节省的成本。因此，研究建议，仅在直接电气化不太可行的情况下使用合成燃料，例如在航空领域。研究还强烈建议通过提高效率和采用公共交通，积极减少交通方面的电力需求，尽可能释放多的电力。

同样，Colbertaldo, Guandalini and Campanari (2018)研究表明，在意大利，很难有足够的可再生能源制氢为全国车辆提供动力。他们发现，到2050年，在道路交通中只有30%燃料电池电动汽车的情况下，他们开发可再生能源发电的“技术最高”份额占总发电量的57%，只能满足81%的氢出行需求。鉴于这些限制，该研究建议采取强有力的措施，减少车辆出行或通过其他技术实现电气化。

一些研究已将这类分析推广到国家层面之外。Kasten et al. (2016)研究了欧盟保有乘用车的电气化情况，他们发现到2050年，占比80%的电动汽车将需要额外的170GW可再生能源发电装机。这一数字是2010年欧盟可再生能源发电装机的75%，到2050年，预计可再生能源发电装机将增加22%。

虽然这些额外的可再生能源发电装机看起来很大，但这项研究和许多其他研究的关键信息是，最可行和最具成本效益的交通脱碳途径，是直接使该部门尽可能实现电气化（以及采取提高效率并减少总体需求的措施）。不仅电动汽车等技术越来越具有竞争力，而且如果燃料电池电动汽车与合成燃料被广泛应用，需要建设的发电容量将非常昂贵。

例如，Siegemund et al. (2017)发现，即使到2050年，欧盟80%的乘用车为电动汽车（20%为燃料电池电动汽车），70%的交通运输终端能源需求将用于生产氢气及其衍生合成燃料（主要用于货物运输、航空和海运）。

更具体地说，经济评估没有发现任何直接电气化路径的成本（包括在充电站和配电升级方面的投资）高于间接电气化所需额外发电容量的情况。这反映了需要将间接电气化解决方案仅仅局限于很少或没有脱碳替代方案的交通子部门。如果还考虑到与其他部门竞争使用可再生能源制氢及其衍生燃料时，这一结论会变得更具有信服力。

建筑和工业部门中的供热和制冷

虽然与交通部门相比，关于建筑物和工业部门在大规模直接与间接电气化之间权衡的专门研究比较少，但许多分析得到了一个类似的结果：直接与间接电气化对发电容量的不同需求，通常在整体成本效益方面起着关键作用。由于直接电气化解决方案尚无法满足某些高级供热需求，因此，研究还强调了通过提高效率和采取其他措施来降低总体需求的极端重要性。此外，研究还表明，城区的区域供热通常比分散式城市供热更具成本效益，因此他们建议，使用合成燃料（如生物燃料）间接电气化的替代方案可以发挥重要作用。

例如，在建筑行业，一项关于到2050年英国住宅供热几乎完全脱碳的研究发现，主要基于热泵的方法（61%由分散式热泵满足，17%集中于区域供热热泵）可能会增加48GW的冬季用电高峰需求，需要160-280亿英镑的配电网升级费用（取决于智能解决方案的推出）（Delta Energy & Environment and Energy Networks Association, 2012）。如能保持类似的区域供热所占比例（占需求的27%而不是34%），但通过生物甲烷利用现有天然气管网容量的五分之一满足25%的需求（约75TWh），则可以将额外的冬季峰值需求减少一半，达到24GW。这还可以将所需的配电网升级成本降低到8-140亿英镑。虽然该研究没有考虑基于氢的选项，但这些选项在理论上也可以减少峰值发电和配电系统的影响，这取决于生产75TWh的氢所需的非峰值可再生能源装机的成本。

在工业部门，使用可再生能源制氢满足高级供热与原料需求，对间接电气化所需的额外电力容量提出了类似的担忧。一项理论研究发现，欧洲能源密集型基础材料行业（钢铁、水泥、玻璃、石灰、石化产品、氯和氨）的完全电气化，将每年增加约1700TWh的电力需求（其中约1100TWh将用于生产合成燃料）。这超过了欧洲目前的全部工业能源需求（1000TWh）（Lechtenbömer et al., 2016）。该研究还表明，可以通过强有力的增效措施和一些生物基材料/燃料的使用（它们可以取代合成燃料），来减少对这一增加的发电基础设施的需求。另一项研究Bazzanella and Ausfelder (2017)中同样表明，使用合成燃料间接使欧洲化工行业电气化需要的无碳发电量，比预期届时整个欧盟可用的发电量多40%（根据国际能源署全球气温增加的2°C情景）。

上述大多数情况都强调了大力减少需求和扩大区域供热网络（尤其是建筑物）的必要性。事实上，虽然直接与间接方法的可再生能源装机的差异在经济上对所有行业都很重要，但网络基础设施似乎在供

热与制冷行业研究的结果中发挥了更大作用。例如，一项对2050年欧盟28个国家100%可再生能源系统的研究发现，与单独使用分散式热泵相比，分散式热泵与区域供热相结合的住宅供热方法总成本更低。原因是区域供暖中热力管网的成本大大低于单个热泵安装与单个建筑改造的成本（Connolly, Lund and Mathiesen, 2016）。¹³

总体而言，鉴于生产氢与合成燃料所需的大量可再生能源发电装机，以及它们在这些部门的可能需求（特别是工业中难以替代的原料），供热与制冷研究中电气化的合理程度似乎是由以下因素驱动：首先通过减少需求，尽可能限制电气化驱动，通过智能策略与集中区域供热来提高效率，或利用现有的基础设施（如生物能源）实现的脱碳替代方案。¹⁴这些方法还有一个额外的好处，那就是降低新的输配、储能以及终端用能技术投资所需的费用。一旦电力需求尽可能降低，就可以选择何时使用直接或间接电气化策略，总体目标是最大限度地减少发电容量需求。

专栏11. 欧洲供热路线图：对供热与制冷电气化基础设施的全面分析

《欧洲供热路线图》或许是迄今为止对这些行业电气化最全面的分析之一，它证实了许多其他研究的广泛结论，并考虑到这些特定行业所讨论的更广泛的基础设施影响与权衡，给出了特定型式供热和制冷电气化在多大程度上具有经济合理性（Paardekooper et al., 2018）。该研究探讨了14个欧洲国家满足巴黎协定的脱碳方案，发现了大约四种可在不同层面上优化部署的互补战略：热能节约和过程效率、区域供热与制冷、热电耦合效率，以及推广单热泵。

正如前面提到的研究一样，减少需求是转型的一个基本要素，该研究发现，与2050年的基准情景相比，最大的潜力是减少空间供热和过程供热需求（分别减少5%和14%）。

这项研究的一个关键发现是，在绝大多数城市环境中，区域供热均具有成本效益。结果表明，在所有分析的国家中，区域供热的最佳情况是满足大约50%的供热需求（在某些情况下，可达70%），其原因是与单个系统相比，区域系统可用的电力和低碳供应选项更加多样化，与单个热泵与配电网安装相比，热网扩建成本更低，以及区域系统可获得的成本灵活性和储能选项更低。

13 在运输部门，与集中式区域供热系统的成本优势相近的类比是，为了减少充电网络基础设施的成本，从而提高公共交通的份额。虽然这总是交通部门研究中的一个建议，但网络基础设施节约的量化还没有达到在供热与制冷部门电气化的经济评估中对区域供热量化的程度。

14 这些一般原则来自于本文讨论的部门经济评估，也得到了其他对智能热力部门电气化原则的审查的支持；例如，参见 Rosenow and Lowes (2020)。

尽管作为直接电气化的集中式选项，区域供热很简单，其大约20-30%的供应来自大型热泵，以便在分析中利用VRE，但它也利用了耦合智能热电网的效率。正如本节前面讨论的研究，在许多情况下，保留一定比例的现有基础设施是对电气化的合理补充。在这项分析中，25-35%的区域供热来自以生物质或少量天然气（在2050年仍将保持入网）为动力的热电联产机组（CHP）。但大约25%的区域供热也来自化工或钢铁制造等行业的工业废热。这些热源在可以获得的情况下可利用现有的热力基础设施，而至关重要是，这些行业所需的合成燃料生产所产生的多余热量也可以作为区域供热的来源。如前几节所述，这种可能的协同作用反映了策略性制氢选址的附加价值。可将大型蓄热装置连接到区域供热系统的能力，也带来比单个蓄热装置更低的成本。¹⁵分析中，其余的区域供热也反映了利用其他可再生热能选项的独特能力，例如利用太阳热能和地热能（合计约占供应的5%），从而释放可再生能源电力容量，用于生产更耗电的合成燃料。

虽然该研究指出，肯定存在少量或不用区域供热的解决方案（例如，通过增加建筑和工业中单个热泵或生物质锅炉的份额），但上述系统效率和成本优势的损失使完全电气化供热变得不太理想。

然而，在剩下的50%的农村地区供热中，通过单个热泵直接电气化被认为是最具成本效益的，原因包括两个方面。首先，虽然热泵和电网扩建的成本不小，但由于地理原因，这些成本低于进一步扩大区域供热网络的成本和由此产生的配送损失。其次，相对于这些地区的间接电气化，此策略还节省了可再生能源容量，因为热泵对一次能源需求减少，而且它们能够通过智能化，灵活运行利用原本被弃用的波动性可再生能源发电。

15 出于灵活性原因，在一定程度上，大规模集中式解决方案的价值反映在其他针对性研究中，例如Quiggin and Buswell (2016)。这些研究评估了截至2050年的六种英国通电供热情景，使用详细的每小时数据，查看电力需求是否在一年中的所有时间都得到满足，除两种情景外，其他所有情景都假设热泵满足75%以上的供热需求。评估显示，除了一种情况外，所有其他情况都表明，在冬季供热需求较高的情况下，即使需求侧管理、电池储能，及车辆到电网（V2G）技术等灵活选项得到充分利用，仍然存在严重的供给问题。采用大部分热电联产（CHP）发电情景是唯一没有问题的情景。

系统性评估

鉴于智能电气化路径各自的系统影响，迄今为止讨论的特定行业研究，为智能电气化路径的合理范围提供了许多清晰的见解。总体而言，即使在电气化发生之前，几乎所有研究都提出了各部门应大幅减少电力需求的建议，以便减少对不必要发电基础设施的新增需求。某些研究随后表明，可持续生物能源和其他脱碳替代品，可在必要时应用于难以脱碳的子部门，例如航空与海运业、或化工与重工业。与城市环境中的分散式热泵相比，区域供热系统在合理使用更少的电力进行供热与制冷方面发挥着特别重要的作用，尤其是考虑到其整体基础设施需求（在整个发电、输电、配电、储能和终端消费技术方面）的成本通常较低。与完全电气化系统相比，这种热力网络还可以为季节性供热和制冷问题提供更大规模且更多样化的蓄热解决方案，理想情况下对基础设施容量的总体需求更少。

然而，一旦效率触顶和替代方案用尽，每组部门经济评估也会列出其余直接与间接电气化的不同最佳份额。正如所见，这些份额在很大程度上也遵循电力容量需求最小化的原则，这（至少在系统层面上）似乎是基础设施对竞争路径的更主要的经济影响。¹⁶ 随着竞争日益激烈的终端消费技术（电动汽车和热泵）的普及，以及有了可降低了网络基础设施成本的智能电气化策略（），那些被看作“轻”用途的领域（例如轻型车辆需求、农村供热和制冷需求）都可能最大限度成为实施直接电气化的候选对象。如果没有脱碳替代品，那些被认为需要能源密集型燃料的“重型”用途的领域（如航空、长途海运，和高温加热），如果没有其他的方案可选，则成为大多数通过氢及其衍生合成燃料间接电气化的候选对象。由于缺乏具有竞争力的直接电气化的终端使用技术，生产合成燃料所需的额外发电装机被认为是必要的。

虽然这些见解在行业层面上感觉很直观，但考虑到三个部门都在竞争可再生能源电力资源，重要的是要确认它们在经济评估中的真实性。例如，也许氢能网在三个部门之间可以提供协同效应，远比只在一个部门应用要好，这意味着，虽然需要更多的发电装机，但实际上它们的规模应该更大。或者，也许热泵和交通部门结合对电网的影响可能会增加电网成本，以至于有理由保留之前讨论的一些研究中看到的 20-30% 以上的天然气网络。

遗憾的是，对整个基础设施环境进行这种全面的经济评估很少见，尽管有一些可以提供见解的评估。根据上述基准原则，衡量此类研究结果的一个简单方法是，在综合分析中，与已经讨论的行业分析对比，探讨间接电气化路径在需求中所占份额的大小。Ruhnau et al. (2019) 对 22 种现有电气化情景的综述是在德国背景下对这一方面的有益概述。表 5 填补了当前文献方面的空白，即使在此类电气化评估更先进的国家背景下也是如此。例如，在 100% 脱碳的情况下，只有两项研究涵盖了所有行业的电气化。

¹⁶ 在更孤立的层面，例如本地网络，可能存在其他限制/指导原则，这些原则可能会排除电气化或强制确定电气化选项。如第4章所述，系统规划应尽可能与区域或地方规划保持一致。

表5 德国电气化场景概述

编号	参考	热力电气化		交通运输电气化		△ GHG (温室气体)		
		建筑物	工业	轿车	卡车	趋势	≥ 80%	≥ 85%
1	DLR et al. [18]			✓	✓		80%	
2	Oeko-Institut [19]			✓	✓		84%	90%
3	Prognos et al. [20]	✓	✓	✓	✓	65%	80%	
4	UBA [21]	✓	隐含	隐含✓	✓			100%
5	DLR et al. [22]			✓	✓		80%	
6	Heilek [23]	✓					80%	
7	Oeko-Institut and Fraunhofer ISI [24]	✓	隐含	隐含✓	✓		80%	95%
8	Robinius [25]			✓			80%	
9	Nitsch [26] a	✓	✓	✓	✓			95%
10	Palzer [28]	✓	隐含	隐含✓	✓		80%	86%
11	Quaschnig [29] b	✓	✓	✓	✓			100%
12	Fraunhofer IWES/IBP [30] c	✓	✓	✓	✓		83%	95%
总计							12	7

a 该研究总共提出了三种情景，但对于 2050 年，这两种 95% 的情景非常相似。因此，我们只评估其中一个 95% 的情景 (KLIMA, 2050) 请注意，这项研究是 DLR 等人著名研究的更新版本。[27]

b 本研究假设德国在 2040 年已经达到排放目标。因此，提出了 2040 年德国能源系统的情景，但它与其他研究的 2050 年情景非常相似。

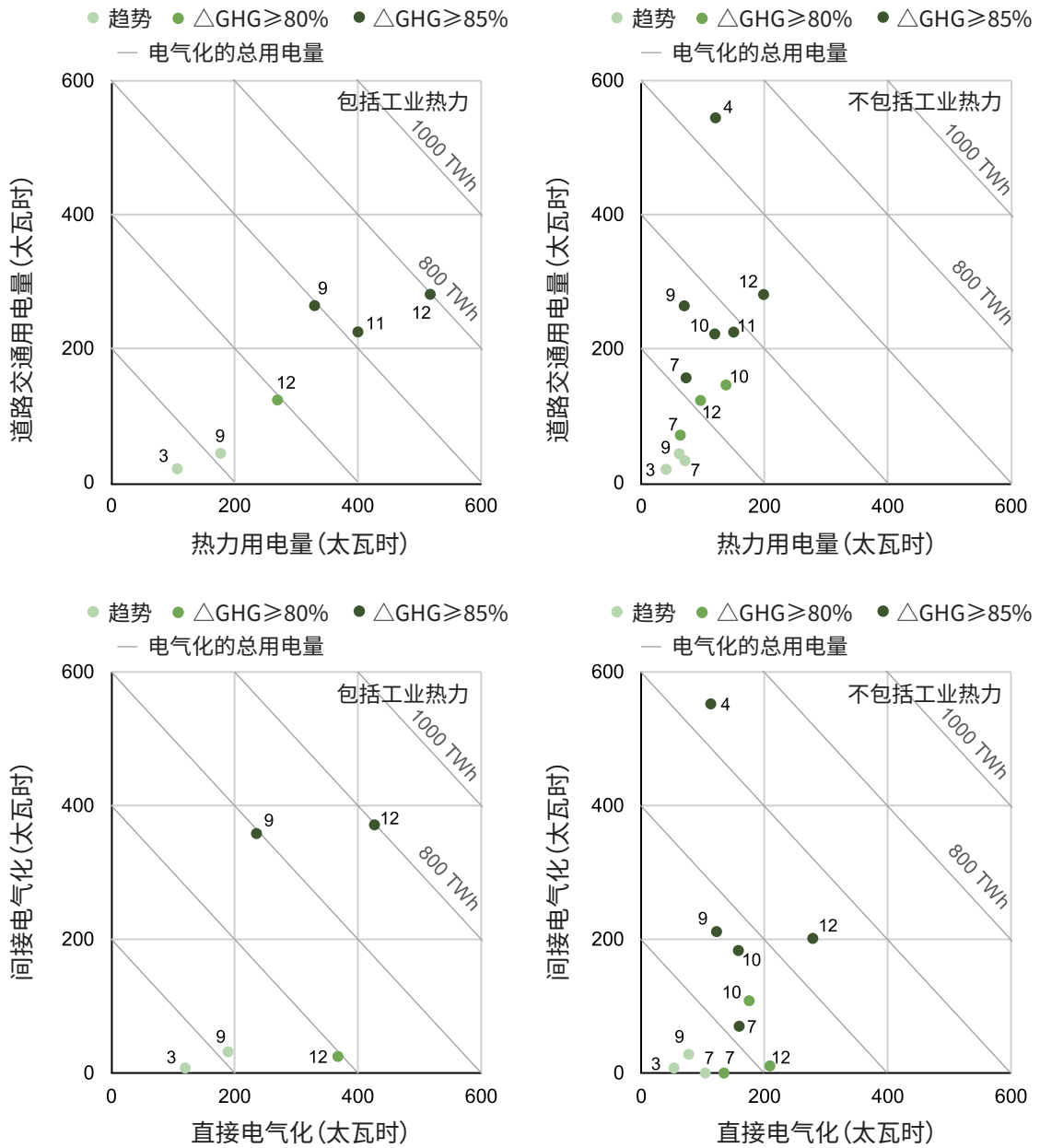
c 详细数据从数据附录中检索获得。请注意，本研究是 Fraunhofer IWES et al. (2015) 研究的更新和扩展版本，它提供了我们在第 4.3 小节中评估的减排 80% 温室气体 (GHG) 的交通运输部门更多的情况。

资料来源: Ruhnau et al. (2019)。

如下图19所示，电气化率不仅受到脱碳水平的强烈驱动，而且不同行业在这方面也有着不同的敏感性。例如，随着交通和工业供热的进一步脱碳，预计将会实现更大的电气化，因为如前所述，这些部门与建筑业（具有区域供热和效率解决方案）相比，便于利用的替代方案更少。较多的间接电气化基础设施也只出现在高度脱碳的情景中 (>85%)，一旦需要进行最后15%的脱碳，该研究认为，这是由于它们在交通运输和工业供热等难以脱碳的部门中可以较经济地应用，以及长时间储能能在具有高波动性可再生能源发电占的份额增加。至于三个部门之间的相互作用，将工业热纳入高度脱碳情景的研究，似乎并未减少用于交通运输/建筑的电力，也没有取代交通/建筑的直接电气化，这意味着难以脱碳行业发生间接电气化的时间较晚，并且是在后续增加的。因此，综合分析似乎加强了上述讨论的一般原则：减少能源需求的必要性与直接电气化的优势。



图19 德国交通与供热部门未来情景敏感性分析中的电气化水平



资料来源: Ruhnau et al. (2019)。

在对2050年前整个欧盟电气化的综合基础设施前景进行更广泛的评估时，欧盟交通敏感性评估项目（EU ASSET Project）为系统范围内间接电气化的程度和作用增加了重要的细微差别（De Vita et al., 2018）。尽管评估发现，最佳氢燃料与合成燃料的份额同其他研究相似，但主要是为了满足难以脱碳的子部门的需求（导致运输业的总份额仅为12-30%，工业中的份额为12-15%），要强调的是，这些份额实际上比进一步减少间接电气化在经济上更可取。从整个系统来看，这有两个广泛的原因。首先，尽管氢与合成燃料的生产确实意味着对发电和网络基础设施的巨大需求，但与每个部门的专用直接电气化基础设施相比，单一氢网络能够同时满足三个部门难以脱碳的需求，从而带来较高的效率。其次，有限氢网络兼具蓄能和分配的双重能力，极大地提高了该洲全年最低可变成本的可再生能源发电的利用率，削减了电力峰值，并实际降低了仅用于直接电气化的整体电价。对基础设施需求进行全面部门评估，对于使用间接电气化份额的净收益变得至关重要。

该研究还强调，发展此类基础设施的时机对经济效益也很重要。正如前面讨论的其他研究的发现，在电气化和脱碳的后期阶段，通过氢与合成燃料间接电气化比直接电气化的近期阶段更具经济竞争力。因此，这种系统性视角而非部门视角，在经济合理的智能电气化战略部署中，为特定行业间接电气化的作用和程度提供了更完整的理论基础。

这些经济评估研究总体上表明，通过对直接电气化和间接电气化的仔细平衡，以及根据部门与时间段对这种平衡的修改，再与大力减少所有部门的能源需求相结合，就可以降低脱碳的总体成本。

本报告的以下章节更详细地介绍了上述IRENA和中国国家电网有限公司分析中讨论的电气化路径，以及在实施这些路径时要考虑的优先事项。



3 IRENA与中国国家电网可再生能源电气化前景分析

主要观点

- 在2021版《世界能源转型展望》中，IRENA分析表明，在该报告的主要能源转型情景（即1.5°C情景）下，到2050年，直接电力消费可能会翻一番还要多，占全球终端能源消费比例将提升到50%以上，并成为迄今为止最大的能源载体。
- 在IRENA 1.5°C情景下，到2050年，为将全球温升保持在1.5°C以内，要求至少90%的发电量将来自可再生能源，远高于2018年的25%。
- 到2050年，以风电和光伏发电为主的VRE发电量将占全球总发电量的63%，分别从目前的7%和3%上升到34%和29%。
- 到2050年，清洁氢有可能供应全球近74艾焦的能源需求，其中三分之二来自可再生能源，其余是蓝氢，再加上CCS。如第2章所述，基于可再生能源制氢，还可以通过智能电解槽运行和产业转移等解决方案帮助整合VRE。
- 根据IRENA分析，到2050年，交通和供热电气化的增加，以及可再生能源发电占比的增加，可以满足全球能源部门至少36%的二氧化碳减排需求。
- 到2050年，交通部门电力消费需要从目前的1%增加到49%，道路上行驶的乘用车电动汽车近18亿辆——接近目前的乘用车总量。
- IRENA发布了一份具有雄心的脱碳计划，预计到2050年，建筑和工业电气化水平将比当前翻一番，分别达到35%和73%以上。
- 到2050年，建筑部门电力需求预计将翻一番。在IRENA的1.5°C情景中，在运热泵数量将由2016年的约2000万台增加到2050年的约2.9亿台。
- 到2050年，工业部门直接用电将满足35%以上的能源需求。此外，还将安装8000万台热泵，以满足低温供热需求，数量将达到目前的400多倍。
- 在其他声称符合《巴黎协定》的全球情景中，到2050年，由于各部门对能源消费总量或强度的假设各不相同，以及这些部门智能电气化和减排战略的组合也存在差异，从而使得电力占终端能源消费比例也各不相同（从42%到52%）。

- 对于某些高度发达市场的潜在电气化，也有类似宽泛估计，但将略高于世界平均水平，例如，在针对美国的研究中，电力占终端能源消费总量的41~51%，在欧盟中占49~60%。
- 根据SGERI的建模，由于电气化提高了能源效率，中国的电气化被期望能够对加速2030年以后整体能源需求下降的进程产生巨大影响。
- 在探索2050年中国实现更高电气化水平的SGERI情景中，电力能够满足52%的能源需求，建筑部门的电气化水平为65%，交通部门是35%，工业部门是52%。
- 到2050年，中国电气化水平将需要大量建设以VRE为主的发电装机，其中1.66太瓦的光伏发电和1.33太瓦的陆上风电将成为两个最大发电装机。



3.1 IRENA 《世界能源转型展望》中的电气化

IRENA 研究了能源投资和更广泛社会经济发展的各种可能途径，更加全面地了解了本世纪中叶前的关键三十年时间内能源转型对经济和社会的影响。

专栏 12. 到 2050 年 IRENA 全球能源系统的脱碳途径

IRENA 最新报告《世界能源转型展望》提出了全球能源四种可能的转型路径：

- **规划能源情景 (PES)** 是IRENA的主要参考情景，其提供了基于政府当前能源规划和其他规划目标和政策（截至2019年）的能源系统发展前景，包括各国根据《巴黎协定》确定的贡献，但有些国家最近制定了新的气候和能源目标或规划。
- **转型能源情景 (TES)** 描述了一条具有雄心、但非常现实的能源转型路径，主要基于可再生能源和稳步提高的能源效率（但不限于这些技术）。这将使能源系统向实现目标的方向稳步前进，即需要在本世纪将全球温升保持在远低于2°C和接近1.5°C的范围内。
- **1.5°C情景 (1.5°C情景)** 描述了一条与1.5°C气候目标一致的能源转型路径，也就是说，到本世纪末将全球平均温升限制在相对工业化前水平的1.5°C。它优先考虑现有的技术解决方案，可以按1.5°C目标所需的速度扩大规模。
- **基准能源情景 (BES)** 反映了2015年《巴黎协定》签署前后的政策，并在需要时增加了对能源发展的最新历史观点。

附录 6 中，对 IRENA 的主要能源转型情景与最近公布的重要的其他全球和区域情景做了比较。

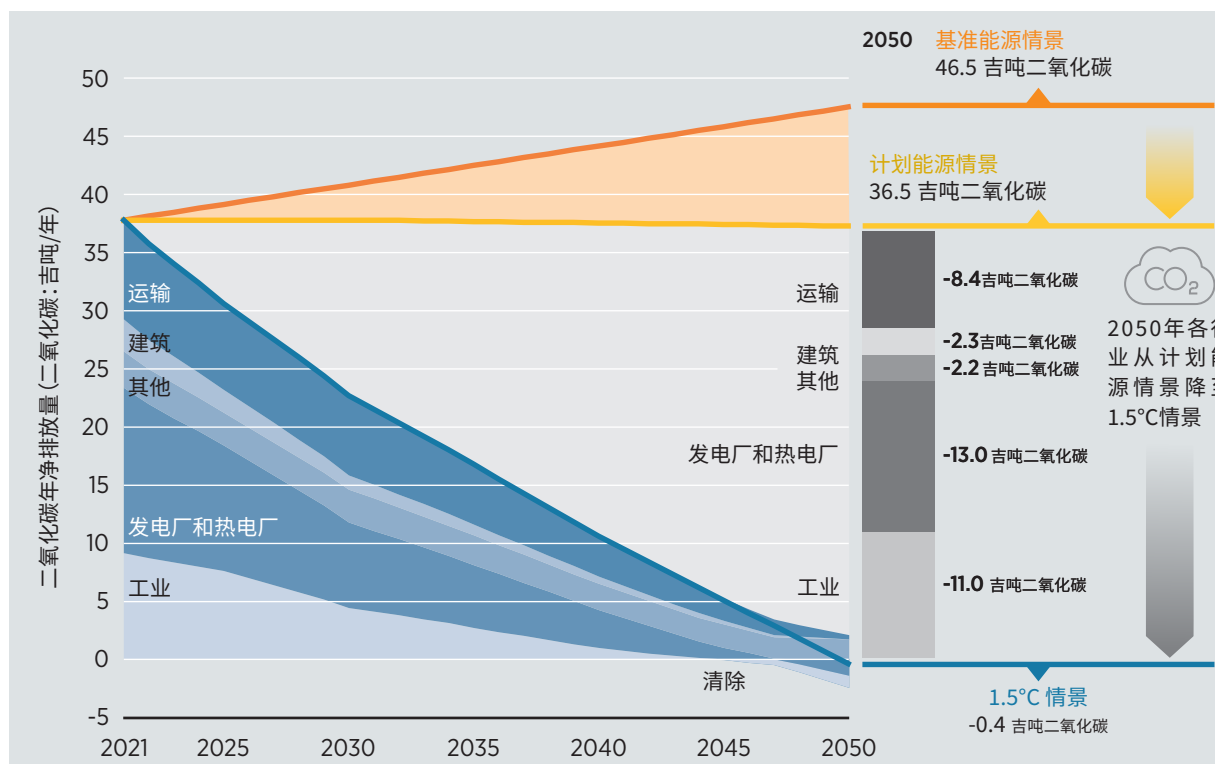
能源部门脱碳和减少碳排放是IRENA能源转型路线图的关键目标，该路线图研究并提供了目标远大但在技术和经济上切实可行的低碳技术应用途径，以实现可持续的清洁能源未来。气候变化和局地空气污染是全球能源转型的关键驱动因素。可再生能源和其他低碳技术可以减少碳排放，带来社会经济效益，促进能源安全，创造就业机会并帮助扩大现代能源的普及。可再生能源成本稳步下降更有利于达到上述各项目标。

IRENA 《世界能源转型展望》中，提出了与能源相关二氧化碳排放演变的几种可能情景。在基准能源情景中，到2050年，二氧化碳排放量将增加到46.5吉吨（2019年为37吉吨），导致本世纪下半叶气温可能上升3°C或更高。如果各国规划和承诺如IRENA规划能源情景主要参考情况中所反映的那样得到兑现，那么2030年前二氧化碳排放量预计将每年增加，到2050年略有下降，大致略低于今天的水平，

从而导致本世纪下半叶全球气温可能比前工业化水平高出2.5°C左右。这与IPCC关于2050年将全球温升限制在不超过1.5°C的特别报告相一致，IRENA的1.5°C情景是通过从现在到2030年沿着陡峭和加速的下降轨迹、以及之后沿着持续下降轨迹，不断减少全球二氧化碳排放量，到2050年达到净零。这需要在电力、热力和工业等部门做出更多努力，达到负排放实现的所需的更多碳减排。

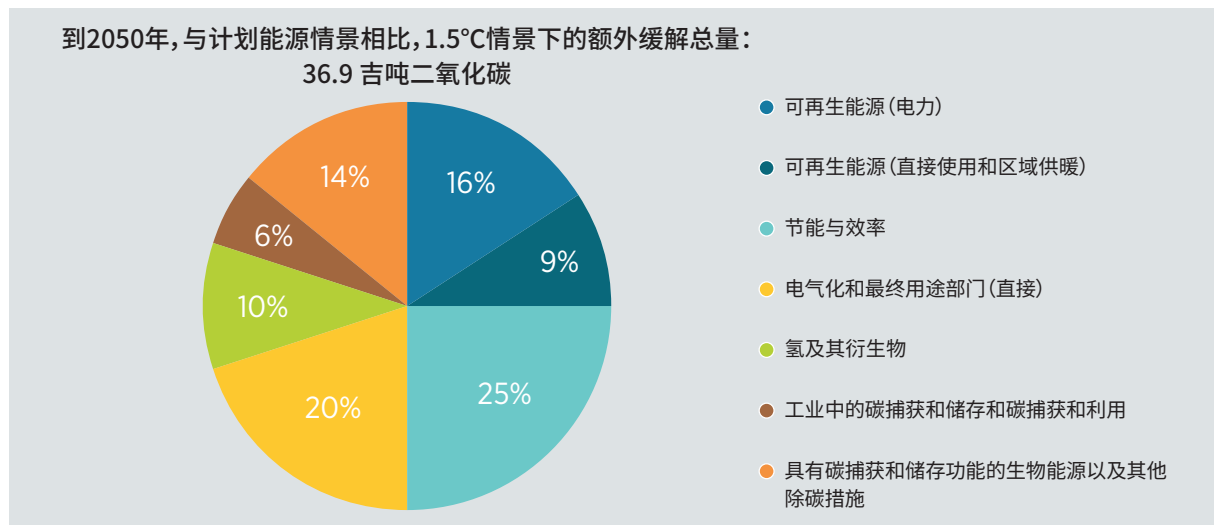
为了达到这种减排水平，各部门和各种技术都需要加快发展，加快建设风电和太阳能发电等可再生能源发电装机容量，以实现可再生能源驱动的交通（如电动汽车）和供热（如热泵）等终端用途更深层次的电气化。绿氢的使用、直接可再生能源的使用（如太阳能热和生物质）、能源效率（如建筑隔热和工艺改进）和基础设施投资（如电网和储能等灵活性措施）都将大幅增加。

图20 2010-2050年基准能源情景、规划能源情景和1.5°C情景下与能源相关的年度二氧化碳排放量，以及三种情景下的技术减缓贡献



如第1.3节和第1.4节所述，可再生能源电气化通过协调用能部门（运输、工业、建筑等）的应用，开启了电力消费和可再生能源发电之间的重要协同效应。如图21所示，与规划能源情景相比，在1.5°C情景下，增加电气化和可再生能源发电的综合效应能将2050年的排放量减少约36%。

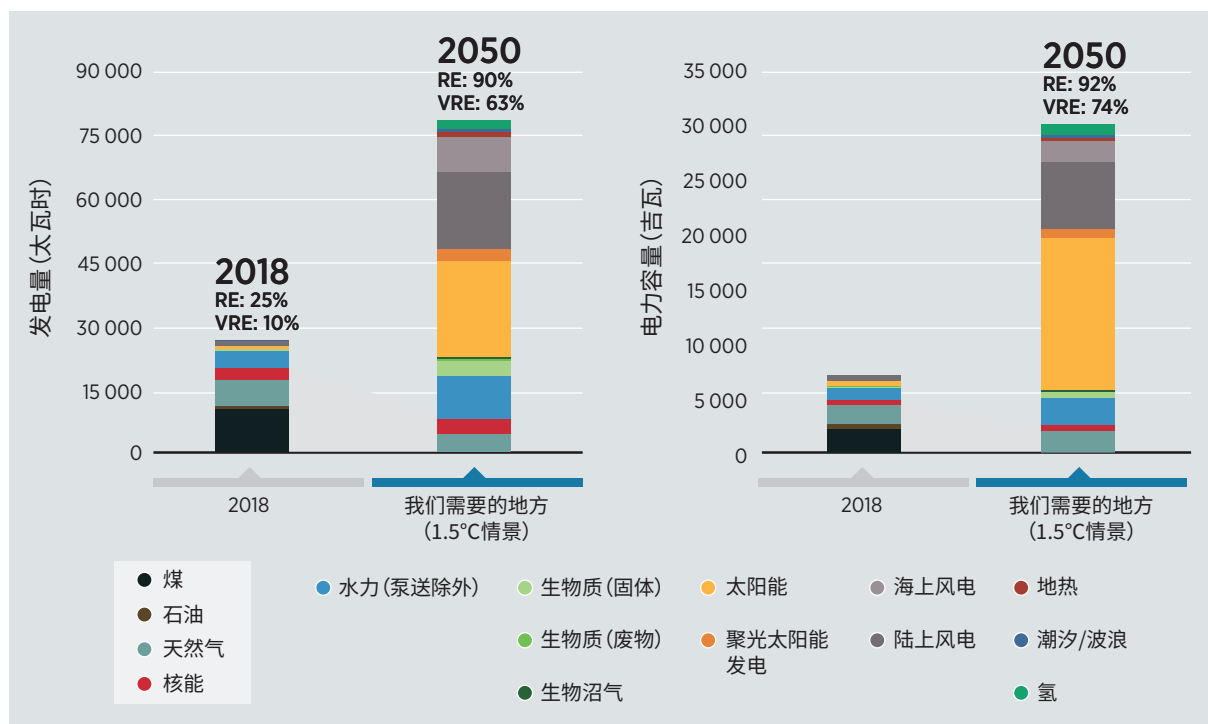
图21 智能电气化与其他减缓措施在1.5°C情景下进一步减缓（与能源相关的二氧化碳吉吨/年）



由于在大多数终端消费中,电力比化石燃料更高效。因此到2050年,在电气化水平较高的情景下,如1.5°C情景,总体能源需求增长低于规划能源情景。然而,在新增额外电力消费方面,各部门之间存在很大差异。在交通部门,电力需求比规划能源情景增长三倍多。在工业部门,电力需求比规划能源情景下降24%。在建筑部门中,尽管电力提供的能源服务大幅增加,净效应在电力需求方面略微增加约10% (主要得益于热泵在供暖应用中的普及率提高,从而提高了效率)。此外,在1.5°C情景下,90%的发电将来自可再生能源,其中63%来自太阳能光伏和风电等波动性可再生能源,从而降低了发电排放强度,使电力行业成为与能源相关减排的关键推动因素。



图22 2018年实际和2050年1.5°C情景下按燃料划分的发电量结构(太瓦时)和发电装机容量(吉瓦)



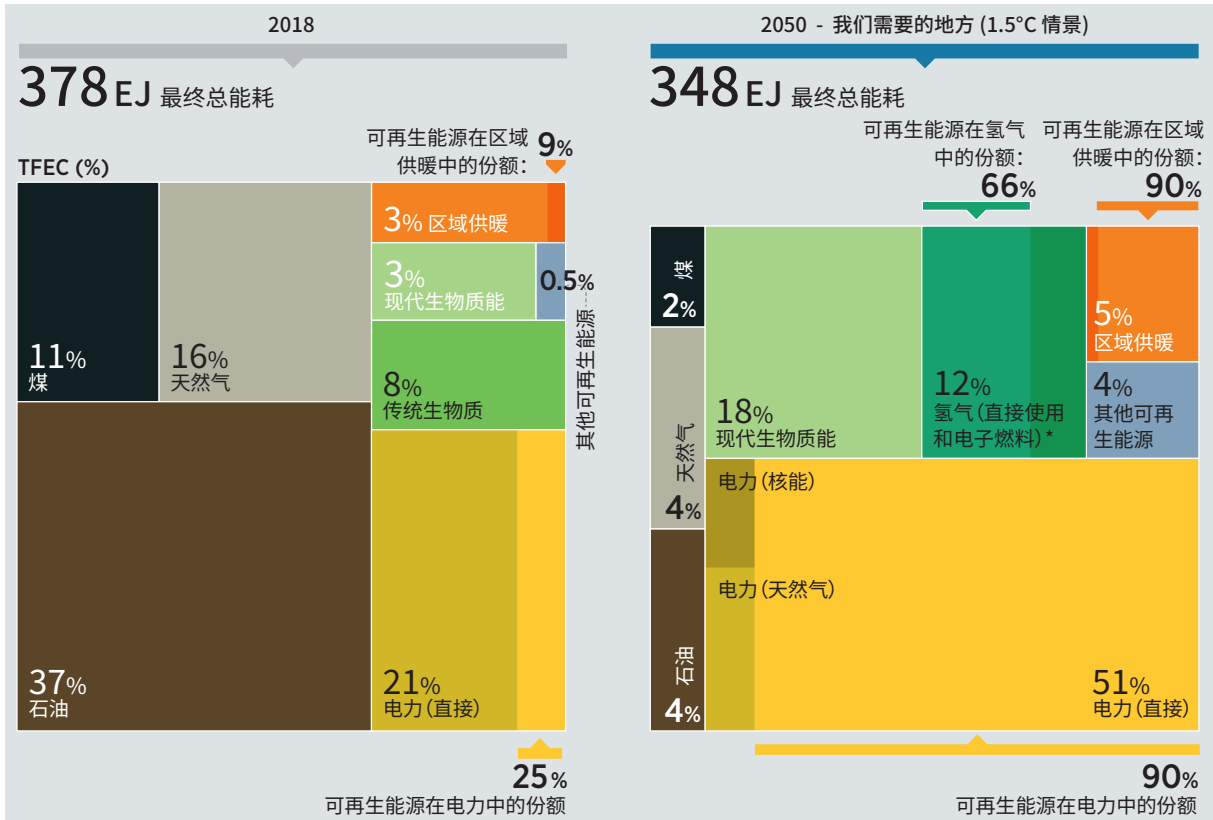
注: RE = 可再生能源; 1.5-S = 1.5°C情景.

在1.5°C情景下, 虽然未来30年人口和GDP都会明显增长, 2050年终端能源消费总量将比2018年低8%。电力将成为迄今为止最大的能源载体, 几乎是所有剩余石油和天然气最终消费量的两倍。到2050年, 在终端电力消费中, 直接用电份额将从20%增加到近50%; 因此, 到2050年, 总用电量将增加一倍以上。



Photo: konstantin / Shutterstock.com

图23 2050年转型能源情景和2017年按能源载体划分的终端能源消费总量



注：上述数字仅包括能源消费，不包括非能源使用。在电力消费方面，2018年的25%和2050年的90%来自可再生能源；在区域供暖方面，这些份额分别为9%和90%；到2050年，氢（直接使用和合成燃料）的可再生能源份额（即绿氢）达到66%。“氢（直接使用和合成燃料）”类别为总氢消费量（绿色和蓝色）和其他合成燃料（电子氨和电子甲醇）。电力（直接）包括所有发电来源：可再生能源、核能和化石燃料。TFES=终端能源供应总量。

目前以直接使用化石燃料为主的交通部门，在1.5°C情景下将经历深刻转型。在所有交通部门用能中,电力占比将从2017年的略高于1%上升到2050年的49%。电动汽车数量从2019年的约800万辆增加到2050年的近18亿辆。

今天，建筑部门电力消费占比高于所有其他终端用能部门，电力占终端能源消费的32%左右。该部门的化石燃料主要用于取暖和烹饪。在1.5°C情景下，到2050年，电力在建筑终端用能中所占的比例将增长到73%左右。在供暖方面，投入运行的电动热泵机组数量从现今的3800万台左右将增加到2050年的2.9亿台以上。此外，在烹饪方面从燃料燃烧转向更高效的电力，例如使用电磁炉，可以将烹饪总能源需求减少三到五倍。

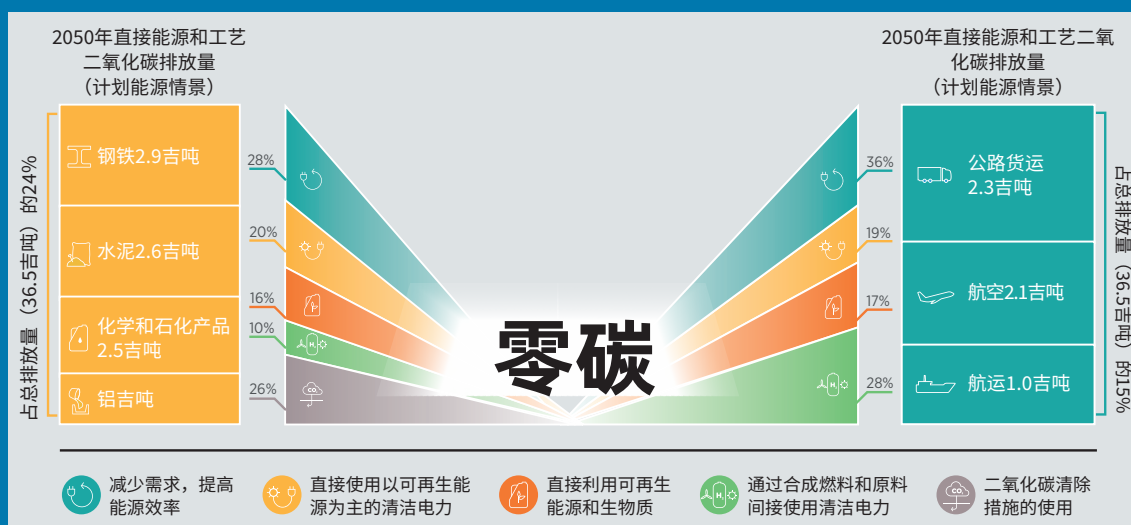
从长远来看，工业是最具挑战性的电气化行业。目前，电力消费约占工业终端能源消费的28%。在1.5°C情景下，到2050年，这一比例将增长到35%。通过使用高效热泵来提供低温加热和直接使某些过程电气化来实现这种增长。到2050年，将安装8000万台电动热泵，以满足全球约7%的工业用热需求（是目前使用数量的400多倍）。通过氢间接电气化也将发挥重要作用；用可再生能源制取氢，可以用来替代天然气和生产化学品。到2050年，用于替代化石燃料原料和工艺热（如钢铁、甲醇和氨生产）的清洁氢消费量将增加到38艾焦。

专栏13.利用可再生能源实现净零排放将成为其他重要的措施

随着对气候变化科学理解的加深、以及社会和政治意识增强，解决所有二氧化碳排放的紧迫性也愈发突出。因此，越来越多的国家将注意力转向了1.5°C的温升上限，这意味着要消除所有经济部门的排放。IRENA《可再生能源零排放研究》（2020c）中，探讨了世界如何在2060年前后实现关键工业和运输部门的净零排放。

图24提供了一个整体视图，展示了在大规模应用情况下，五种减排类别组合如何推动工业和交通部门二氧化碳排放量降至零。

图24 将选定行业二氧化碳排放量降至零的减排措施



《零排放研究》报告反映：在弄清工业和交通部门所谓的难以脱碳行业的电气化潜力方面，近年来取得了重大进展。几年前，由于成本高昂，一些探索方案可能会被驳回。然而，可再生能源价格的大幅下降改变了这种模式，现在人们越来越关注基于可再生能源实现净零排放的解决方案。虽然所有这些选项在技术上看起来都是可行的，但每个选项都有各种需要克服的障碍。需要进一步分析确定这些电气化方案的详细作用和影响，IRENA 预计将在未来几年进行分析。

在工业部门，已经确定了有前景的电气化方案，例如将可再生能源制氢用于钢铁冶炼，使用合成碳氢化合物作为原料，将可再生能源用于化工和石化生产，改用可再生能源生产水泥，以及在铝生产中整合热泵和可再生能源电力。在运输方面，道路货运中的电池电动汽车和燃料电池汽车（FCEV）、航空中的合成燃料和电力推进、以及航运中的氢和合成燃料，都是很有前景的电气化方案。

在难以脱碳工业和运输部门的脱碳中，虽然直接使用可再生能源电力仍然发挥着重要作用，但在这些特定领域，使用绿氢及其衍生合成燃料的方案相对更为突出。例如，在化工和石化行业，该报告引用了最近研究显示，预计到2050年，绿氢生产能力将增加到1000吉瓦，整个行业将转向3000-6000吉瓦的可再生能源，以实现完全脱碳。这些选项将使得该行业到2050年所需的总投资达到9.6万亿美元，相当于实现《巴黎协定》气候目标所需所有能源行业投资的8%。

专栏14. 衡量电气化水平

作为衡量终端用电部门电气化程度的主要指标，用电量在终端能源消费中所占比例是一个常用的衡量值。在这个指标中，绿氢（使用无碳电力通过电解产生）的作用并没有完全体现出来。可以考虑使用两个替代指标。为了反映可再生能源产生氢可能发挥的作用，终端能源消费中的氢能使用可以算作“伪电”。IRENA研究采用这种方法。另一种可能的办法是将燃料的非能源使用（例如工业过程原料）纳入总能源价值，并反映出氢及其衍生物可能取代化石能源，用于非能源应用。另一个补充指标是发电所用燃料占总体一次能源消费的比例。尽管统计惯例决定了衡量可再生能源对一次能源贡献的方式，但增加终端消费电气化将减少化石燃料的直接使用，而发电从化石燃料转向可再生能源将减少总体一次能源消费。

3.2 SGERI关于中国中长期能源和电力行业发展的电气化情景研究

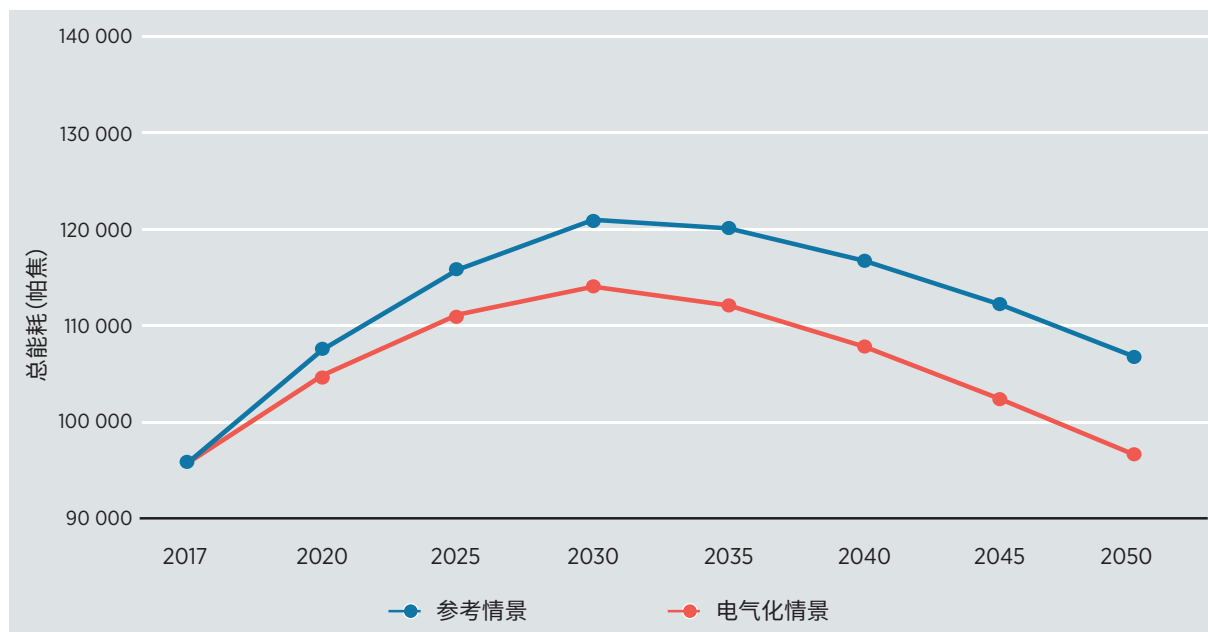
为了助力谋划中国长期能源和电力发展，SGERI构建了一个基于全球统一能源研究平台的综合经济-能源-环境分析模型。该模型包括经济发展和终端能源消费预测、电力系统运行模拟，以及一次能源消费和碳排放计算（有关方法和假设的更多详细信息，请参见附录7）。

根据SGERI《中国能源与电力展望》（SGERI, 2019），本报告将2050年以前各年的参考情景与电气化情景进行了比较，后者探索了如何让终端电力消费技术和低成本可再生能源具有更广泛的市场。

终端能源消费

在电气化情景中，终端能源消费于2030年左右达到峰值，约为114 042帕焦，低于参考情景同一年的峰值120 968帕焦。此外，与参考情景相比，电气化情景下的需求在达到峰值后下降得更快。

图25 2017年-2050年两种情况下终端能源消费总量预测 (单位: 帕焦)



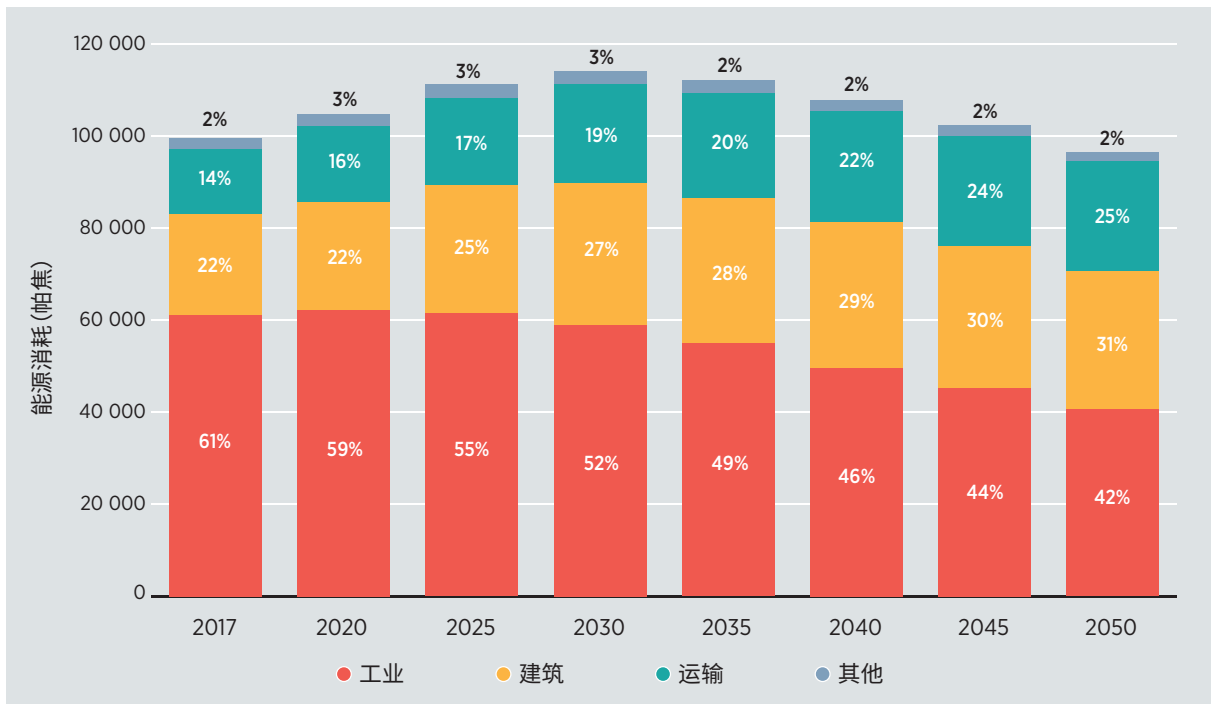
在电气化情景中，工业部门能源消费占比下降速度快于参考情景，这是因为随着电力使用量增加，效率得到提高，而建筑部门能源消费占比增长更快。到2030年，工业、建筑和交通部门的能源消费占比分别为52%、27%和19%。到2050年，这三者的消费占比分别为42%、31%和25%。

随着主要耗能行业（如钢铁、化工、有色金属和建筑材料）达到预期产量峰值，同时还纳入了产能结构和生产流程的改进和升级，在这两种情景下，工业部门能源消费份额在2025年都处于平稳状态。在电气化情景下，工业能源消费峰值较低，下降速度比参考情景快，这是因为更多地使用电锅炉、电窑和热泵会产生更多基于电力的能源消费。

建筑部门能源消费占比继续增长，成为2030年后增长的主要贡献者。2035年左右达峰约31 657帕焦，比2017年高出约1.4倍。2035年后，建筑部门增长放缓、能源效率提高，导致这两种情景下该行业的能源消费下降。但是，由于更多地使用热泵和其他高效终端技术，电气化情景中的下降速度更快。与此同时，与住房部门相比，服务业增长提高了公共和商业建筑的能源消费占比。在电气化情景下，公共和商业建筑能源消费占比从2017年的34%上升到2030年的44%达峰，然后缓慢下降到40%。

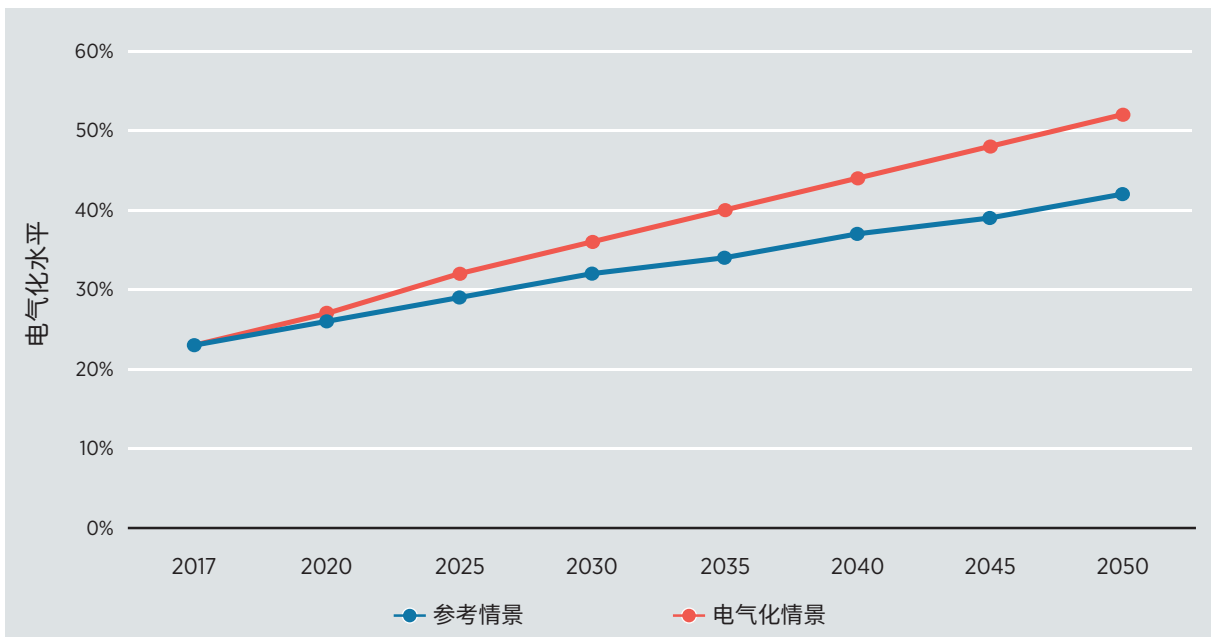
交通部门能源消费占比增长相对较快，该行业在2030年后成为能源消费增长的主要贡献者。2035年交通能源消费是2017年的1.8倍，到2050年上升到1.9倍。在电气化情景下，更多电动汽车取代化石燃料汽车，从而提高终端能源使用效率。由于电气化情景下燃油经济性和系统效率得到提高，公路交通（包括城市交通系统）的能耗占交通总能耗比例从2017年的79%下降到2035年的77%，到2050年下降到69%。仅客运能源消费占比就从2017年的62%下降到2035年的43%，2050年下降到40%。与此同时，2050年航空能源消费是2017年的四倍。

图26 2017年-2050年电气化情景下各部门终端能源消费



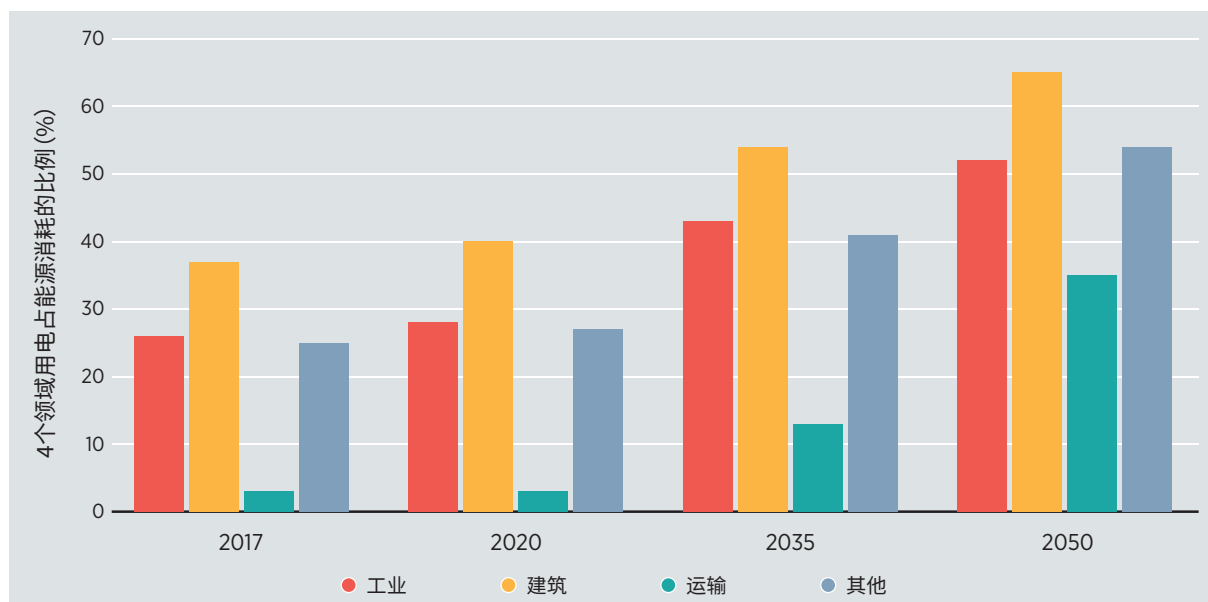
电气化情景和参考情景之间的一个关键区别是电力消费在总体终端能源消费中的占比增加了更多。在电气化情景下，2020年的电力消费占总能源消费为27%、2030年为36%，2050年是52%，而在参考情景中，这一比例分别为2030年的32%和2050年的42%。

图27 2017年-2050年两种情景下总体电气化水平



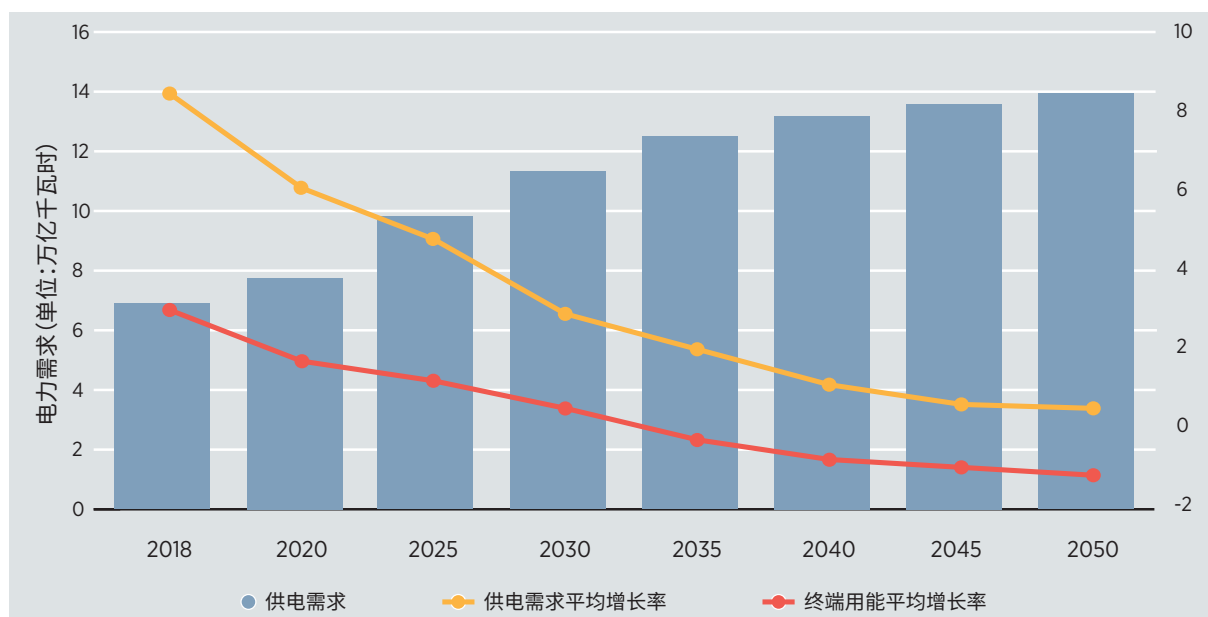
建筑部门是目前最大的用电部门，在电气化情景和参考情景中都是如此，但在电气化情景中增幅更大，到2050年，电气化水平达到65%。在交通部门，电气化水平从2017年的3%上升到2050年的35%。在工业部门，电气化水平在2050年达到52%，也高于参考情景。

图28 电气化情景下的各行业电气化水平



与参考情景相比，电气化情景下的电力需求及其增长率更高。2030年总电力需求约为11.3万亿千瓦时，2050年为13.9万亿千瓦时。2035年后，年增长率降至2%以下。

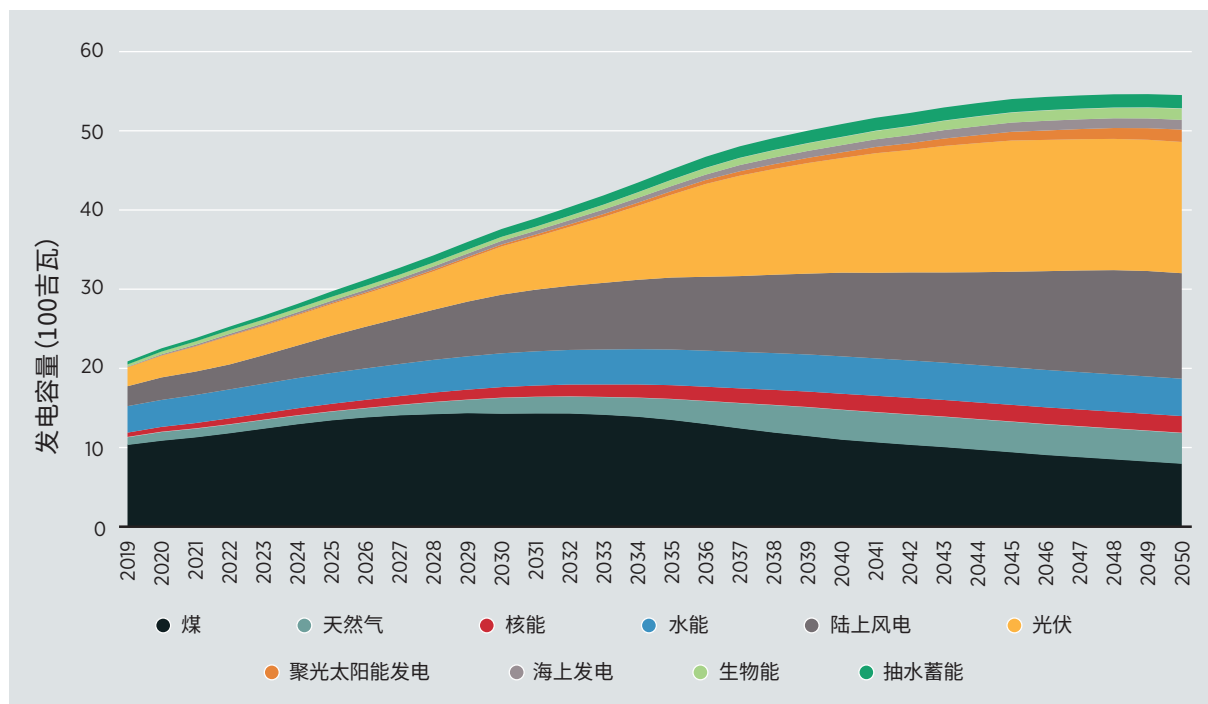
图29 电气化情景下的电力需求



电源结构

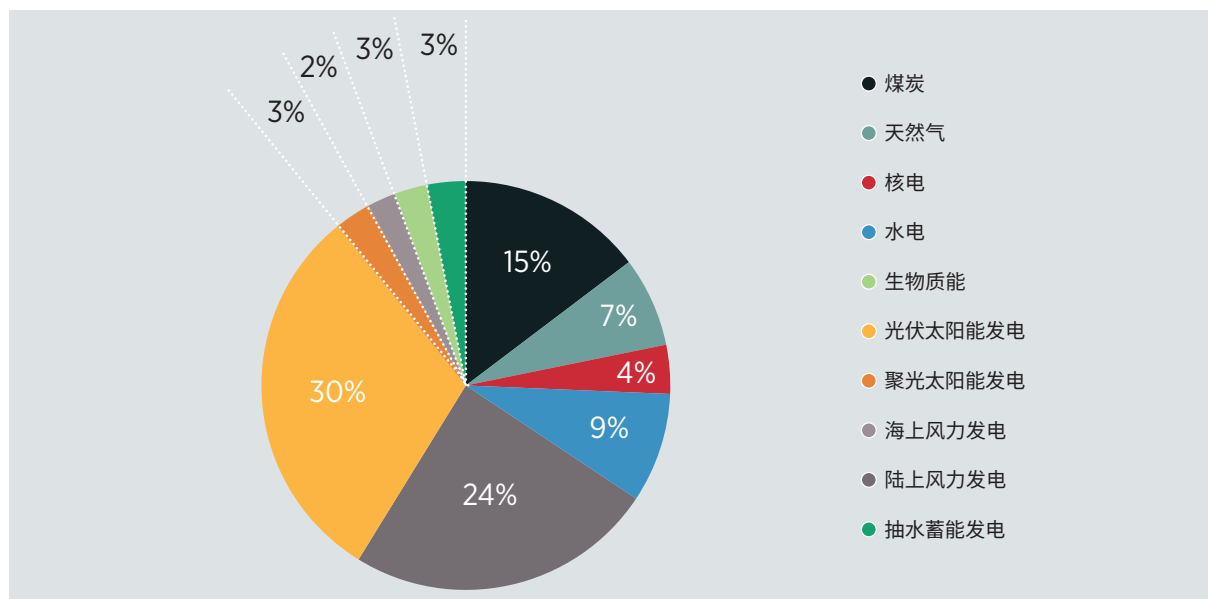
电力供应能力预计将显著提高。到2050年，电力装机容量快速增长，电气化情景下的增长率高于参考情景下的增长率。2050年，装机容量达到5.45太瓦，清洁能源为4.26太瓦，高于参考情景。

图30 2019年-2050年电气化情景下发电装机及结构



陆上风电和光伏发电是增长最快的电源，在电气化情况下增长速度最高。在这种情景下，2050年陆上风电装机容量达到1.33太瓦，其中光伏装机达到1.66太瓦。2050年，核电和水力发电的容量分别为0.21太瓦和0.47太瓦，这两种情景类似。在电气化情景下，2050年煤电和燃气发电容量分别为0.80太瓦和0.39太瓦，由于需要满足更大电力需求，略高于参考情景下的水平。

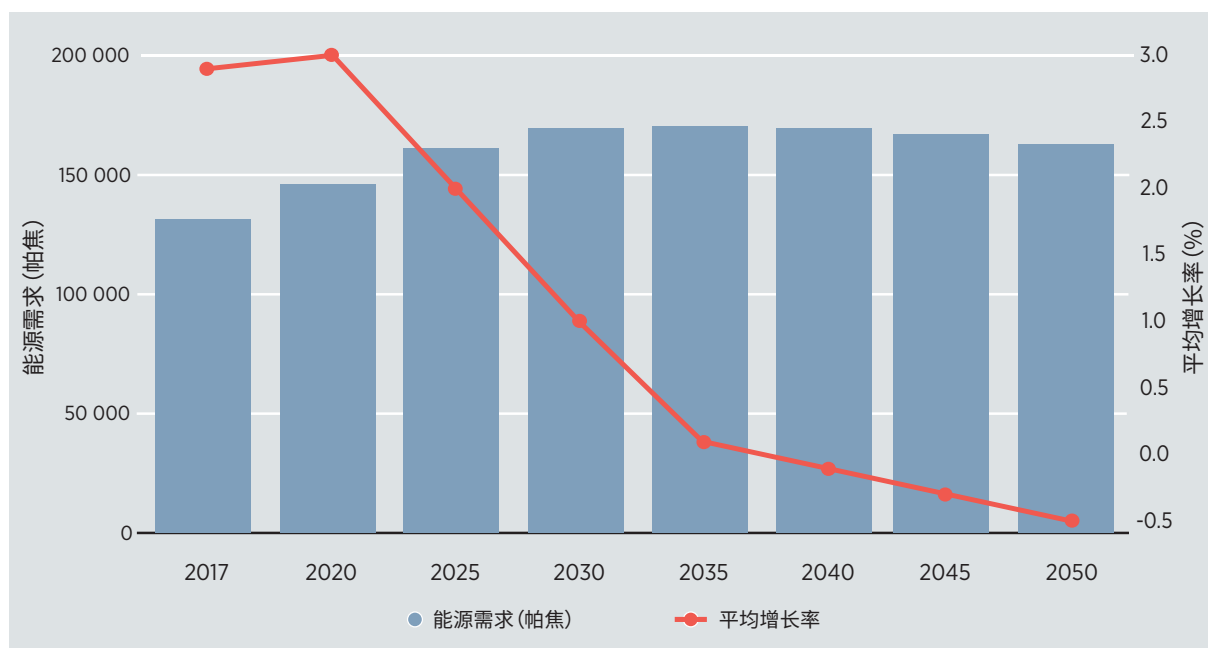
图31 2050年电气化情景下各种电源的装机占比



一次能源需求

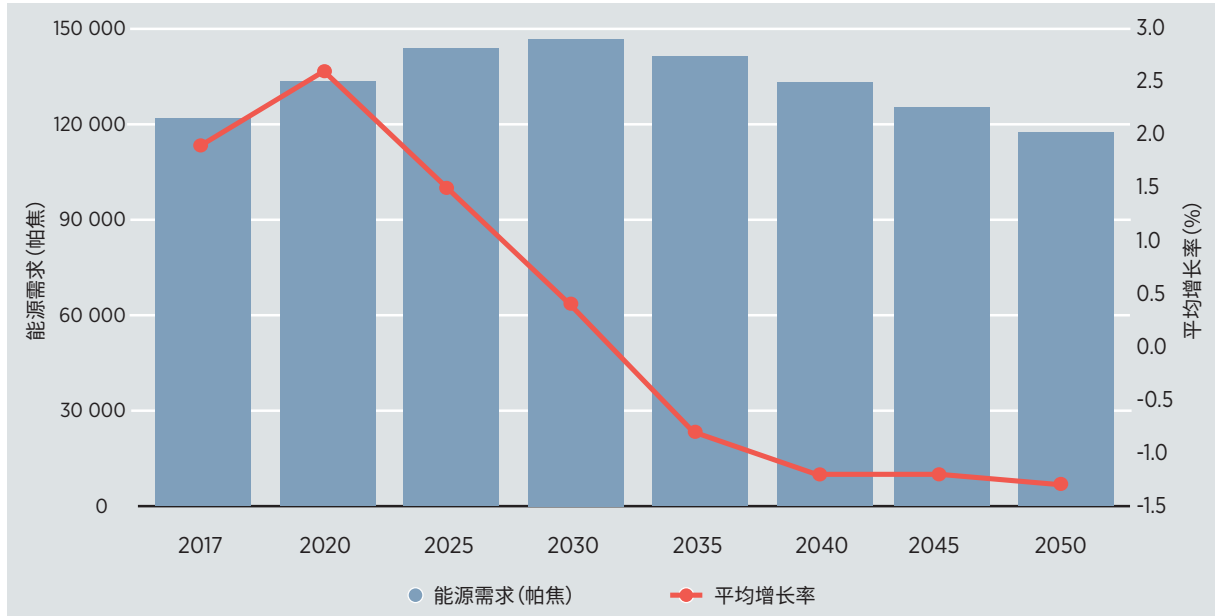
在电气化情景中，一次能源的需求量低于参考情景，对一次能源的需求总量将从2030年的162874帕焦增长到2050年的170548帕焦。峰值出现在2035年左右。

图32 2017年-2050年电气化情景下一次能源消费总量（按煤炭当量计算方法）



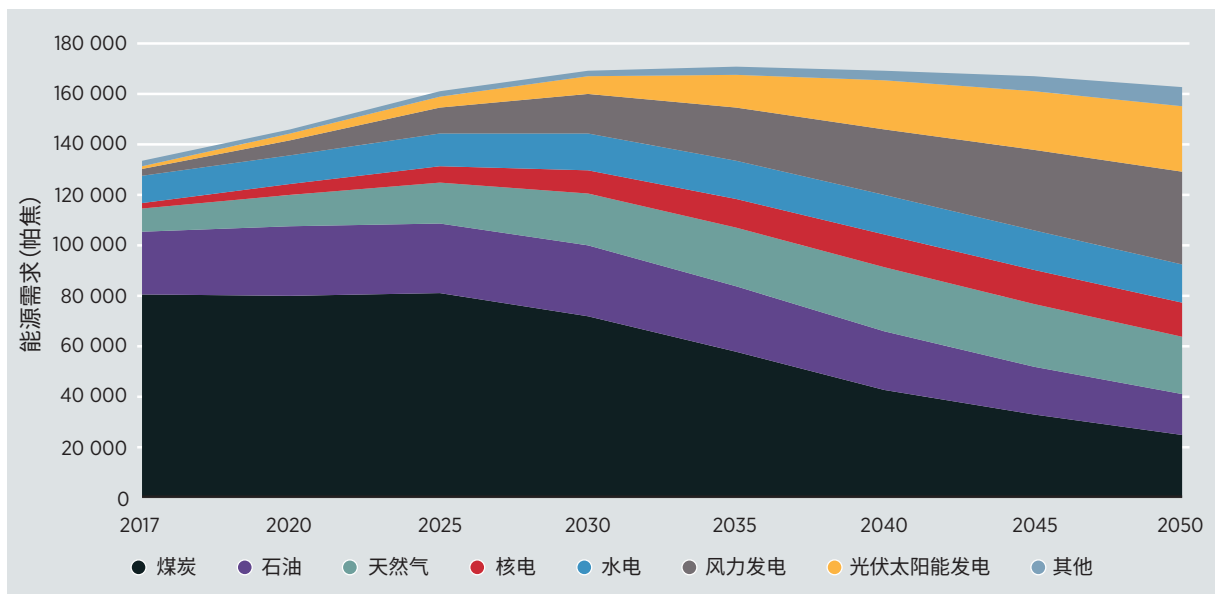
采用电热当量法，对一次能源的量明显降低。峰值约为146 836帕焦，出现在2030年左右。此后，一次能源的需求量大幅下降，到2050年降至约117 405帕焦左右。电气化情景下的一次能源的需求量远低于参考情景。

图33 2017年-2050年电气化情景下一次能源需求总量（按电热当量法）



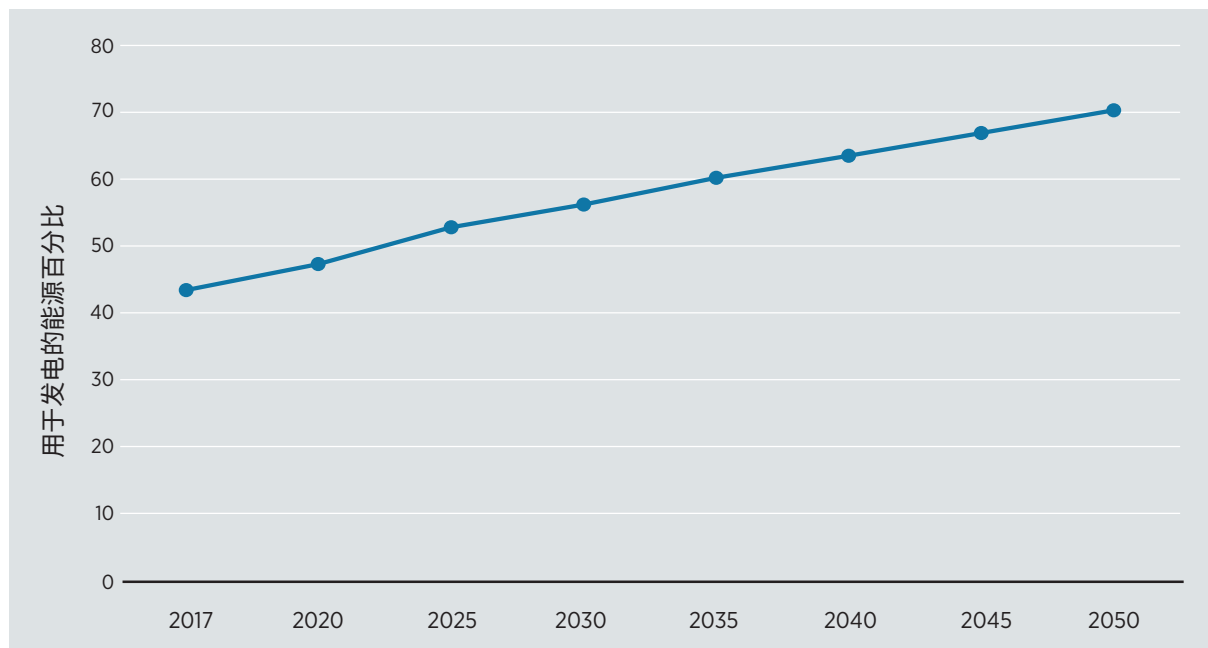
在电气化情景下，向低碳能源的过渡比参考情景下更快。到2050年，煤炭消费在一次能源消费总量中的占比下降到15%左右，石油占比下降到10%，天然气占比下降到14%。2020年非化石能源占比在2050年达到61%。

图34 2017年-2050年电气化情景下各种能源的一次能源消费量



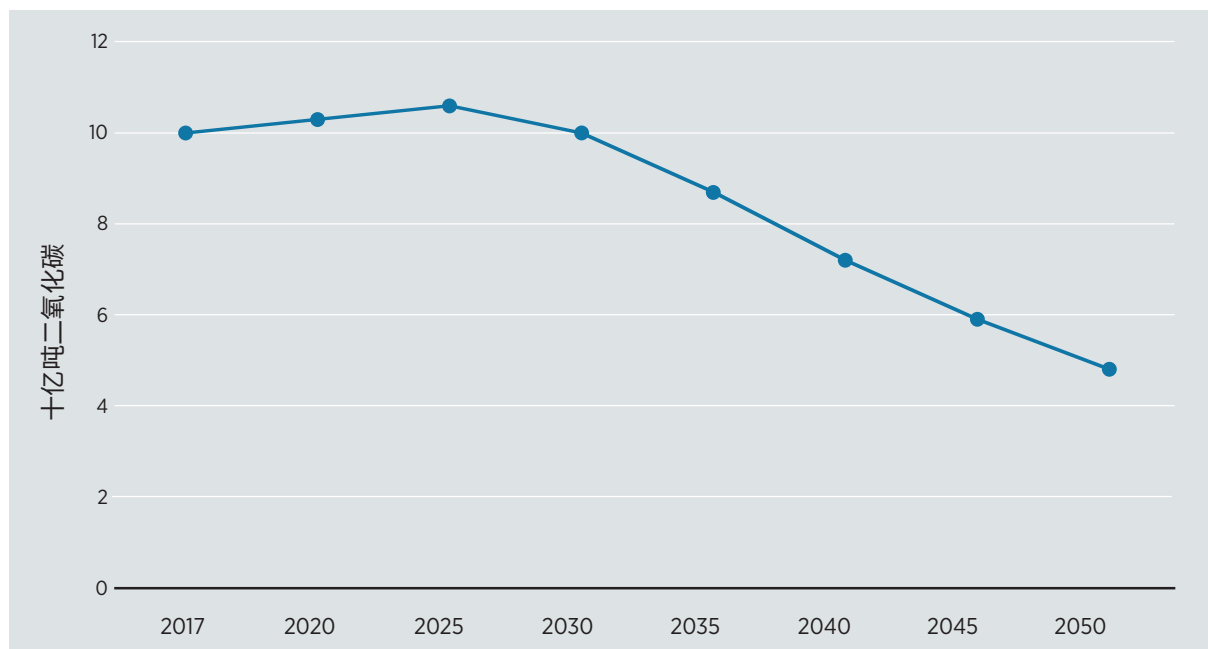
随着终端电气化水平的提高，用于发电的能源在一次能源消费中所占的比重越来越大，2030年上升到56.2%，2050年上升到70.3%。

图35 2017年-2050年电气化情景下发电能源占一次能源消费总量比例



与参考情景相比，电气化情景下的二氧化碳排放量更低，2025年达到峰值106亿吨，2050年降至48亿吨。

图36 2017-2050年电气化情景下与能源相关的碳排放



电气化将导致更多碳排放从终端部门转移到发电部门。到2025年左右，电力碳排放总量及其占比预计将达到峰值，甚至高于工业部门排放水平，使电力成为最大碳排放源。在电气化情景中，由于需求侧的客户使用化石燃料较少，因此更多碳排放从终端部门转移到电力部门，电气碳排放预计将以高于参考情景的水平达到峰值。因此，尽管电力碳排放规模更大，但电气化将通过减少终端部门的碳排放，对总体碳排放减少做出更大贡献。

图37 2017年-2050年电气化情景下各部门碳排放量

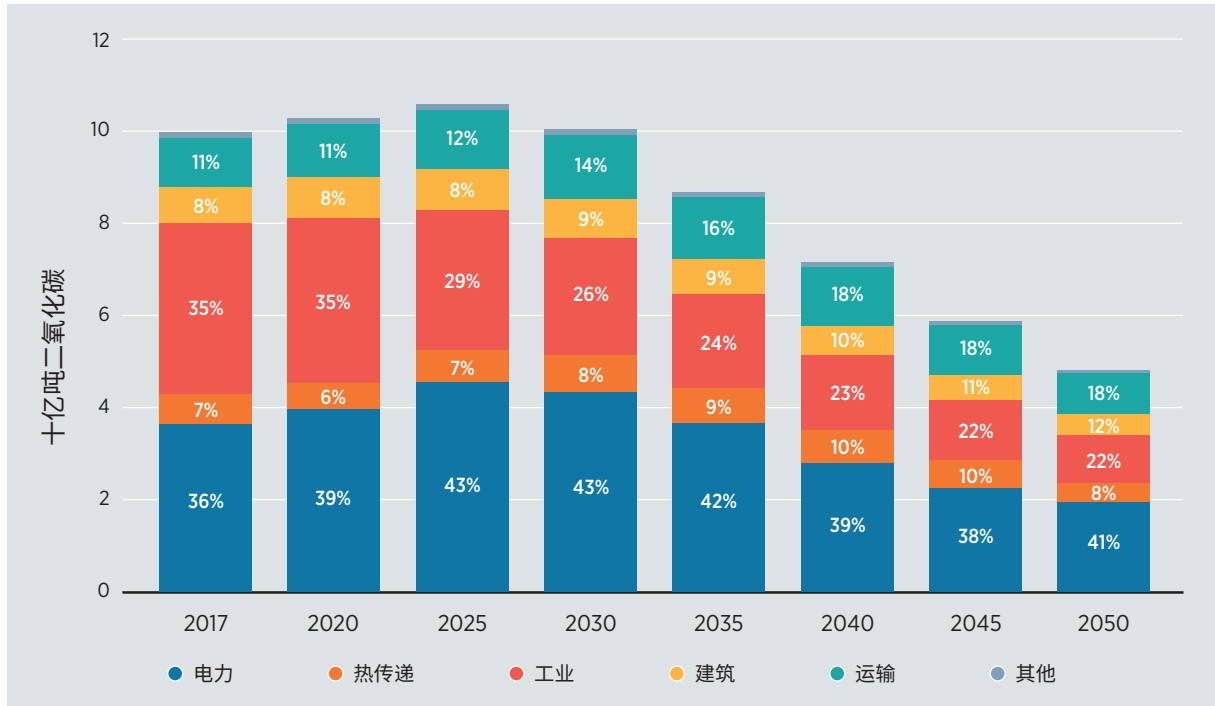


Photo: Constantine Andresoff / Shutterstock.com

4 可再生能源智能电气化发展之路上的重点工作

主要观点

- 在制定可再生能源发展框架和特定电气化方案（如电动汽车）时，尽管政策制定者具有丰富的经验，但对将在两者之间产生协同效应的政策关注不够。
- 电气化应该成为国家能源规划的一部分。电气化路线图应考虑本地特征，比如气候条件、人口密度、消费者偏好以及未来基础设施需求等，以解决电气化对电力负荷曲线的影响，例如对输配电网的影响、电动汽车充电站的数量和位置以及可能出现的阻塞问题带来的影响。
- 国家电气化规划应该促进智能电气化，比如电动汽车智能充电、电锅炉和热泵的整合、以及为电力系统提供灵活性储能。纳入这些策略可以激励私营部门和消费者参与，并提供更具成本效益的解决方案。
- 许多智能电气化解决方案现已面世，先驱者们正在展示这些方案的应用场景。更好地了解正在进行的示范项目和国际实践对于实施框架的设计十分有益。
- 技术和基础设施是电气化所必需的，但市场机制必须与之一起设计。市场设计应促进系统友好型的应用。目前，大多数消费侧价格没有发挥必需的引导作用。对于促进创新而言，前瞻性和灵活市场设计至关重要。
- 电气化应该结合数字化，以利用好可再生能源发电和终端电能使用之间的重要协同作用。这将使未来系统更智能、更好互联、更可靠。
- 如果实施得当，可再生能源电气化将成为交通、建筑和工业能源消费脱碳的主要途径。电动汽车、电加热和冷却以及制氢是电气化的三个关键组成部分。每个细分市场都需要部署专门的政策工具。
- 终端用能部门和技术的特点各不相同。例如，尽管取暖具有很强的季节性，但交通运输却并非如此。在充分挖掘电气化潜力时，必须考虑这些方面。
- 对于工业而言，将能源密集型产业转移到拥有丰富低成本可再生能源的偏远地区并将其安置在同一地点，存在巨大潜力。只有在适当经济激励措施到位并且技术成熟的情况下，这种转变才会发生。

- 只有在反映消费者和社区的需求和愿望时，创新产生的影响最大。技术易用性和经济可行性是至关重要的方面。在制定政策时，应考虑到这些方面，以促进解决方案的出现。

4.1 概述

本报告分析表明，在交通、建筑和工业能源消费方面，电气化可以快速增长。在可再生能源主导电力供应的情况下，电气化可能会在这一过程中使大部分能源需求脱碳。

电气化程度的提高将带来新挑战——例如，在供电或新的负荷曲线方面——但也会带来新机遇——例如，新的灵活性选项。在过渡过程中，为最大限度地减少问题并实现效益最大化，必须对电气化的提高做好精心规划，并以智能化的方法实现。对许多政策制定者来说，这将是一个新领域：虽然很多人在制定框架来推动可再生能源和电动汽车等特定电气化方案方面经验丰富，但通常很少关注对这两个方面产生协同效应的政策。

因此，成功的电气化需要采取两项措施：第一，通过利用清洁电力消费和高比例VRE并网之间的协同效应，以智能方式实现电气化（例如，电动汽车智能充电、提供电网服务的电力存储、用于需求响应的热泵和电锅炉聚合、以及将剩余VRE电力用于制氢）；第二，随着时间的推移，更深入了解不同部门电气化可能存在的技术限制，以避免供电中断或产生无法承受的成本。

通过世界各地许多具有开创性的政府和企业的努力，智能电气化转型所需的许多知识和创新解决方案已然出现。然而，为确保能源供应安全和应对气候变化，需要加快试点工作的总结和推广，同时根据本地需求进行调整。政策制定者在实现这一目标方面发挥着关键作用，需要确保可再生能源发电扩展和终端电气化遵循互惠互利的道路。

所需的一些重点行动总结如下。

4.2 政策制定者的优先事项和行动

制定针对终端用能部门的可再生能源电气化战略时，表 6 总结了政策制定者应考虑的几个优先事项。

表6 智能电气化未来扩展的优先事项和行动

优先事项	行动
规划、市场设计、社会关注	
<p>1. 规划： 要认识到远期的电气化需要对现有的基础设施（电力、数字）进行投资</p>	<p>尽管过渡需要时间，但基础设施的建设必须现在开始。智能电气化转型尤其依赖于改善基础设施网络的智能规划和投资建设。</p> <p>为降低基础设施成本、提供更优化充电、实现计量和与终端部门通信，用于电网和建筑的智能数字化基础设施网络和技术至关重要。</p>
<p>2. 市场设计： 筹备和创建主动市场，提供灵活性和经济激励措施</p>	<p>如果系统层面终端用能部门的灵活性没有反映在法规中，或者没有得到适当奖励，那么它就不会实现。</p> <p>设计零售和批发市场，应能认识到关键电气化技术和战略的经济性、以及它们将如何随着数字化和分布式等趋势跨行业发展。</p>
<p>3. 社会关注： 反映消费者和社区的需求和愿望</p>	<p>能源资源更加分散化，对地方产权和能源生产对环境影响的认识正在改变人们参与能源系统的方式。消费者和社区必须参与电气化工作并从中受益，否则电气化转型将面临合理阻力的风险。</p>
	<p>制定智能电气化基础设施的发展路线图，包括输电/配电网、充电基础设施以及氢能运输和区域供暖/制冷扩展网络。</p> <p>支持数字化解决方案的试点，以应对新负荷曲线的挑战。</p>
	<p>通过使用分时电价等措施调整法规，使消费受到价格信号的影响。</p> <p>消除创新技术和所有制的障碍，允许参与多个市场。</p>
	<p>让公众在选择、参与、治理和责任等方面参与进来。</p> <p>更好地了解消费者需求和期望，并相应地定制解决方案。</p> <p>了解传统基础设施和生产商将如何受到可再生能源电气化转型的影响，并在必要时制定相应的经济政策以减轻转型的影响。</p>

优先事项	行动	
技术		
<p>4.推广交通部门解决方案:</p> <p>利用电动汽车-VRE协同效应,推进其他细分电气化模式的研发</p>	<p>未来几十年,电动汽车将快速增长,这就意味着,了解电动汽车需求将如何影响电力系统供应、系统运行和智能充电至关重要。</p> <p>虽然乘用车、货运卡车和公共汽车的电气化正在取得进展,但运输业其他难以脱碳的领域(长途航运和航空业)的未来仍不明朗。</p>	<p>扩大智能充电基础设施规模、评估和规划电力基础设施需求(尤其是在配电层面),以避免瓶颈。</p> <p>支持探索车联网技术和商业模式的试点项目。</p> <p>继续应用研发,探索航运和航空领域的高潜力电力存储和燃料方案。</p>
<p>5.推广建筑部门解决方案:</p> <p>通过引入标准、规范和法规来加快和扩大现有解决方案的推广应用部署</p>	<p>在很大程度上,增加建筑能源消费中可再生能源、并确保绝大部分能源消费的高效能,包括:热泵、电锅炉、先进建筑物围护结构和区域供暖基础设施可以覆盖广泛的小型 and 大型应用。然而,在大多数市场,能效措施和现有技术的实际应用过于迟缓。</p>	<p>鼓励应用热泵和电锅炉。</p> <p>通过区域供暖/制冷和蓄热,抓住大规模集中式解决方案的机会。还要考虑使用可再生能源电力与电锅炉和蓄热器相结合。</p> <p>确保建筑规范中要求在新基础设施中使用高效的建筑物外壳。</p> <p>在新建和现有建筑存量中,为智能计量和设备基础设施的应用提供资金或激励。</p>
<p>6.推广工业部门解决方案:</p> <p>以长期的全球视角推动特定行业的研发和示范</p>	<p>在多数情况下,由于成本和特殊工业生产的要求,工业电气化落后于交通和建筑电气化。然而,鉴于大量的工业能源仅用于生产一些能源密集型商品,有针对性的工业电气化解决方案可能很快成为重大突破。</p>	<p>支持更多工业过程直接和间接电气化的研发和示范,探索将能源密集型产业搬迁和选址到低成本、可再生能源富集的地区。</p> <p>寻求全球协调,确保一个公平竞争环境,避免碳泄漏。</p>
<p>7.电气化燃料:</p> <p>了解其长期作用和经济性</p>	<p>使用可再生能源制氢或其他合成燃料,可能在智能电气化过程中发挥一系列关键作用,例如,作为难以脱碳区域直接电气化的补充,作为VRE并网的灵活性和季节性储能手段,作为避免现有天然气管网资产搁浅的可能途径。</p>	<p>建立一个政策框架,鼓励基础设施投资,提高整个供应链的经济效益。</p> <p>扩大低成本以及理想高负荷系数可再生能源电力的应用。</p>

1.规划：要认识到远期的电气化需要对现有的基础设施（电力、数字）进行投资

正如本报告中所讨论的，很明显，电气化过程将是一个系统性的转型，因此需要一系列跨领域的基础。尽管转型过渡需要时间，但现在就必须建设好必要的能源、信息通信和城市基础设施。智能电气化转型尤其依赖于智能的规划和改善基础设施网络的投资，包括：**加强输电/配电网、电动汽车充电网络、氢气输送和区域供暖/制冷扩建管道。**

数字化在这一领域是独一无二的，因为它有可能影响——而且至关重要，它可以提高——基础设施运营和改善利益相关者与基础设施的全面互动的质量。**电网和建筑中的智能数字基础设施技术和网络是降低成本、优化充电、计量与与终端用户部门通信的关键。**数字解决方案的颠覆性潜力才刚开始被理解，远未被充分利用。

终端用能部门的高水平电气化带来了新的负荷曲线，例如电动汽车充电站重新布局和提高了使用率。需要了解这些新的负荷曲线对电力系统的影响，例如极端尖峰负荷、季节性特点和电网阻塞，以制定智能电气化战略。鉴于这些新的网络中利益相关者行为的不确定性，在区域和国家层面而言，**政策部门应制定电气化基础设施路线图**，以探索随着时间推移和跨行业情况下预期电气化水平的敏感性和局限性。在更广泛的情况下，**政府应该支持更多数字化解决方案的试点和应用**，以更好地理解这些解决方案能做到什么以及如何使用它们。

专栏15.电气化规划实例

美国加利福尼亚州：已经认识到交通部门对该州脱碳计划的重要性，加州制定了扩大零排放汽车的宏伟目标，目标为到2030年部署500万辆零排放汽车（2017年零排放汽车数量为40万辆，注册汽车总数为2500万辆）（California Air Resources Board, 2018）。然而，加州政府已经意识到，这样的扩增会对规划产生重大影响，因此在八年内追加了25亿美元的资金来对目标进行补充，用于安装25万个充电站，并指示州政府机构协调规划足够的新建基础设施，并向利益相关者提高信息透明度（Reuters, 2018）。还通过了新的前瞻性立法，承诺该州到2045年实现100%无碳电力，确保新的交通电力需求不会导致化石燃料发电量长期增长（California 100% Clean Energy Coalition, 2018）。

加州的这项工作得到了一批充满活力的配套试点项目的支持，这些项目由积极主动的公用事业公司和私营企业开展，旨在研究数字化和扩大电动出行交通资源的灵活性。例如，太平洋电气公司和宝马公司已经成功测试了电动汽车参与需求响应活动的潜力，圣地亚哥电气公司测试了简单分时电价和动态小时定价，作为电动汽车车队智能充电和车联网服务的驱动因素（IRENA, 2019f）。

德国汉堡：为规划推出电动汽车的使用，汉堡市配电系统运营商正在研究电动汽车对该市电网可能产生的影响。研究发现，在其配电系统上分析的馈线中，约有15%（约800条）可能面临预期电动汽车扩张的瓶颈（即阻塞问题）（IRENA, 2019f）。为避免成本高昂的基础设施加固，该组织目前正在与西门子合作，开发一种智能数字解决方案，以管理这一新负荷。

2.市场设计：解决筹办和创建具有灵活性和经济激励的主动市场的需求

除了对基础设施网络进行大规模投资（通常以集中方式形成协调）外，设计智能化的政策和监管也很重要，以确保电力市场为许多智能电气化策略提供多种规模的灵活性。系统层面**终端用能部门的灵活性需要得到相应奖励，否则就无法实现**，而改革法规以使消费侧受到**价格信号的影响**，例如通过零售和批发层面的实时电价等措施，可以为**关键电气化技术和战略创造经济性的范例**，例如，智能充电、聚合和“能源即服务”商业模式，以及电力和储热的套利或提供需求侧响应。

在设计市场时，**必须始终考虑不同电气化方案的经济性**；它们差异很大（例如，电动汽车与氢或电气化合成燃料），应始终考虑它们的不断发展。在这个过程中，了解市场激励措施将如何与同样重要的非市场措施（如强制推广、义务和税收）相互作用，并在何时逐步引入和取消这些补充措施方面保持透明度，都是至关重要的。

经济改革还可以通过明确参与市场的规章制度来补充，以**消除创新技术或所有制模式的障碍，并鼓励消费者、配电和输电系统运营商以及公用事业等广泛利益相关者参与**。例如，电动汽车储能（无论是单独的还是由电网运营商聚合的）参与多个市场（如辅助服务或电能量市场）的能力，对于为智能充电提供充分的经济激励可能可能都是非常重要的。跨不同终端用能部门提供服务，即使有了所需的大规模基础设施，也可能还需要进行监管改革。

专栏16. 电气化市场设计实例

丹麦：由丹麦能源巨头Ørsted实施的“eFlex”项目，评估了在基于价格需求响应计划中使用热泵可能降低的峰值负荷。热泵可以连接到控制热泵功能的智能设备上，从而使消费者以及电网运营商在管理需求方面受益。该系统设计可以使热泵在高峰时段（如果房间足够热）减少消费或关闭，并在低需求时段重新开启。这项研究的结果表明，根据一天中的时间和当时温度条件，优化热泵性能可以将峰值负荷降低47%-61%（IRENA, 2019b）。

美国纽约：2017年12月，纽约独立系统运营商发布了“改革能源愿景”，这是一项市场设计提案，将彻底改革分布式能源的处理方式，如电力负荷或建筑物中的存储（IRENA, 2019b）。根据目前的框架，分布式能源只能为分布式系统平台提供零售服务。该提案通过将它们与能量与辅助服务市场充分整合，将其与其他批发市场资源同等对待。根据提议框架，它们还将能够直接或通过小型分布式能源（小于100千瓦）的聚合商参与批发市场，如容量市场、能量市场和辅助服务市场。

3. 社会关注：反映消费者和社区的需求和愿望

能源资源更加分散化、地方产权以及对能源生产环境影响的认识，正在改变人们参与能源系统的方式。**消费者和社区必须参与电气化工作并从中受益，否则将面临转型正当性阻力的风险。**确保以公平和包容的方式实现电气化，需要在参与的四个主要方面采取行动：选择、参与、治理和责任。

然而，对终端用户将如何——或希望如何——与未来能源系统互动，人们的理解仍然有限，目前的运营模式并不总是反映公众的需求或积极消费者的潜在作用。**政府和公司需要更好地了解消费者需求、期望和他们采用创新的意愿，并相应地调整解决方案。**一些消费者可能愿意在能源系统中发挥积极作用，但收益必须明确，而且需要自动化来简化响应。

专栏17. 电气化社会关注实例

美国伊利诺伊州：爱迪生联合电气公司是一家在美国运营的公用事业公司，该公司的客户可以选择参与小时定价计划，在该计划中，电价反映了电力负荷（即低需求期电价较低，高需求期电价较高）（IRENA, 2019k）。消费者需求转移的一个例子包括在价格较低的清晨对房屋进行预冷，以及在价格较高时将制冷系统设置为闲置模式。该计划已使消费者节省了15%的电费（从2007年到2016年总计1500万美元）

4. 交通：利用电动汽车 -VRE 协同效应，推进其他细分电气化模式的研发

在许多全球背景下，电动出行的良好经济性，（尤其是对乘用车的有利经济性）现在已经成为交通部门电气化的主要驱动力。预计电动汽车在未来几十年将迅速增长。这意味着，**了解电动汽车需求增长将如何影响电力供应和电力系统运行，以及这种转变如何以对电动出行和可再生能源发电的增长都有利的方式进行，这一点至关重要。**

智能充电在这方面至关重要，而跨电力和交通部门的规划将是支持智能充电的关键。**智能充电基础设施的部署应该扩大规模，以避免成为拖延转型的瓶颈，**但必须充分了解基础设施网络的组成，以避免过度建设或建设不足导致成本高昂。家庭和办公地点充电显然是必不可少的补充，但智能充电将出现在更广泛、更复杂的领域，也可能包括根据消费者行为以不同速度、规模和时间进行充电。应根据电力部门运营和跨部门监管**规划和理解充电环境的性质。**智能化市场设计可以补充跨部门的良好规划，例如通过动态定价实现系统灵活性，并应继续鼓励探索车联网技术和商业模式的试点项目。

虽然乘用车、货运卡车和公共汽车的电气化正在推进，但运输业其他难以脱碳领域——如长途航运和航空业——的未来仍不明朗。应用研发部门应继续在考虑这些细分市场的情况下，探索高潜力的储能或燃料选择。长途卡车是一个主要细分市场，制造商正在迅速发布有关未来电动卡车的新产品。类似努力也正在各种货运应用中进行。随着新技术的商业化，标准化将变得越来越重要。

专栏18. 智能交通电气化实例

荷兰乌得勒支：荷兰电网运营商（通过智能充电基础设施知识与创新中心，ElaadNL）和雷诺公司合作，开发了该国最大的智能充电示范项目，在该地区部署了1000个太阳能公共智能充电站，并配备了电池储能装置，以测试智能充电的潜在优势，甚至测试了一些车联网基础设施（IRENA, 2019f）。到目前为止，示范结果已经表明，给推迟可能需要的电网投资带来了巨大好处，自用电量从49%增加到62%-87%，峰值负荷降低了27%-67%。

挪威：挪威机场公共运营商Avinor制定了一个目标，即到2040年，所有短途客机都将实现完全电动化（Avinor, 2018）。该运营商认为，电池技术发展意味着，所有持续时间长达1.5小时的航班都可以使用电动飞机飞行，这将覆盖所有国内航班和飞往斯堪的纳维亚邻国首都的航班。运营商计划从2025年开始对一条使用小型电动飞机飞行的商业航线进行招标。

5. 建筑：通过引入标准、规范和法规来加快和扩大现有解决方案的推广应用部署

在很大程度上，提高建筑物能源消费中可再生能源电力的用量、并确保高效用电技术已非常普遍（主要存在于：**热泵、电锅炉、先进建筑围护结构和区域供暖基础设施**），可以覆盖范围广泛的小型和大中型的应用。蓄热是一个较新概念，但可以与这些技术结合使用，甚至可以利用VRE不能消纳的部分进行加热。然而，在大多数市场，**能效措施和现有技术实际部署进展过于缓慢**。建筑产权的复杂性、建筑库存周转时间尺度以及智能建筑技术和服务提供商**缺乏标准化、规模化和培训**，往往会阻碍现有建筑物改造和新建筑技术或服务的更广泛地应用。

因此，政策的作用是通过**创建和扶持市场来加快部署**。建筑规范可以要求建筑外墙的能效，确保新建基础设施的提高能效并实现电气化。为了抑制所有部门的电力需求增长，都需要推动提高能效，但鉴于在许多市场中电力相对于其他能源载体成本较高，这本质上是空间供暖电气化的先决条件。计划周密的零售和批发市场法规，以及在新建和现有建筑存量中推出智能计量和电器基础设施，可以为未来支持动态定价、需求响应和各种聚合模型的系统奠定必要的基础。

专栏 19. 智能建筑电气化实例

中国青岛：青岛市正在投资 35 亿美元建设一个区域供热网络，以消除燃煤供暖（IRENA, 2019i）。区域供热系统将使用电热泵，将空气和地面热量以及工业废热输送到城市建筑中。青岛地区热电有限公司也在投资升级建筑物，使其与区域供热网络兼容。该市目标是使用清洁能源满足其所有供暖需求，这将使每年减少 300 多万吨煤炭消费量。

瑞典：EctoGrid 公司开发了一种连接多栋建筑热流的技术。这些建筑使用电动热泵和制冷机从管网中供应或提取热能。基于云的管理系统用于平衡所有连接到电网的建筑物的能源需求。这使得供暖系统所需的能源减少了 78%，并让客户能源账单也减少了近 20%（IRENA, 2019i）

6.工业：以长期的全球视角推动特定行业的研发和示范

在大多数情况下，工业电气化明显落后于交通和建筑电气化。能让电气化满足特殊工业要求的技术解决方案和服务模式，如高温加热或按需/持续供应，目前要么过于昂贵，要么仍在开发中。在许多情况下，即使是基本工业流程也需要重新设计，以实现高电气化率，**因此需要更多研发，尤其是示范。**

尽管迄今为止所做的工作不多，**但大量的工业能源仅用于生产少数能源密集型商品，有针对性的工业电气化解决方案可能很快取得重大突破。**例如，将能源密集型产业搬迁到具有低成本、高负荷系数的可再生电力的地点尚未探索，但可能会破坏关键化学品和材料（如氨、铁）的生产链。虽然廉价的可再生能源基荷将成为主要驱动力，但还有一些有趣机会，可以将可再生资源未消纳的部分用于**工业中的低成本加热应用（例如生产蒸汽）**。特定行业监管与技术中立的财政激励相结合，可以启动新兴技术的商业化。

一些特定行业将需要有一种长期的视角。某些行业还没有找到简易可行的解决方案。例如，对于石化产品而言，除了生物质原料之外，未来出现可再生能源制氢和合成燃料似乎是初级生产的唯一解决方案。目前，经济性仍然构成挑战。**全球因素（如国际协调）可能最终在智能电气化转型中发挥重要作用，以确保公平竞争环境并避免碳泄漏。**

专栏20.智能工业电气化实例

瑞典：在瑞典北部，瑞典能源署正在与瑞典钢铁（SSAB）、瑞典国有矿业公司（LKAB）和瑞典大瀑布电力公司（Vattenfall）公司共同资助一项试点项目——氢突破炼铁技术（Hybrit），目标是到2035年实现完全无化石能源的钢铁生产流程。该计划使用水电和风电制氢，届时将与传统钢铁企业完全竞争（Hybrit, 2018）。它有可能将瑞典二氧化碳总排放量减少 10%，如果扩大规模，芬兰二氧化碳总排放量也将减少 7%。除了政府对试点和示范的积极支持之外，该倡议还指出，若要取得成功，需要国家、研究机构和大学的广泛参与。项目包括顺利实现零化石燃料电力供应、改善基础设施和加快扩建高压电网、开展其他研究工作、加快审批流程以及获得欧盟层面的长期支持。

7. 电气化燃料：了解其长期作用和经济性

在电气化过程中，**使用可再生能源发电制氢或其他合成燃料可能发挥关键作用**，例如，作为难以脱碳区域**直接电气化的补充**，作为VRE并网的**灵活性和季节性存储手段**，以及**避免现有天然气运输资产搁浅**的可能途径。在技术上，虽然围绕这些想法的大多数方法是可行的，但现在需要迅速扩大规模，以实现必要的成本降低。

为了启动所需的扩大规模，**需要一个明确的政策框架，以弄清开展哪些基础设施投资，并改善整个氢能供应链（设备制造商、基础设施运营商、车辆制造商等）的经济性（IRENA, 2020g, 2019c）**。事实证明，通过为天然气管网注入氢气、能源服务供应或碳市场等实行固定上网电价等渠道，**能够获得叠加的收入流可能很重要**。**针对最终消费者的政策**也可能激发氢需求，并证明对基础设施的投资是合理的，还可能包括排放限制（例如低排放区、排放标准和目标），可再生能源占比的具体要求（如可再生能源氢的认证或原产地保证计划）以及目标行业碳定价。

最初的努力可以集中在以**最低基础设施需求能够快速产生规模经济的大规模应用**（例如，数百兆瓦到千兆瓦），以及可再生能源氢作为实现气候目标最佳选择的行业：大型工业（炼油厂、化工设施、甲醇生产）和重型运输（重型卡车、非电气化线路上的火车、海运）。尽早与大型下游客户达成长期合同安排，可能对降低投资风险至关重要。

更广泛地说，**氢技术大规模应用和成本降低的一个关键因素是有成本极低的可再生能源电力，理想的情况下有高负荷系数地区（如在中东、北非、墨西哥、智利、澳大利亚、北海等）**。对最佳可再生能源资源的竞争将十分激烈，但在这些资源附近建设制氢设施（节点电价也可能更低）可以改善商业环境，缓解电网约束。

专栏21. 燃料智能电气化实例

智利：在智利，政府制定了一项战略并承诺提供资金，以支持利用低成本太阳能发电制氢（Prudencio, 2019）。考虑到该国极佳的太阳能资源、以及光伏技术成本降低，智利有机会在2023年前以具有竞争力的价格制氢。已到位资金首先用于建立一个当地技术联盟，便于在大型工业部门和采矿运输车队中应用“绿氢”。随着随着时间的增长不断学习，提高产量，供应国际氢需求（如日本）的商业案例预计将变得非常乐观。

5 结论

本报告界定了交通、建筑和工业部门可再生能源智能电气化的基本要素，强调了可再生能源与各个部门电气化之间具有吸引力的协同作用。该报告还概述了如何利用这些协同作用，开创一个有着高质量能源体系、大幅提升健康和生活水平，以及降低潜在灾难性气候变化风险的未来。由于通过可再生能源实现电气化的有效途径可能很复杂，因此这一转型需要详细规划、具有政治意愿、并出台详细的国家能源战略和路线图。**虽然我们越来越熟悉如何规划和实施这种转型，但未来还需要进一步研究，以便更好地了解转型过程中技术、经济和政策方面的不确定性。**

在更高的层面上，**仍然存在的关键技术和经济问题涉及到电气化对能源系统成本的影响，以及在不同的情况下，具有成本效益的电气化范围到底有多广。**例如，虽然有一项简单的分析表明，交通和建筑行业的大规模电气化可能意味着需要对新的峰值发电能力进行大规模投资，但本报告显示，电气化带来的新形式终端用途复杂性（例如智能充电、热泵与蓄热）可能会抵消这些需求。提高能效和优化电力消费也可以抵消部分新增产能需求。**如果扩大受益范围，减少了可再生能源的弃电也可以视为抵消新的投资成本。政策制定者需要更全面地分析这些更广泛的电气化要素的实际成本和收益（例如，终端用途灵活性、能效或运营方面的新投资与新选择）的实际成本和收益，并将其作为新增产能给予同等重视。**对新的“智能”技术或试点商业模式尤其如此，尽管这些技术或模式可能尚未得到广泛应用，而且它们能抵消多少需求增长以及需要付出多少成本并不总是很明确。

当然，可再生能源电气化的一个核心要素是，不要只关注电力系统，还要考虑其他领域。为此，**还需要进行更广泛的分析，将天然气或运输等其他网络的成本和收益考虑在内。**要做到这一点，需要更全面地了解这些行业的灵活性选项，以及可再生能源电气化替代供应选项的成本细节。

更多的研究对电气化途径开展了全面的、真正的系统性分析，提供了更好的供需侧选项数据，将有助于回答对规划者和政策制定者来说很重要的问题，比如：

- 从短期、中期和长期来看，哪些行业的可再生能源电气化最有价值？也就是说，现在和未来哪些领域的替代方案最少？
- 总的来说，电气化在哪些领域不再有意义？
 - » 电热泵或集中供暖系统是否在某些地方效果最好？
 - » 如何处理工业工序？哪些工序可以经济高效地实现电气化？
 - » 从哪里开始使用衍生自电力的合成燃料？从长远来看，这些合成燃料在哪些应用中比直接用电更有效？

必须指出的是，这类问题的答案将不可避免地在很大程度上取决于各国各地的情况，例如是否存在抽水蓄能电站或与邻国互连。**因此，建议针对特定的国家或地方情况开展个案研究，而不是依赖通用数据来回答具体问题。**

不仅需要电气化进行更详细、更全面的技术经济研究，**还需要解决突出的政策方面的问题。**这些问题包括：

- 为实现可再生能源发电与建筑、交通和工业电气化之间的潜在协同效应，最有效的系统性政策框架是什么？
- 如何制定政策，才能将电气化的经济效益整合为一个整体，平衡所有部门的成本和收益，而不是提供单个具体方案？
- 在哪些领域以及如何利用价格信号来鼓励电气化和可再生能源应用？

在探索这些问题的答案时，同样重要的是要解决两个重要的基本维度，这两个维度经常被忽视，但在电气化的背景下至关重要，即行为维度和空间维度。

人们尚未充分了解终端用户将如何或希望如何与未来能源系统互动，而且目前的运营模式并不总是反映公众的需求或积极消费者的潜在作用。政府和企业需要更好地了解消费者的需求、期望和接受创新的意愿，并相应地调整解决方案。

在智能电气化转型过程中，对新投资的空间考量也应给予更多的重视，因为它们可以实质性地改变新能源供应（例如，依赖于地点的太阳能和风能）、需求中心（例如，偏远的工业场所或集中供暖延伸）的成本效益分析，以及以前所未有的方式连接它们所需的网络基础设施（例如智能电网资产或电动汽车充电站/网络）的规模。

在进一步探讨与可再生能源电气化的理想技术、经济和政策演变等所有相关问题时，**应继续广泛分享成功经验和失败教训，了解它们是否涉及新技术示范、试点项目还是支持性框架设计。**

6 参考文献

- ABDELAZIZ, OMAR ET AL.** (2012), “Development of environmentally benign heat pump water heaters for the US market”, presented at the ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Pacific Grove, CA.
- ACCENTURE AND WORLD ECONOMIC FORUM** (2021), “Industrial clusters: Working together to achieve net zero”, Accenture.
- ADEME**, (2015), “Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050” (Towards an electricity mix 100% renewable by 2050), The French Environment and Energy Management Agency (ADEME), Angers.
- ARTELYS ET AL.** (2016), “A 100% renewable electricity mix? Analysis and optimisation. Exploring the boundaries of renewable power generation in France by 2050”, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/renewable-electricity-mix-executive-summary-ademe-201601.pdf.
- AHOURAI ET AL.** (2013), “Modeling and Simulation of the EV Charging in a Residential Distribution Power Grid”, Proceedings of green energy and systems conference 2013, California.
- AVINOR** (2018), “Electric aviation”, www.avinor.no/en/corporate/community-and-environment/electric-aviation/electric-aviation (accessed 1 July 2019).
- AWADALLAH, M.A., B. VENKATESH AND B.N. SINGH** (2017), “Impact of EV charger load on distribution network capacity: A case study in Toronto”, *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*.
- BAETEN, B., F. ROGIERS AND L. HELSEN** (2017), “Reduction of heat pump induced peak electricity use and required generation capacity through thermal energy storage and demand response”, *Appl. Energy*, Vol. 195, pp.184–195, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.055>.
- BAZZANELLA, A.M. AND F. AUSFELDER** (2017), “Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry”, DECHEMA, https://dechema.de/Low_carbon_chemical_industry.html.
- BEIS** (2019a), “Smart meter roll-out: cost-benefit analysis (2019)”, UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy.
- BEIS** (2019b), “Statistical data set: Historical electricity data”, www.gov.uk/government/statistical-data-sets/historical-electricity-data.
- BLANCO, H. ET AL.** (2018), “Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization”, *Appl. Energy*, Vol. 232, pp.323–340. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.027>.
- BLANCO REANO, H. ET AL.** (2019), “The potential role of H₂ production in a sustainable future power system: an analysis with METIS of a decarbonised system powered by renewables in 2050”.
- BNEF** (Bloomberg New Energy Finance), “2020 battery pack prices cited below \$100/kWh for the first time in 2020, while market average sits at \$137/kWh”.

- BP** (2020), *Energy Outlook 2020*.
- BULLIS, K.** (2013), “Could electric cars threaten the grid?”, *MIT Technol. Rev.*, www.technologyreview.com/s/518066/could-electric-cars-threaten-the-grid/ (accessed 2 August 2019).
- BURKE, J. AND M. ROONEY** (2018), “Fuelling the Future: Hydrogen’s role in supporting the low-carbon economy”.
- CALIFORNIA 100% CLEAN ENERGY COALITION** (2018), 100% Clean Energy for California, cal100.org.
- CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD** (2018), *Zero Emission Vehicle (ZEV) Program*, www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/zevprog.htm (accessed 1 July 2019).
- CHINA DAILY** (2017), “Beijing’s electric buses to number 10,000 by 2020”, *China Daily*, www.chinadaily.com.cn/china/2017-08/02/content_30333439.htm.
- COLBERTALDO, P., G. GUANDALINI AND S. CAMPANARI** (2018), “Modelling the integrated power and transport energy system: The role of power-to-gas and hydrogen in long-term scenarios for Italy”, *Energy*, Vol. 154, pp.592–601, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.089>.
- CONNOLLY, D., H. LUND AND B.V. MATHIESEN** (2016), “Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol. 60, pp.1634–1653, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.025>.
- DANISH ENERGY AGENCY AND ENERGINET** (n.d.), *Technology Data for Individual Heating Plants*, <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data> (accessed 1 July 2019).
- DANISH MINISTRY OF CLIMATE, ENERGY AND UTILITIES** (2020), “Climate agreement for energy and industry etc. 2020”, [https://en.kefm.dk/Media/C/B/faktaark-klimaaftale%20\(English%20august%2014\).pdf](https://en.kefm.dk/Media/C/B/faktaark-klimaaftale%20(English%20august%2014).pdf).
- DE VITA, A. ET AL.** (2018), “Sectoral integration – long-term perspective in the EU Energy System”, European Commission. https://ec.europa.eu/energy/studies_main/final_studies/sectoral-integration-long-term-perspective-eu-energy-system_en.
- DELOITTE CENTER FOR ENERGY SOLUTIONS** (2017), “Powering the future of mobility: How the electric power sector can prepare for its critical role in the new transportation ecosystem”, Deloitte, www2.deloitte.com/us/en/insights/focus/future-of-mobility/power-utilities-future-of-electric-vehicles.html.
- DELOITTE** (2020), “Fueling the Future of Mobility: Hydrogen and fuel cell solutions for transport”, Deloitte, www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf.
- DELTA ENERGY & ENVIRONMENT AND ENERGY NETWORKS ASSOCIATION** (2012), *2050 Pathways for Domestic Heat*, Edinburgh.
- DEN OUDEN, B. ET AL.** (2017), “Electrification in the Dutch process industry”, Berenschot, CE Delft, Industrial Energy Experts and Energy Matters.
- DENA** (2018), *Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- DNV GL** (2020), *Energy Transition Outlook 2020*.

- ECN AND ALLIANDER** (2017), “Demand and supply of flexibility in the power system of the Netherlands, 2015-2050”, ECN and Alliander.
- Ecofys** (2018), “Gas for climate: How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way”, <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Ecofys-Gas-for-Climate-Report-Study-March18.pdf>.
- EIA** (2018), 2015 Residential Energy Consumption Survey (RECS), US Energy Information Administration, www.eia.gov/consumption/residential/data/2015/ (accessed 3 August 2019).
- ENERGI NORGE** (2017), “Veikart for Grønn Vekst i norsk fornybarnæring mot 2050”, www.energinorge.no/fagomrader/energibruk-og-klima/gronn-vekst/norge-som-verdens-forste-fullelektrifiserte-samfunn-i-2050/veikart-for-gronn-vekst-i-norsk-fornybarnaring-mot-2050/ (accessed 1 November 2019).
- ENEA CONSULTING** (2016), *The Potential of Power-to-Gas*, ENEA consulting.
- ENGEL, H. ET AL.** (2018), “The potential impact of electric vehicles on global energy systems”, McKinsey & Company, www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-potential-impact-of-electric-vehicles-on-global-energy-systems (accessed 1 October 2019).
- EPRI** (2018), *US National Electrification Assessment*, Electric Power Research Institute.
- EQUINOR**, 2020. *Energy Perspectives 2020*. Equinor.
- ERKC** (2014), “Smart district heating and cooling, Thematic research summary”, Energy Research Knowledge Centre, European Union.
- EURELECTRIC** (2018), *EU Electrification and Decarbonization Scenario Modelling*.
- EUROPEAN COMMISSION** (2019), “Optimal flexibility portfolios for a high-RES 2050 scenario”, European Commission, Brussels.
- EUROPEAN COMMISSION** (2018a), “The role and potential of Power-to-X in 2050” (Study No. S8), METIS Studies, Brussels.
- EUROPEAN COMMISSION** (2018b), “Cost-efficient district heating development” (Study No. S9), METIS Studies, Brussels.
- EUROPEAN HEAT PUMP ASSOCIATION** (2019), *Large Scale Heat Pumps in Europe*, Vol. 2, European Heat Pump Association, Brussels, Belgium.
- EUROPEAN HEAT PUMP ASSOCIATION** (2018), *EHPA Stats*, http://stats.ehpa.org/hp_sales/forecast/ (accessed 1 August 2019).
- EVANS, R., AND J. GAO** (2016), “DeepMind AI reduces Google data centre cooling bill by 40%”, Google DeepMind, <https://deepmind.com/blog/deepmind-ai-reduces-google-data-centrecooling-bill-40>.
- EVANGELOPOULOU, S. ET AL.** (2019), “Energy system modelling of carbon-neutral hydrogen as an enabler of sectoral integration within a decarbonization pathway”, *Energies*, Vol. 12, pp.2551. <https://doi.org/10.3390/en12132551>.

- FACEBOOK** (2018), “Facebook’s newest Nordic renewable energy solution”, Facebook., www.facebook.com/notes/lule%C3%A5-data-center/facebooks-newest-nordic-renewable-energy-solution/1597617336973615/.
- FASIHI, M., D. BOGDANOV AND C. BREYER** (2016), “Techno-economic assessment of power-to-liquids (PtL) fuels production and global trading based on hybrid PV-wind power plants”, *Energy Procedia*, Vol. 99, pp.243–268, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>.
- FAWCETT, T., R. LAYBERRY AND N. EYRE** (2014), “Electrification of heating: the role of heat pumps”, presented at the BIEE Conference – Balancing Competing Energy Policy Goals, Oxford.
- FISCHER, J. AND V. LAISI** (2019), “To enable Europe’s clean energy future, we need to buckle up and couple up”, *Euractiv*, www.euractiv.com/section/energy/opinion/to-enable-europes-clean-energy-future-we-need-to-buckle-up-and-couple-up/.
- GARDINER, M.** (2014), “Hydrogen Energy Storage: Experimental analysis and modelling”, US Department of Energy.
- GASUNIE AND TENNET** (2019), *Infrastructure Outlook 2050*, www.gasunie.nl/en/expertise/energy-system/infrastructure-outlook-2050.
- GIELEN, D.** (2020), “DSM/DSR potentials in industry and cooling”, International Renewable Energy Agency.
- GIELEN, D. ET AL.** (2020), “Renewables-based decarbonization and relocation of iron and steel making: A case study”, *J. Ind. Ecol.*, Vol. 24, pp.1113–1125, <https://doi.org/10.1111/jiec.12997>.
- GREENPEACE** (2015), “Energy Revolution – A Sustainable World Energy Outlook 2015”.
- GSEP** (2018), *New Electricity Frontiers*, Global Sustainable Electricity Partnership.
- GUTIÉRREZ-MARTÍN, F. AND L.M. RODRÍGUEZ-ANTÓN** (2016), “Power-to-SNG technology for energy storage at large scales”, *Int. J. Hydrog. Energy*, Vol. 41, pp.19290–19303, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.097>.
- HALVORSEN, B. AND B.M. LARSEN** (2013), “How do investments in heat pumps affect household energy consumption”, Statistics Norway.
- HANSEN, K., B.V. MATHIESEN AND I.R. SKOV** (2019), “Full energy system transition towards 100% renewable energy in Germany in 2050”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol. 102, pp.1–13. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.038>.
- HAUPTMEIER, K. AND N. ALDAG** (2018), “Liquid hydrocarbons electrofuel e-fuel production pathways and costs”, Sunfire.
- HENNING, H.-M.** (2017), “Pathways for transforming the German energy system by 2050 - Methodology and results of a comprehensive system simulation and optimization”, Fraunhofer ISE.
- HOLTER, M. AND J. HODGES** (2018), “The next ferry you board might run on batteries”, *Bloomberg*, www.bloomberg.com/news/features/2018-03-13/the-next-ship-you-board-might-run-on-batteries.

- HPTCJ** (2019), *Heat Pump & Thermal Storage System Data Book*, Heat Pump & Thermal Storage Technology Center of Japan.
- HYBRIT** (2018), “Hybrit – towards fossil-free steel”, www.hybritdevelopment.com (accessed 1 July 2019).
- HYDROGEN COUNCIL** (2017), “How hydrogen empowers the energy transition”, Hydrogen Council.
- IEA** (2021a), *Global EV Outlook 2021*, International Energy Agency, Paris.
- IEA** (2021b), *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*, IEA, Paris.
- IEA** (2020a), *World Energy Balances 2020*, IEA, Paris.
- IEA** (2020b), *Clean Energy Innovation*, IEA, Paris.
- IEA** (2019a), *Tracking Clean Energy Progress*, IEA, Paris.
- IEA** (2019b), *Tracking Buildings*, IEA, Paris.
- IEA** (2018), *The Future of Cooling*, IEA, Paris.
- IEA** (2017), *Renewable Energy for Industry: from Green Energy to Green Materials and Fuels*, IEA, Paris.
- IKÄHEIMO, J. ET AL.** (2018), “Power-to-ammonia in future North European 100% renewable power and heat system”, *Int. J. Hydrog. Energy*, Vol. 43, pp.17295–17308, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.121>.
- IPCC** (2018), *Global Warming of 1.5°C*, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IRENA** (2021a), *World Energy Transitions Outlook*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2021b), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2020a), *Global Renewables Outlook*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2020b), *Rise of Renewables in Cities: Energy Solutions for the Urban Future*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2020c), *Reaching Zero with Renewables: Eliminating CO₂ Emissions from Industry and Transport in Line with the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2020d), *Renewable Power Generation Costs in 2019*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2020e), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2020f), *Innovation Outlook: Thermal Energy Storage*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2020g), *Green Hydrogen: A Guide to Policy Making*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

- IRENA** (2019a), *Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services – Preview for Policy Makers*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019b), *Innovation Landscape for a Renewable-Powered Future: Solutions to Integrate Renewables*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019c), *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019d), *Demand-Side Flexibility for Power Sector Transformation: Analytical Brief*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019e), *Navigating the Way to a Renewable-Powered Future: Solutions to Decarbonise Shipping*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019f), *Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019g), *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019h), *Electric Vehicle Smart Charging: Innovation Landscape Brief*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019i), *Renewable Power-to-Heat: Innovation Landscape Brief*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019j), *Innovation Landscape Brief: Renewable Power-to-Hydrogen*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019k), *Innovation Landscape Brief: Time-of-Use Tariffs*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2018a), *Power System Flexibility for the Energy Transition*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2018b), *Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA**, (2018c), *Renewable Energy Prospects for the European Union*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2017), *Renewable Energy in District Heating and Cooling: A Sector Roadmap for REmap*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA AND MASDAR INSTITUTE** (2015), *Renewable Energy Prospects: United Arab Emirates, REmap 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- JENSTERLE, M.** (2019), “The role of clean hydrogen in the future energy systems of Germany and Japan”, Global Cooperation on Hydrogen and Fuel Cells.
- KAKAKU** (2019), *List of Water Heater Products*, <https://kakaku.com/>

search_results/%83G%83R%83L%83%85%81%5B%83g%20370/?category=0049%2C0008&act=Input&lid=pc_ksearch_searchbutton_top.

- KASTEN, P. ET AL.** (2016), “Assessing the status of electrification of the road transport passenger vehicles and potential future implications for the environment and European energy system”, Öko-Institut e.V., Berlin, Germany.
- KEINER, D. ET AL.** (2019), “Cost optimal self-consumption of PV prosumers with stationary batteries, heat pumps, thermal energy storage and electric vehicles across the world up to 2050”, *Sol. Energy*, Vol. 185, pp.406–423. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.081>.
- KERSTENS, R.** (2019), “Column: investment opportunities in the meter cupboard” (in Dutch), *De Telegraaf*, HYPERLINK "www.telegraaf.nl/financieel/1346645421/column-beleggingskansen-in-de-meterkast”
- KNEZOVIĆ, K. AND M. MARINELLI** (2016), “Phase-wise enhanced voltage support from electric vehicles in a Danish low-voltage distribution grid”, *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 140, pp.274–283. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.06.015>.
- LACEY, G. ET AL.** (2013), “A Modelling Tool to Investigate the Effect of Electric Vehicle Charging on Low Voltage Networks”, presented at the 2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition, Barcelona, Spain.
- LECHTENBÖHMER, S. ET AL.** (2016), “Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification – Implications for future EU electricity demand”, *Energy*, Vol. 115, pp.1623–1631, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.110>.
- LIAO, R.** (2019), “First buses, now Shenzhen has turned its taxis electric in green push”, *TechCrunch*, <https://techcrunch.com/2019/01/04/shenzhen-electric-taxis-push/> (accessed 2.14.19).
- LILLEBO, M.** (2018), “Impact of EV integration and fast chargers in a Norwegian LV grid – An analysis based on data from a residential grid in Steinkjer”, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- LU, L., L. XUE AND W. ZHOU** (2018), “How did Shenzhen, China build world’s largest electric bus fleet?”, World Resour. Inst., www.wri.org/blog/2018/04/how-did-shenzhen-china-build-world-s-largest-electric-bus-fleet (accessed 14 February 2019).
- LYSENG, B. ET AL.** (2018), “System-level power-to-gas energy storage for high penetrations of variable renewables”, *Int. J. Hydrog. Energy*, Vol. 43, pp.1966–1979, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.162>.
- MAI, T. ET AL.** (2018), *Electrification Futures Study: Scenarios of Electric Technology Adoption and Power Consumption for the United States*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- McKINSEY & COMPANY** (2018), *Decarbonization of Industrial Sectors: The Next Frontier*, McKinsey & Company.
- MORAGA, J.L. AND M. MULDER** (2018), “Electrification of heating and transport: A scenario analysis of the Netherlands up to 2050”, Centre for Energy Economics Research, CEER Policy Papers 2, University of Groningen.
- MURPHY, C. ET AL.** (2021), “Electrification futures study: Scenarios of power system evolution and

- infrastructure development for the United States”, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- MY ELECTRIC AVENUE** (n.d.), “How local electricity networks can cope with charging clusters of electric vehicles – My Electric Avenue’s final results reveal all”, www.myelectricavenue.info (accessed 1 July 2019).
- NATIONAL GRID** (2017), “Future Energy Scenarios”, <http://fes.nationalgrid.com/media/1244/final-fes-2017-interactive.pdf>.
- NOWAK, T.** (2018), “Connecting sectors: the contribution potential of heat pump systems to demand side flexibility” presented at the 2018 World Future Energy Summit, Abu Dhabi, UAE.
- ÖKO-INSTITUT** (2014), “eMobil 2050: Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz”, Öko-Institut e.V., Berlin, Germany.
- OUR WORLD IN DATA** (2021), Global primary energy consumption by source, Our World in Data, <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>.
- PAARDEKOOPER, S. ET AL.** (2018), *Heat Roadmap Europe 4: Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps*, Aalborg University, Aalborg.
- PERNER, J., M. UNTEUTSCH AND A. LÖVENICH** (2018), *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*, Agora Energiewende and Frontier Economics.
- PINES, L.** (2018), *Iceland’s Major Commodity Imports & Exports*, Commodity.com., <https://commodity.com/iceland/>.
- PRUDENCIO, G.** (2019), *Green Hydrogen in Chile: Opportunities and Challenges*, presented at the conference on Global Cooperation on Hydrogen and Fuel Cells, Berlin.
- QUIGGIN, D. AND R. BUSWELL** (2016), “The implications of heat electrification on national electrical supply-demand balance under published 2050 energy scenarios”, *Energy*, Vol. 98, pp.253–270, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.060>.
- RAM, M. ET AL.** (2019), *Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination*, Lappeenranta University of Technology, Energy Watch Group.
- RESEARCH INSTITUTES OF SWEDEN** (2019), *Research & Innovation Platform for Electric Roads*, www.electricroads.org/.
- REUTERS** (2018), “California looks to ramp up electric vehicle sales”, *Reuters*, www.reuters.com/article/us-autos-emissions-california/california-looks-to-ramp-up-electric-vehicle-sales-idUSKBN1FF2XG.
- RMI** (2016), “Electric Vehicles as Distributed Energy Resources”, Rocky Mountain Institute, CO.
- ROSENOW, J. AND R. LOWES** (2020), “Heating without the hot air: Principles for smart heat electrification”, Regulatory Assistance Project (RAP), Brussels, Belgium.
- RUHNAU, O. ET AL.** (2019), “Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport decarbonisation scenarios for Germany 2050”, *Energy*, Vol. 166, pp.989–999. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.114>.

- SAYGIN, D. ET AL.** (2019), “Transport sector transformation: Integrating electric vehicles into Turkey’s distribution grids”, SHURA Energy Transition Center.
- SCHMITT, A.** (2016), “It’s true: The typical car is parked 95 percent of the time”, StreetsBlogUSA, <https://usa.streetsblog.org/2016/03/10/its-true-the-typical-car-is-parked-95-percent-of-the-time/>.
- SCHUCHT, B.** (2017), “The development of e-mobility from the perspective of a German TSO”, 50hertz.
- SGERI** (2019), *China Energy & Electricity Outlook*, www.sgeri.sgcc.com.cn/html/files/2021-02/09/20210209152815895165647.pdf.
- SHELL** (2021), *The energy transformation scenarios*, www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/the-energy-transformation-scenarios.html#iframe=L3dlYmFwcHMvU2NlbnFyaW9zX2xvbmdfaG9yaXpvbnMv.
- SIEGEMUND, S. ET AL.** (2017), “E-Fuels Study – The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU”, dena.
- STĂNIȘTEANU, C.** (2017), “Smart thermal grids – A review”, *Sci. Bull. Electr. Eng. Fac.*, <https://doi.org/10.1515/sbeef-2016-0030>.
- TALJEGARD, M.** (2017), “The impact of an Electrification of Road Transportation on the Electricity system in Scandinavia”, Chalmers University of Technology, Gothenburg.
- TRANSPORT & ENVIRONMENT** (2017), “Electric trucks’ contribution to freight decarbonisation”, Transport & Environment.
- VANDEVYVERE, H. AND G. REYNDERS** (2019), “The trade-off between urban building stock retrofit, local renewable energy production and the roll-out of 4G district heating networks”, EnergyVille.
- VEIC AND NASEO** (2013), “A Review of Utility Integrated Resource Plans and Electric Vehicle Load Forecasting”, www.naseo.org/data/sites/1/documents/publications/NASEO-Review-of-Utility-Integrated-Resource-Plans-and-Electric-Vehicle-Load-Forecasting.pdf.
- WELTENERGIERAT DEUTSCHLAND** (2019), *International Aspects of A Power-to-X Roadmap*, report prepared for the World Energy Council Germany.
- WIND EUROPE (2018)**, “Breaking new ground: Wind energy and the electrification of Europe’s energy system”, Wind Europe, Brussels.
- ZIMMER, W. ET AL.** (2016), “Endbericht Renewability III: Optionen Einer Dekarbonisierung Des Verkehrssektors;”, Öko-Institut e.V., Berlin, Germany.
- ZSW** (2020), *Inventory of Electric Cars Worldwide*, Germany, www.zsw-bw.de/en/media-center/data-service.html.

附录

附录 1 各终端使用部门电气化的历史趋势

建筑部门

图38 1980-2018年间部分国家住宅部门的电气化水平 (IEA, 2020a)

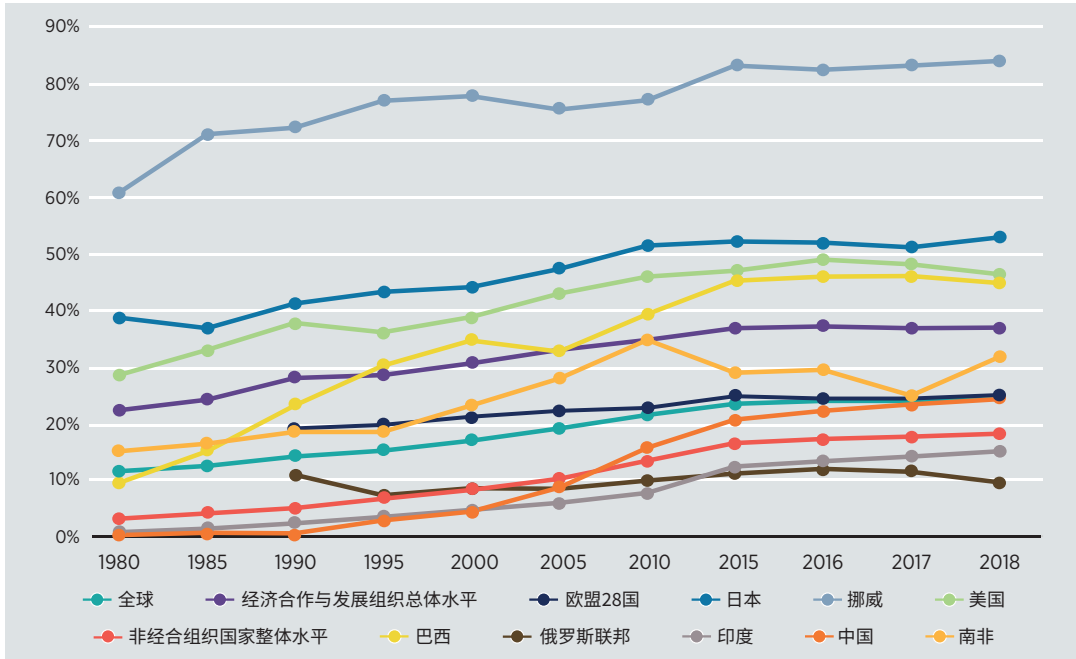
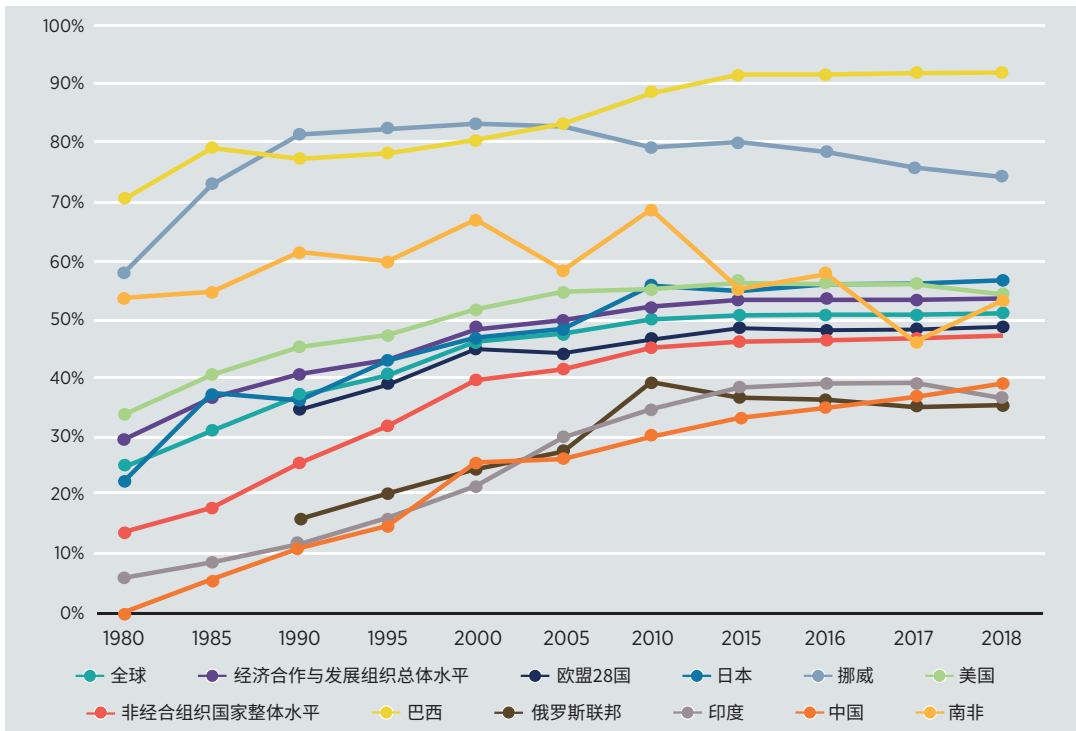
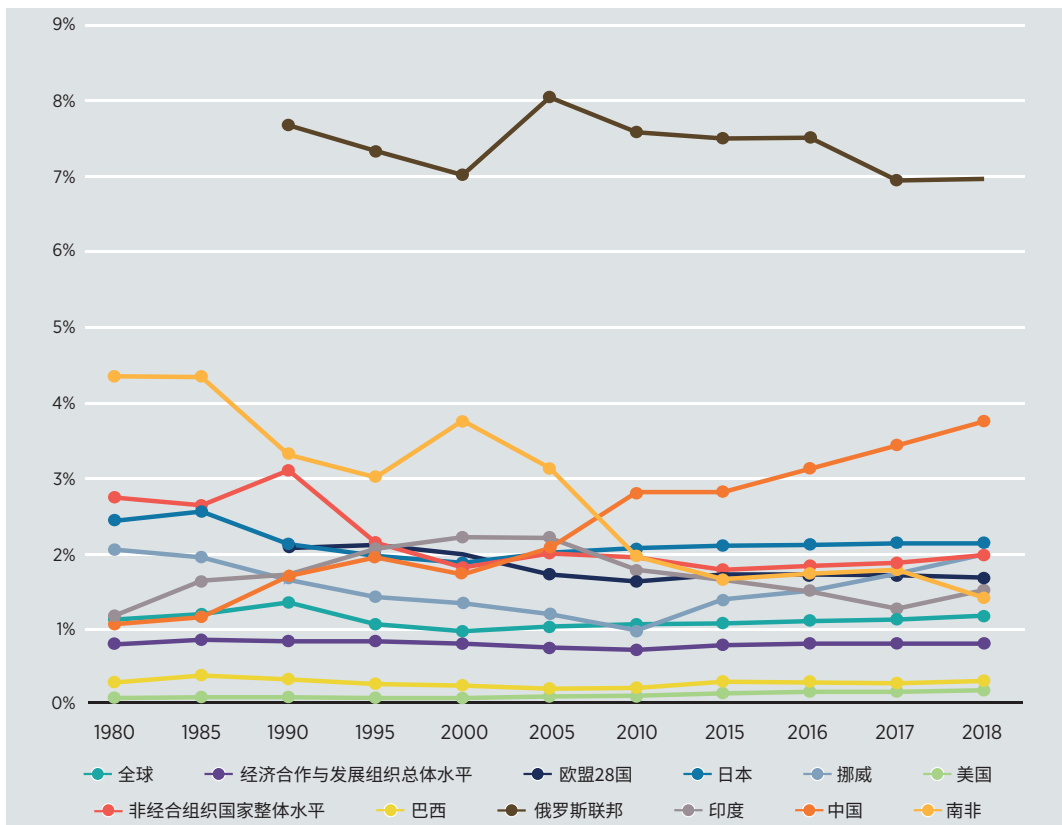


图39 1980-2018年间部分国家商业和公共服务部门的电气化水平 (IEA, 2020a)



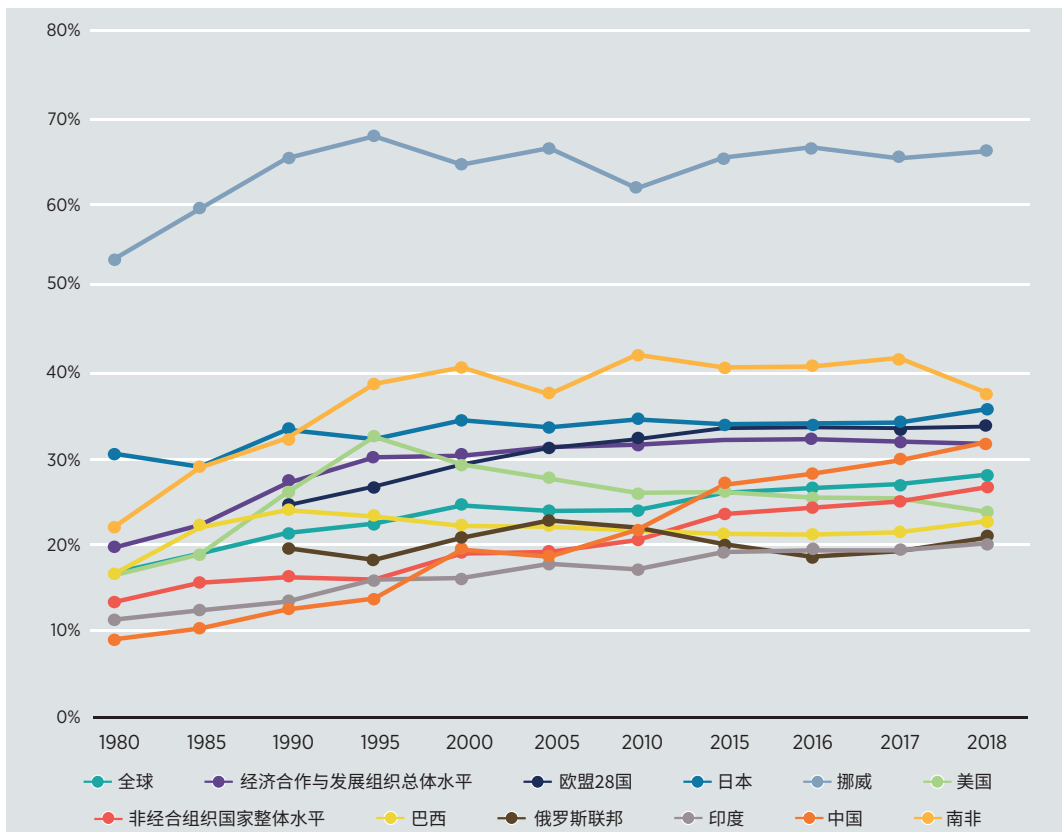
交通运输部门

图40 1980-2018年间部分国家交通部门的电气化水平 (IEA, 2020a)



工业部门

图41 1980-2018年间部分国家工业部门的电气化水平 (IEA, 2020a)



附录 2 某些关键合成燃料的成本预测

表7 甲烷成本预测汇总

甲烷成本 美元 / 吉焦	可再生能源发电成本假设		二氧化碳 成本假设 (美元 / 吨)	其他假设	年份	来源
	美元 / 吉焦	美元 / 兆瓦时				
5.6-16	3.1	11.2	342-350	资本支出在当前水平的基础上减少 95%	2050	Blanco et al., 2018
16-20.3	0-7.8	0-28			不适用	Gutiérrez-Martín and Rodríguez-Antón, 2016
28-36	7-23	25.2-82.8	34-202	包括运输成本	2050	Weltenergierat Deutschland, 2019
30	4.8	17.3	56	10 兆瓦电厂, 6 100 小时 / 年	2050	ENEA consulting, 2016
24-34	15-21.5	54-77	128-184	利用中东和北非地区优越的资源条件发电	2050	Siegemund et al., 2017
46-68	26.1	94	256-312	包括甲烷储存成本	2050	Siegemund et al., 2017

表8 合成柴油的成本预测汇总

合成柴油成本		可再生能源发电成本假设		二氧化碳 成本假设 (美元 / 吨)	年份	来源
美元 / 吉焦	美元 / 升	美元 / 吉焦	美元 / 兆瓦时			
26-50	0.94-1.8	5.8-15.6	21-56	NA	2050	Hauptmeier and Aldag, 2018
26.58	0.96	8.6	30.9	55	2030	Fasihi, Bogdanov and Breyer, 2016
38.5	1.4	15.6	56	NA	2050	Bazzanella and Ausfelder, 2017
49.8-56	1.8-2	NA	NA	NA	2050	ADEME, 2015
50-79	1.9-2.9	26.1	94	289-333	2050	Siegemund et al., 2017

注: NA=不适用

附录3 智能充电案例研究综述

表9 电动汽车充电和智能充电对输电电网影响的案例研究综述

地区	情景	主要研究成果	解决的关键指标
美国五个选定的州 (加利福尼亚、夏威夷、德克萨斯、纽约、明尼苏达) (RMI, 2016)	2030年电动汽车普及率为23%，包括：1) 不受控充电，2) 优化充电。	峰值负荷将随着电动汽车普及率的提高而增加，这将加大产能投资，尤其是在配电-馈线层面的投资。受控充电可以帮助优化电网资源，避免对新峰值发电容量进行投资。	峰值需求 加利福尼亚：非受控充电情景增长11.1%，优化充电情景增长1.3%。 夏威夷：非受控充电情景增长9%，优化充电情景增长1.3%。 德克萨斯：非受控充电情景增长4.9%，优化充电情景增长0.9%。 纽约：非受控充电情景增长3.4%，优化充电情景增长0.6%。 明尼苏达：非受控充电情景增长3.1%，优化充电情景增长0.5%。
整个新英格兰，美国体系 (六个州) (VEIC and NASEO, 2013)	2030年插电式混合动力电动汽车的普及率为25%，包括：1) 夜晚集中充电；2) 夜晚分布式充电；3) 增加工作期间充电渠道；4) 非高峰时段充电。	峰值负荷将需要对电网和发电能力进行大量投资。将负荷分散在夜间可以减少峰值负荷的增加，仅在非高峰时段充电可以避免任何负荷增加。	峰值需求 夜间集中充电情景增长19%，夜间分布式充电情景增长6%，而非高峰时段充电情景增长0%。 年均需求量 增加3%。
德国 (Schucht, 2017)	2030年家庭用户普及率为25% (1000万辆电动汽车)，包括：1) 最坏情况：峰值负载期间的基本家庭充电；2) 最好情况：智能充电改变需求，以匹配光伏生产；2050年电动汽车车队100%电气化，包括：1) 最坏情况：基本家庭和工作充电；2) 最好情况：智能充电改变需求，以匹配光伏生产。	2035年，电动汽车的耗电量在总能耗中占比 (<3%) 较低；电动汽车对峰值需求的影响也非常有限，特别是在智能充电到位的情况下，如果结合热泵的灵活性来看，就更是如此。	峰值需求 2035年最坏情况下增长8%；到2050年，家庭和工作用电量不会显著增加，最佳优化充电情景下冬季用电峰值略有下降。
四个国家 (瑞典、挪威、丹麦、德国) (Taljegard, 2017)	到2050年，电动汽车普及率达到100%，包括：1) 纳入电力道路系统，用于货运；2) 纳入电力道路系统和先进的车辆到电网智能充电。	电动汽车充电与电力系统峰值负荷相关，因此增加了对峰值功率容量和二氧化碳排放的需求。如果采用先进的智能充电技术，载客电动汽车可以平滑净负荷曲线，从而实际降低峰值净负荷。	峰值需求 电力道路系统情景增长20%，电力道路系统和先进智能充电情景降低7%。
英国 (National Grid, 2017)	普及率达到100%，到2050年，英国道路上的电动汽车达到2500万辆，1) 有智能充电；2) 没有智能充电。	随着电动汽车数量的增长，其峰值电力需求可能会带来最大的挑战，这应该通过更好地使用智能技术、吸引消费者以及使用能源需求较低的车辆加以解决。	峰值需求 没有智能充电的情景下增长30% (180亿瓦)，有智能充电的情景下增长10% (60亿瓦)。

表10 电动汽车充电和智能充电对配电网影响的案例研究综述

地区	情景	主要研究成果	解决的关键指标
美国中西部覆盖150户家庭的典型馈线电路 (Engel et al., 2018)	电动汽车普及率为25%，包括： 1) 单一制电价；2) 分时电价。	电动汽车可能会重塑电力负荷曲线，最显著的影响将是增大夜间高峰负荷，由于电动汽车的区域分布不同，这将在地方层面上带来挑战。随着分时电价引导电动汽车智能充电，馈线电路峰值负荷的增量降低了14%。	峰荷需求 单一制电价情景中增长30%，分时电价情景中增长16%。
位于多伦多一个有19栋房子的住宅区 (Awadallah, Venkatesh and Singh, 2016)	使用功率在1.4 kW和20 kW之间的充电器模拟1) 最坏情况：所有电动汽车在冬季和夏季峰值负荷同时充电，电动汽车普及率为100% (每户一辆电动汽车)；2) 典型的春季工作日：电动汽车普及率为33%、66%和100%。	当充电器功率小于3.3 kW时，无论电动汽车普及水平如何，都不会发生变压器过载。额定功率为6.6 kW的充电器即使在电动汽车普及水平低下时也会导致系统组件中度过载，而额定功率为10 kW及以上的大型充电器在安装前需要进行系统升级。	变压器过载 在电动汽车普及率为100%且充电器功率为6.6千瓦这一不协调的充电情景中，过载率为64%，而在充电器功率为3.31010千瓦的充电情景中，过载率为零。
一个住宅配电网 (Ahourai et al., 2013)	1) 电动汽车的普及率为0-50%； 2) 普及率为50%，且电动汽车协调充电。	电动汽车使用量增加超过20%会带来一些问题，比如现有基础设施过载，尤其是变压器，由于过载时间过长，变压器的使用寿命显著缩短。	变压器过载 不协调充电情景中，过载率为60%，而在协调充电情景中，过载率为零。
一个拥有228户家庭的德国郊区 (Schucht, 2017)	两个情景：1) 最坏情况：高峰负荷同步充电；2) 最好的情况：整晚充电优化。	如果不采用智能充电策略，电动汽车和热泵可能会导致低压电网拥堵，并增加峰值需求。	电动汽车普及率限制 在最坏的情况下，没有优化，受限的电动汽车普及率（由于变压器容量限制）低至2%（5辆电动汽车）；在最好的情况下，变压器和充电得到优化，电动汽车普及率为400%（每户4辆电动汽车）。
挪威的住宅配电网 (Lillebo, 2018)	评估电动汽车普及率在0-100%时的承载能力。	在快速充电器的位置注入无功功率可以显著降低电压偏差。	电动汽车普及率限制 对于绝大多数终端用户而言，电动汽车承载能力是100%，但是考虑到所有终端用户同时对系统的限制，配电网在电压方面可以承受50%的电动汽车普及率，如果受限于最弱电缆额定功率，则可以承受的电动汽车普及率在10%到20%之间。 变压器过载 在电动汽车普及率为100%的情况下，过载时间占5.8%。

土耳其 (Saygin et al., 2019)

“高增长”市场情景预测，到2030年，土耳其的载客电动汽车将达到250万辆，占汽车保有量的10%，拥有100万个充电点。

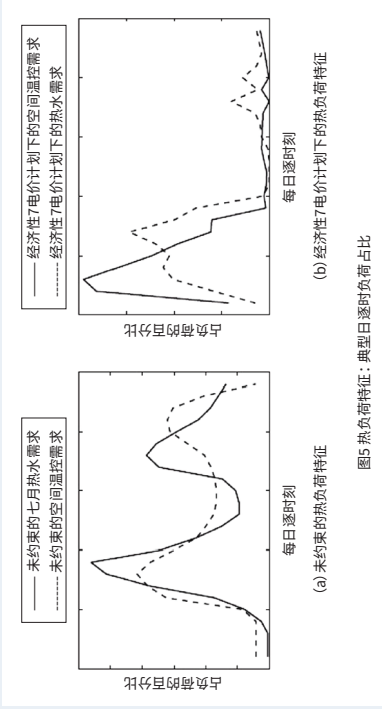
由于系统有足够的空闲容量，这种情景对电网运行几乎没有影响。对250万辆电动汽车进行整合，将增加目前中低压变压器的低容量因素，从而降低配电网电价。为实现上述情景，需要对电网进行投资，且投资必须与需求增长、优化充电点、智能充电和时变电价相结合，以激励电动汽车在非高峰时段充电。到2030年，要实现电动汽车在汽车保有量中占比超过10%，就需要增加投资，提高交通效率，并减少私家车在出行选择中的比例。

电动汽车普及率限制

土耳其的配电网可以整合约250万辆电动汽车，几乎没有新的投资，对配电网运行的影响有限（就最大负荷增量和电压违规而言）。这个数字约占2030年预计车辆保有量的10%。

附录 4 智能供暖案例研究综述

表11 供暖电气化和智能供暖对电力系统影响的案例研究综述

研究地区	主要研究成果
英国 (Quiggin and Buswell, 2016)	英国建筑行业的空间供暖曲线图以两个尖峰为特征，一个在早上 8 点左右，另一个在晚上 7 点左右。英国经济性 7 电价计划鼓励使用储能设备将热量消费延后 7 个小时至夜间。与不受控制的情况相比，经济性 7 计划不会降低峰值需求，但最低需求会更高，将最低需求和峰值需求之间的差异缩小 15%。
比利时 (Baeten, Rogiers and Helsen, 2017)	<p>图42 英国建筑行业供暖需求曲线。来源: (Quiggin and Buswell, 2016)</p>  <p>图42展示了英国建筑行业供暖需求曲线。图(a)显示了典型的每日负荷特征，包括未约束的七月热水需求（虚线）和未约束的空间温控需求（实线）。图(b)显示了经济性7电价计划下的特征，包括空间温控需求（实线）和热水需求（虚线）。图例说明：(a) 未约束的七月热水需求（虚线）、未约束的空间温控需求（实线）；(b) 经济性7电价计划下的热水需求（虚线）、经济性7电价计划下的空间温控需求（实线）。图注：图42 热负荷特征：典型日逐时负荷占比。</p> <p>针对 2030 年比利时电力系统的案例研究调查了主动控制热泵的大规模引入（50000 台）以及需求响应计划和热水储罐。结果表明，需求响应将 150 亿瓦的非受控冬季峰值需求降低了 9%，并将储罐的非受控冬季峰值需求额外降低了 4%。实施需求响应计划比建造同等规模的发电厂要便宜得多。</p>
欧洲 (Paardekooper et al., 2018)	欧洲供暖路线项目调查了欧洲供热和制冷行业的深度减排情况，结果表明，根据减排战略，到 2050 年，集中供暖系统可以提供欧洲一半的供暖需求。集中供暖系统将利用工业余热（占供热量的 25%）、大型热泵（高达 30%）和热电联产（高达 35%）来满足城市供暖需求，该战略还辅之以翻新旧建筑和安装热泵，以满足农村的供暖需求。与 2015 年的水平相比，这一战略将经济高效地将能源部门的碳排放量减少 89%。集中供暖系统份额的下降可能会不成比例地增加电网的成本。集中供暖的蓄热系统在大城市平均覆盖 2-8 小时，在小城市平均覆盖 6-48 小时。集中供暖的蓄热比安装在单独建筑中的热泵更为灵活。

附录 5 系统经济评估案例研究综述

多项研究探讨了终端用能部门直接电气化的投资需求，这些部门实施了不同程度的智能电气化战略。下文总结了此类研究，其重点在于，考虑到直接电气化对电力系统基础设施的影响，给出了不同部门的直接电气化在多大程度上是合理的。

为了探索更多系统的观点如何影响不同部门的电气化程度和组成，下表汇总了对广泛电气化的基础设施需求进行的跨部门经济评估研究。由于不是所有研究都涉及基础设施整体布局的相同元素，因此与第 2.4 节开头的图 18 对应的图例表示它们的覆盖范围。

部门评估

研究区域	涵盖范围			研究结果
法国 (Artelys et al., 2016)	可再生能源发电	输配电	建筑	本研究探讨了法国到 2050 年实现 100% 可再生能源组合所需的基础设施，以及当前电力份额的适度增加（工业为 28%，交通为 33%，建筑为 52%）。研究发现，由于采取了效率措施，到 2050 年，总用电量可能会从 2013 年的 442 太瓦时减少到 422 太瓦时。然而，报告发现，与当前水平相比，输电网络的容量应该增加 36%，跨境互联的容量也必须增加。对配电网的考虑，降低了最优组合和相关总成本的影响。没有对氢和 / 或合成燃料基础设施进行全面建模，而是仅对其灵活性潜力建模（可再生能源普及率在 80% 时不需要，但在达到 100% 时需要将 170 亿瓦的电力转换为天然气，用于跨季节储存）。
	氢气生产	天然气输送和分配	交通	
	氢气衍生产品生产	化学品输送和分配	工业	
荷兰 (Moraga and Mulder, 2018)	可再生能源发电	输配电	建筑	本研究提出了截至 2050 年荷兰道路运输和家庭供暖与烹饪的三种电气化情景的影响，包括“基准”、“中等”和“完全”电气化情景。研究发现，与 2050 年的基准情况相比，国内建筑行业的全面电气化将增加 35 太瓦时的用电需求，或当前总用电量的 30%。在交通方面，完全电气化情景探讨了车辆电气化率：所有汽车为 88%、面包车为 87%、卡车为 16%、公交车为 84%。到 2050 年，为这些车辆供电所需的总电力为 40 太瓦时（30 太瓦时用于汽车）。到 2050 年，在完全电气化的情景下，可再生能源发电约占总供应量（216 太瓦时）的 40%，并且由于进口削减足以吸收该份额的可再生能源发电量，因此不需要季节性储能需求来满足过剩供应。在电网方面，该研究发现，完全电气化情景的容量将比 2016 年的现有容量大约大 50%。
	氢气生产	天然气输送和分配	交通	
	氢气衍生产品生产	化学品输送和分配	工业	

<p>荷兰 (ECN and Alliaender 2017)</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>可再生能源发电</th> <th>输配电</th> <th>建筑</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </tbody> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>本研究探讨了荷兰能源系统的灵活性需求，到 2050 年，荷兰将通过电动汽车、热泵和其他电气化终端实现了强劲的电化增长。在各个地区，由于光伏、电动汽车和热泵的日益普及导致资产超负荷运转，到 2030 年可能影响 8% 的配电变压器和 9% 的变电站，到 2050 年对两者影响范围分别达到 35% 和 45%。虽然可以通过代表电网运营商在电网和智能解决方案方面做出努力和投资来改善这种情况，但也发现大多数过载预计会发生在市中心，而且会更快。例如，在阿姆斯特丹，荷兰能源网络公司 Alliander 警告高峰时间可能会增加 2.5-6 倍 (Kerstens, 2019)。例如，这些城市的网络和建筑老化，可能会让人质疑供暖完全电气化所需的现代电气技术和智能解决方案的广泛安装潜力。没有对氢和 / 或合成燃料基础设施进行全面建模，而是仅对其灵活性潜力建模。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									
<p>英国 (Quiggin and Buswell, 2016)</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>可再生能源发电</th> <th>输配电</th> <th>建筑</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </tbody> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>本研究使用详细的每小时数据评估了英国在 2050 年公布的六种电气化供暖和交通情景，以确定电力需求是否在一年中的任何时间都能得到满足，除两种情景外，所有情景均假设热泵满足 75% 以上的供热需求。评估显示，即使充分利用了电力需求侧管理、电池存储、车辆到电网等灵活性方案，除一种情景外，其它所有情景均显示出在供暖需求高的冬季出现供应问题。唯一没有问题的方案是将热电厂产视为重点的方案。没有对氢和 / 或合成燃料基础设施进行全面建模，而是仅对其灵活性潜力建模。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									
<p>英国 (Delta Energy & Environment and Energy Networks Association, 2012)</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>可再生能源发电</th> <th>输配电</th> <th>建筑</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </tbody> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>这项针对英国 2050 年住宅供暖部门的研究比较了两种策略，一种是热泵和集中供暖系统 (热泵向其提供 50% 的热能)，另一种是向天然气管网注入额外的可再生燃料 (生物甲烷)。对比表明，前者将增加 480 亿瓦的峰值容量，而后者将需要增加 240 亿瓦的峰值容量。研究表明，使用热泵，无论分散式还是集中式，都可能需要大量的投资来满足季节性的电力需求高峰。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									
<p>欧洲 (Bazzanella and Ausfelder, 2017)</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>可再生能源发电</th> <th>输配电</th> <th>建筑</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </tbody> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>这项研究涵盖了欧洲化工部门的深度碳减排策略。报告显示，虽然到 2050 年，电气化可以大幅减少二氧化碳排放，但仅仅为了满足因化工生产而不断扩大的电力需求，所需的电力就比国际能源署预计的 2°C 升温情景下整个能源部门无碳电力需求量多出 40%。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									

<p>欧洲 (Lechtenböhrmer et al., 2016)</p>	<table border="1"> <tr> <td>可再生能源发电</td> <td>输配电</td> <td>建筑</td> </tr> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>这项关于欧洲能源密集型基本材料部门（钢铁、水泥等）的研究表明，这些部门完全转向使用电力将导致 1600 太瓦时的需求，比欧洲目前整个工业用电需求（1 000 太瓦时）还要大。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									
<p>欧洲 (Kasten et al., 2016)</p>	<table border="1"> <tr> <td>可再生能源发电</td> <td>输配电</td> <td>建筑</td> </tr> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>通过调查研究 2050 年欧盟乘用车保有量的电气化情况，本研究发现，电动车普及率达到 80% 时，将需要额外 1700 亿瓦的可再生能源发电能力（从长远来看，这将是欧盟 2010 年可再生能源发电能力的 75%，到 2050 年预计可再生能源发电能力将增加 22%）。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									
<p>英国 (Burke and Rooney, 2018)</p>	<table border="1"> <tr> <td>可再生能源发电</td> <td>输配电</td> <td>建筑</td> </tr> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>这项研究探讨了一个案例，即在英国，氢将在 2050 年完全取代天然气。从 2030 年开始，每年至少需要新增 60 亿瓦的氢产能。相比之下，在 2010-2017 年期间，陆上和海上风能平均每年增长 18 亿瓦。因此，该情景意味着，氢气产能的增长速度需要大约是英国风力发电行业的 3 倍多，而且要持续 20 年。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									
<p>欧盟 (Paardekooper et al., 2018)</p>	<table border="1"> <tr> <td>可再生能源发电</td> <td>输配电</td> <td>建筑</td> </tr> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>这项研究介绍了欧洲供热路线图项目的结果，该项目调查了欧洲供热和制冷部门的深度减排情况。这项研究特别强调了集中供暖系统的关键作用，根据这些部门到 2050 年的减排战略，该系统满足了一半的热量需求。集中供暖系统利用工业余热（占供热量的 25%）、大型热泵（高达 30%）和热电联产（高达 35%）来满足城市供暖需求。该战略还辅之以翻新旧建筑和安装热泵，以满足农村的供暖需求。集中供暖系统份额的下降可能会不成比例地增加电网的成本。集中供暖的蓄热系统在大城市平均覆盖 2-8 小时，在小城市平均覆盖 6-48 小时。研究发现，与只考虑在单个建筑物中安装热泵的方法相比，集中供暖的蓄热方法更为灵活。关于这项研究的更多详细讨论见专栏 11。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									

综合评估

研究区域	涵盖范围	研究结果									
国家											
德国 (Hansen et al., 2019)	<table border="1"> <tr> <td>可再生能源发电</td> <td>输配电</td> <td>建筑</td> </tr> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>本研究探讨了德国到 2050 年实现 100% 可再生能源所需的基础设施。在供暖部门，2050 年的供应结构中，集中供暖占到 30%（从基准案例中的 16% 扩大到 30%），其余热源大部分使用单个热泵。在不过度依赖生物质的情况下实现 100% 可再生能源供热，其关键措施包括太阳能发电（单个和集中供暖装置每年增加 20 太瓦时）、热泵（特别是在集中供暖中，其容量将增加 10 倍，达到 70 亿瓦）和工业余热（每年增加 13 太瓦时）。对于工业部门，100°C 以下的供热需求（占工业供热需求量的 25%）由等量的集中供热和热泵来满足。在电气化情景中，假定剩余 50% 的工业燃料消费均实现电气化。额外的电气化将使电力需求增加 133 太瓦时 / 年，从而需要强化电网。对于交通部门，车辆电气化率达到 85% 时，电力需求将增加 118 太瓦时 / 年。至于其余的 15%，采用基于氢气的方法，将产生每年 143 太瓦时的氢能需求，这意味着电力需求增加 194 太瓦时 / 年。这意味着总电解容量为 450 亿瓦，一周储氢量为 75000 亿瓦时（所有氢基础设施的成本为 540 亿欧元）。或者，采用完全电气化的方法（例如，所有大吨位运输、船舶和飞机）将额外产生 143 太瓦时 / 年的电力需求。总的来说，在所有的 100% 可再生能源情景中，一次能源需求效率都有所提高，例如与 2050 年的基准情况相比降低了 50%，但在所有情景中，发电量都从 2050 年基准情景中的 580 太瓦时 / 年左右增加到 1100 太瓦时 / 年至 1300 太瓦时 / 年之间。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									
德国 (Hansen, 2017)	<table border="1"> <tr> <td>可再生能源发电</td> <td>输配电</td> <td>建筑</td> </tr> <tr> <td>氢气生产</td> <td>天然气输送和分配</td> <td>交通</td> </tr> <tr> <td>氢气衍生物生产</td> <td>化学品输送和分配</td> <td>工业</td> </tr> </table>	可再生能源发电	输配电	建筑	氢气生产	天然气输送和分配	交通	氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业	<p>本研究提供了针对德国能源系统到 2050 年碳减排情景的一系列分析结果。在减排 85% 的情景中，大量转用可再生能源，研究发现，到 2050 年，随着系统的整体效率（即有用能源 / 一次能源）将不到 40% 增加到 60% 以上，一次能源需求将在 2013 年水平的基础上下降 43%，至 2000 太瓦时左右。在这一总体需求结构中，电动汽车约为 200 太瓦时，热泵和电热需求约为 150 太瓦时，电解制氢约为 100 太瓦时，合成甲烷约为 50 太瓦时。如果将碳排放量再减少 5%，即脱碳率达到 90%，则电解和合成甲烷的需求将大幅增加，两者都将达到约 175 太瓦时。在供暖方面，需求结构大致为：电热泵占 55%（气源和地源供热各占 30/25%）、集中供暖占 20%，燃气热泵占 20%。蓄热需求也显著增加，约为 11.5 太瓦时（6.5 太瓦时为集中供暖，5 太瓦时为分散供暖）。在间接电气化方面，电解产能预计将增加到大约 700 亿瓦，甲烷化产能将增加到 300 亿瓦，电转液的产能将增加到大约 50 亿瓦。</p>
可再生能源发电	输配电	建筑									
氢气生产	天然气输送和分配	交通									
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业									

本研究在回顾 22 种碳减排情景到 2050 年的结果时，特别关注德国的直接和间接电气化在热能（建筑和工业）和道路运输终端用能部门的构成。电力需求不包括工业和建筑领域的非供热应用，2015 年为 399 太瓦时。在达到 80% 以上减排目标的情况下，在工业过程中，（直接和间接）产生热量的电能可在 269 太瓦时至 517 太瓦时之间，不产生热量的电能可在 63 太瓦时至 199 太瓦时之间。道路运输的电力（包括直接和间接）从 71 太瓦时到 281 太瓦时不等，只在一项研究达到了 545 太瓦时。在这些研究中，电气化对温室气体减排目标很敏感，但对交通部门比对建筑部门更敏感，在建筑部门中，存在供热减排的替代方案，如建筑改造或通过生物能源或太阳能热直接使用可再生能源。如果将工业供暖包括在内，那么温室气体减排与热电气化之间的联系就更紧密了，因为基于电力的解决方案在工业过程的碳减排中起着重要作用。就直接和间接电气化而言，在达到 80% 以上减排目标的情况下，直接电气化为建筑提供了 39-84% 的热量，为工业提供了 35-88% 的热量。间接电气化满足 22% 的建筑能源需求和 35% 的工业能源需求。在温室气体减排目标达标率大于 85% 的情景中，间接电气化所占比例更大，这有助于长期储能。在建筑行业，热泵对电气化的贡献为 27-75%，而电炉的贡献为 12%。对于工业供热，热泵仅在一种情况下发挥重要作用，而电炉更普遍地满足热量需求。对于汽车交通而言，直接电气化在减排目标达到 80% 的情况下可满足 19-66% 的需求，在减排目标达到 85% 的情况下可满足 38-95% 的需求。在所有情况下，间接电气化满足 0-46% 的需求。对于卡车而言，虽然超过 85% 的减排情景都至少实现了 51% 的电气化，但考虑到卡车运输被认为是通过非电力可再生能源和效率实现碳减排，或者被认为是一个难以脱碳的主要碳排放部门，其他研究结果千差万别。在卡车直接电气化的五种情景中，架空线路起了作用。就交通部门的间接电气化而言，在超过 20% 的汽车运输量由合成燃料提供能量的情况下，氢气作为重要促成因素的占比达 70%。在所有类型的运输作业中，只有在脱碳率超过 85% 的情况下才会考虑合成液体。

德国 (Ruhnau et al., 2019)

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生生产	化学品输送和分配	工业

国际

德国和荷兰的天然气和电力传输系统运营商 Gasunie 和 TenneT 联合开展的一项研究描述了这两个国家到 2050 年实现 95% 减排目标所需的综合能源基础设施。脱碳转型是否主要由地方议会、国家政府或国际贸易协定主导是情景规划的基础。本地情景涉及最高程度的电气化，国家情景侧重于风能和电转氢，国际情景涉及在最佳可再生能源地点制氢并将其运送到需求中心。在地方和国家情景中，荷兰的电力需求增长了 30%，而在德国的所有情景中，电力需求仅有 10% 的变化。在这两个国家，需要运输的燃气（氢气或甲烷）总量与相当于或高于当前的总量。研究发现，电、热和氢可以结合起来吸收可再生能源的波动。就电转气设施的最佳位置提供指导，可以减少基础设施扩建的长期需求。该研究发现，荷兰的天然气基础设施将运输氢、生物甲烷和天然气，而德国的天然气基础设施将运输氢、生物甲烷以及国内和进口的合成甲烷。在该研究的建模中，电转气是未来能源系统的基石，所有场景都表明现有电力和天然气的耦合可以发挥互补作用。例如，电力和燃气的耦合使得可再生能源发电可以进入现有的地下储气设施。

德国和荷兰 (Gasunie and TenneT, 2019)

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生生产	化学品输送和分配	工业

德国和日本就清洁氢在未来能源系统中的作用开展了一项联合研究。该研究显示，德国氢能发展的驱动力是减排的决心、对电网稳定性的需求、季节性储存和行业耦合。日本的驱动力是适度减排、能源安全和技术出口。在日本，大部分氢预计将用于发电，而在德国，氢将用于交通运输、工业和合成燃料生产。到2050年，德国每年对氢气的需求为300-600拍焦耳，占终端能源总需求量的15%。在日本，这个数字是每年600-1800拍焦耳，占能源需求总量的22%。德国的氢气供应来源主要是国内绿氢和进口合成燃料，日本的氢气供应来源主要是进口蓝氢和绿氢。在终端能源需求方面，德国使用合成燃料可能会多于氢气，而日本只在一种情况下会考虑合成甲烷。该研究认为，就每千瓦成本而言，绿氢生产条件最好的国家是中国、阿根廷、尼日尔、澳大利亚和美国，而就2030年增长调整后的减排条件而言，制氢最佳的国家是冰岛、马耳他、爱沙尼亚、瑞士和挪威。

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业

德国和日本 (Jensterle, 2019)

这项关于北欧的研究将电转氨纳入2050年100%可再生能源和热力系统的成本优化模型中。研究人员发现，包括挪威在内的所有国家的电力结构都以风电为主，而且大部分氨气由挪威生产，由德国消费。在对各种情景加以比较后，他们发现，增加德国和挪威之间的最大电力传输容量会导致挪威的氨产量减少27%，因为使用高压直流输电线路以电能形式传输能量更便宜。然而，输电限制条件使进口氨成为区域平衡的重要方法。据估计，氨气管道只有在在线容量达到几百兆瓦时才具有成本效益。该研究还发现，70%的区域供暖将由电动热泵提供，其余由生物质热电联产提供，因为氨和氨过于昂贵，无法用于供暖。该模型通过整合电动汽车来说明交通管理部门的情况，电动汽车主要在日常生活中为储能做出贡献。电力转氨具有三个作用：氨可作为化肥工业的原料、作为储能和电力传输的替代品。后两种作用有助于提高电力系统的灵活性。该研究发现，可再生氨的生产价格与今天的价格相近；由于天然气是传统氨生产的主要原料，天然气价格上涨时，它的竞争力就会增强。

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业

北欧 (Ikäheimo et al., 2018)

欧盟委员会的METIS项目是基于一个模型的一系列研究，该模型模拟欧洲能源系统，包括一年内每小时的电力、天然气和热力。该系列中的一项研究讨论了电力多元化转换在交通、建筑和工业部门碳减排中的作用。它通过在不同的资本支出演变、发电和电价条件下运行METIS模型，评估电力多元化转换是否与其他低碳替代品竞争。模型结果表明，电力多元化转换的盈利能力很大程度上取决于低电价。可变可再生能源占比高的国家，如西班牙，电价接近于零的时间超过2000小时。在这些情况下，电转氨所需的电解水，与利用具有碳捕获和储存能力的蒸汽甲烷转化法制氢相比，更具竞争力。电转氨的资本密集度低于电转甲烷或电转液，在最终的能源载体燃烧时还需要进行成本较高的脱碳过程。另一项研究将集中供暖的碳减排方案，包括使用生物质、地热、太阳能供暖、热泵和热电联产，纳入METIS模型。另一项METIS研究联合分析了如何最有效地结合使用各种灵活性措施，如以往METIS研究中提出的措施。它提供了一个最佳的灵活性解决方案组合，使电网80%基于可再生能源。模型结果表明，在2030年，164兆瓦的跨境输电能力是欧盟电力系统灵活性的主要来源，特别是就每周输电量而言。储能是第二重要的灵活性选项，而需求侧管理和电力多元化转换也很重要。需要2000亿瓦的燃气发电能力作为可调度的备用峰荷机组。

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业

欧盟 (European Commission, 2019, 2018a, 2018b)

本研究介绍了 2050 年前欧盟在碳减排过程中，除可再生能源外，使用氢气的部门耦合和协调优势。该报告提出了将氢纳入碳减排战略的三种典型情景：作为能源载体和工业直接使用的燃烧燃料；作为生产合成燃料的原料；作为储能工具。该报告讨论了每种情景的利弊，主张采取一种平衡的战略，在最有前途的行业中整合氢的所有可能作用。将这种平衡方法与之前提出的基本碳减排情景进行了比较，后者不涉及氢，而只是着眼于能源效率、可再生能源的高份额、电气化和生物燃料的使用。以平衡方式利用氢气的方法主要包括将氢气和生物甲烷混合到气体分配系统中，用于供暖和大吨位运输，将氢气直接用于钢铁、钢铁和化工行业的燃烧工序，以将电转氢用于储能。后者要求到 2050 年将总发电量的 29% 用于制氢。这将导致，与基本碳减排情景相比，欧盟平均电价小幅下降，因为储氢在平滑负荷曲线和消除限电需求方面发挥了作用。与 2050 年基本碳减排情景相比，平衡战略将导致可再生能源增长 36%。这一平衡战略还将促使能源和工业部门的碳排放量在 2050 年减少 96%，比基本碳减排情景高 12 个百分点。在平衡情景下，减排成本为 88 欧元 / 每吨二氧化碳，而在基本碳减排情景下，减排成本几乎是这个水平的两倍，为 182 欧元 / 每吨二氧化碳。成本的降低主要归功于技术，特别是运输部门的技术，这些技术允许氢气作为部门整合的一种手段发挥多种作用。

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生产品生产	化学品输送和分配	工业

欧盟 (ASSET 项目)
(De Vita et al., 2018)

本研究比较了欧洲碳减排的两种情景：一种是加速并完美地实施现行政策；另一个目标更远大，与将全球升温控制在 2 摄氏度的目标相一致。该研究强调了第二种情景，指出到 2050 年，将电力在能源结构中的份额从 24% 增加到 62% (其中 78% 是可再生能源) 在技术和经济上是可行的。适合巴黎的情景包括 2050 年减排 90%，而在目标不太远大的情景中，减排仅为 74%。此外，该情景成本只比目标不太远大的情景高出 0.5 个百分点，到 2050 年占欧洲年度 GDP 的 2.7%。与巴黎情景相适应的更广泛的电气化项目将减少 33% 的总能源需求，其中工业节能 30%，建筑节能 18%，交通运输电气化水平达到 78%，而家庭建筑电气化水平达到 59%。在交通部门，到 2035 年，电动汽车占新车销售量的 95%，而到 2030 年，铁路运输实现 90% 电气化。即使只有 10% 的电动汽车电池容量可用于电网，电动汽车也能够提供足够的短期储能容量。氢被用于交通运输，用于建筑和工业供暖，以及季节性的电力储存。氢气在这些应用中很重要，但在 2050 年仅占总能源需求的 4.8%。研究人员发现，在适合巴黎的情景中，到 2050 年风力发电将占发电总量的 36%。欧洲电网的扩张是实现任何碳减排途径的必要条件，到 2050 年需要每年新增 1.2 万兆瓦公里的电力线路。

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生产品生产	化学品输送和分配	工业

欧盟 (Wind Europe, 2018)

本研究采用能源计划模型，提出了到2050年实现100%可再生能源的欧洲智能能源情景。按照科学和政治确定性的顺序组织步骤，分析了向这一情景的转型。首先，核电站退役，然后实施节能措施，实现私人交通电气化，为农村地区建立热泵，然后为城市地区建立集中供暖系统，大吨位运输专用可再生燃料，用天然气和生物质取代煤炭和石油，最后用甲烷取代天然气。仅在集中供暖和燃气管网的环境中考虑配电基础设施。研究结果表明，欧洲电网可以100%实现可再生能源，而不需要不可持续的生物能源。这是可以实现的，因为电力、供暖、制冷和运输部门的灵活性允许80%的可再生能源份额。该情景的成本比基准情景高出10-15%，但由于投资于本地发电和燃料生产，而不是进口燃料，因此将创造1000万个额外的就业机会。在2050年的情景中，欧洲将不再使用化石燃料或进口能源，几乎没有碳排放。在一次能源供应、碳排放和成本方面，该情景中的每个步骤都与“一切照旧”情景进行了比较。例如，与“一切照旧”情景相比，个人交通电气化导致一次能源供应减少17%，碳排放减少16%，成本增加1%。假设上述所有步骤均已完成，在城市和农村地区分别部署集中供暖和热泵，导致一次能源供应减少28%，排放量减少32%，成本与“一切照旧”情景类似。

本研究采用成本优化的方法来测算2050年欧盟向低碳系统转型过程中的电转甲烷潜力。电转甲烷既能为电力系统提供灵活性，又能帮助其他部门减排，同时还能利用现有的天然气输送基础设施。该模型涵盖住宅和商业建筑、交通、工业和农业部门。它包括各种储能选项（如氢气和电转热），作为一种技术与电转甲烷进行比较，还包括电网的简化表示，用以评估限电与将传输扩展到远程负荷中心之间的权衡。天然气网络由三个主要部分组成：跨境贸易、传输和分配。超过一半的情景中，电转甲烷容量达到400亿瓦以上，占天然气需求的8%。各情景达到的最大容量为5460亿瓦，占天然气需求的75%。在这些特定情景下，电解用电量可占发电量的40%。与技术驱动因素相比，系统驱动因素对电转甲烷潜力的影响更大。最有利于电转甲烷的两个系统驱动因素是：二氧化碳储存潜力较低和可变可再生能源的普及率超过60%。该研究强调，对电转甲烷技术进行补贴比对天然气征税更有效。

这项研究模拟了到2050年的欧盟能源系统，以评估氢的潜在作用。在包括其他灵活技术（如生物质能、核能、需求响应和电网扩展）的情景中，氢气生产流量与当前水平相比增加了七倍。甚至在氢气价格较高（即高于7欧元/千克）时，在针对大吨位运输和工业的大多数情景中，也会使用氢气作为原料。在建筑部门，优先考虑热泵，而氢气和电转甲烷则没有吸引力，但不容易翻新的特定类型的建筑除外。电力部门受益于使用氢气进行季节性储能。在大吨位运输部门，中度减排目标包括将液化甲烷作为主要的过渡性燃料，高减排目标（95%以上）导致转向使用氢、电或生物燃料。研究发现，提高氢气和电转甲烷经济性能的主要因素是系统层面的：更严格的碳排放目标、缺乏碳储存和生物质潜力低。在欧盟所有部门，特别是运输部门，每年部署氢气的成本为400-1400亿欧元。作为参考，2018年欧盟进口化石燃料的成本为3250亿欧元。高电解能力（约1太瓦）的情景显示，从电解槽到发电厂的现金流使70-90%的国家能够回收其在风能和太阳能方面的资本投资。此外，电解槽成为电力市场每年2000至6000小时的定价器，有助于电力供需平衡。

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业

欧盟 (Connolly, Lund and Mathiesen, 2016)

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业

欧盟 (Blanco et al., 2018)

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业

欧盟 (Blanco Reano et al., 2019)

本研究利用增强版一级能源系统模型中的各种情景，比较了在 2050 年碳中和的欧盟，氢作为燃料、碳水化合物和储能载体的三种作用。他们发现，通过发挥这些作用，氢能够在部门内实现能源供需一体化。本文通过在不同的技术假设下评估氢气的潜在作用，定义了一个平衡的方案，强调了氢气最有可能提供优势的领域。平衡方案预计天然气分配网络中氢气的份额为 15%，且氢气在该网络中与生物甲烷和合成甲烷混合。本文还预见氢气在大吨位运输中的直接使用，氢气在钢铁和玻璃生产等工业过程中的直接燃烧，氢气用作氨和化学品的原料，燃料电池用于热电联产供热，以及氢气用于储电。在平衡情景下，终端能源消耗与 2015 年相比下降了 31%。在终端能源消费结构中，电力占 47%，氢气占 12%。在这种情景中，63% 的氢气用作原料，主要用于合成燃料。与纯粹基于电气化的情景相比，平衡情景需要增加大约 1.4 倍的发电量才能生产氢和合成燃料。最后，平衡情景下的总发电量为 84.9% 来自可再生能源，9.6% 来自核能，5.5% 来自天然气。所有情景都有相似的年度成本和相似的电价（156-160 欧元/MWh），这与 2021-2030 年的预测电价一致。本文最后指出，鉴于当前的不确定性，政策制定者应提高所有碳减排技术的长期可见性，以便投资者能够为大型项目提供资金，从而实现边做边学。

欧盟 (Evangelopoulos et al., 2019)

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业

本研究提出了 2050 年全球 100% 可再生能源模型，其中涵盖电力、热力、运输和海水淡化部门。包括水泥、钢铁、化工、金属、纸浆和造纸在内的整个工业部门将纳入本研究的未来申述中。该模型预计全球人口将达到 97 亿，终端能源需求将以每年 1.8% 的速度增长。该模型包括合成燃料、氢气和甲烷生产的区域定价。如果按小时计算，他们的模型预计，到 2050 年，发电量将比 2015 年增加四到五倍，占一次能源需求的 90% 以上。太阳能光伏占总能源供应的 69%，风能占 15%。由此产生的系统的平准能源成本略低于现有能源系统，从 54 欧元/兆瓦时降至 53 欧元/兆瓦时。同时，平准发电成本从 78 欧元/兆瓦时降至 53 欧元/兆瓦时，平准供热成本从 39 欧元/兆瓦时增至 40 欧元/兆瓦时。鉴于向可再生能源的转变，随着燃料成本变得可以忽略不计，资本支出成为平准化成本的主导因素。在区域层面，能源系统成本在中东和北非下降了 31%，在北美下降了 22%，在南美下降了 34%，在欧洲下降了 15%。储能（主要是电池）将满足 23% 的电力需求。它还将通过热能储存来满足 26% 的热量需求。预计到 2050 年，海水淡化将占一次能源总需求的 4%。在交通部门，由可再生能源生产的液体燃料满足 30% 的终端能源需求，氢气满足 25%。到 2050 年，燃气（主要是氢气）的装机容量为 150 太瓦时。

全球 (Ram et al., 2019)

可再生能源发电	输配电	建筑
氢气生产	天然气输送和分配	交通
氢气衍生物生产	化学品输送和分配	工业

附录 6 全球与区域情景比较

全球情景比较

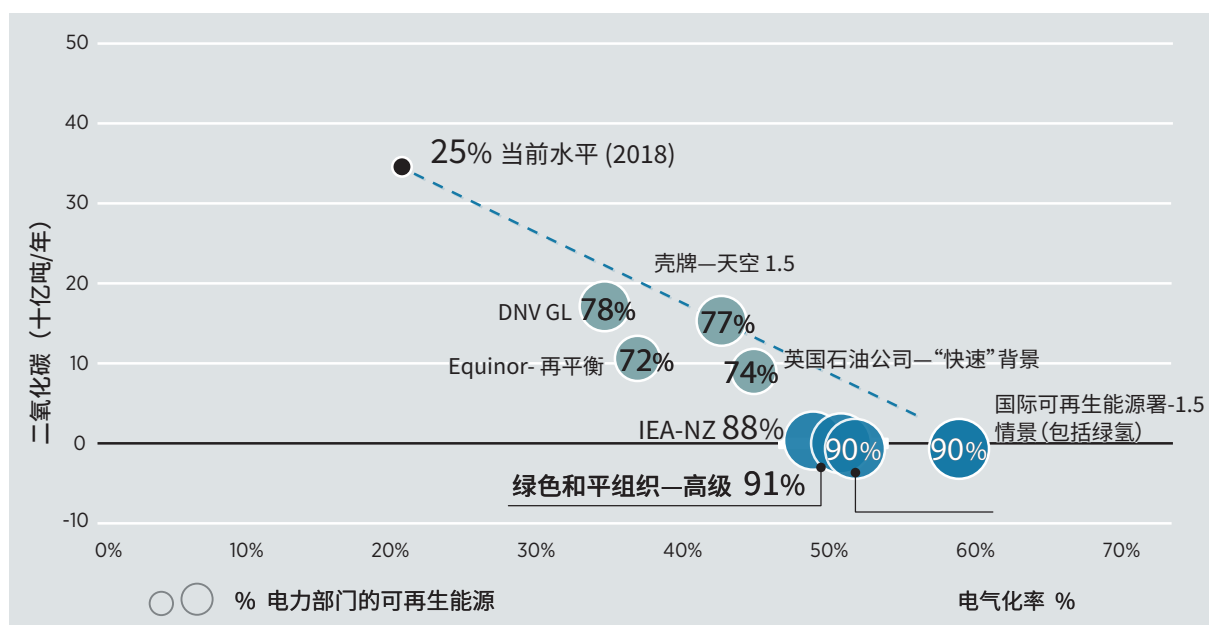
除了IRENA的《世界能源转型展望》，最近还发布了其他一些全球能源情景，以探索未来几十年能源系统转型路径。

图31显示了这些研究在电气化程度和通过所考虑情景实现的长期碳减排的深度方面的广泛结果。根据这些情景作者的说法，即使这些情景与《巴黎协定》的目标一致，它们也显示出对未来的不同愿景。这在意料之中，因为它反映了能源转型、开发可再生能源的不同方法和假设，以及电气化、减排战略和总体碳预算的不同组合的复杂性和不确定性。

对这两种将温升控制在2°C以内的情景，DNV GL和挪威国家石油公司Equinor预测了全球能源行业将发生快速转型。尽管到2050年，他们的电气化比例达到了类似的水平（DNV GL为35%，Equinor为37%），但与全球能源相关的二氧化碳排放量却有所不同，到2050年，DNV GL为170亿吨/年，Equinor为106亿吨/年。在那些声称与《巴黎协议》规定的2°C温升目标相符的情景中，2050年的电气化水平也有很大差异，从英国石油公司“快速”情景的45%到绿色和平组织“高级”情景的52%。

然而，对于可再生能源将在发电中发挥的核心作用，人们达成了广泛共识，在Equinor的“再平衡”情景中，可再生能源占比72%，在IRENA的1.5°C情景中，可再生能源占比90%。尽管不同的能源情景之间存在差异，对于可再生能源发电在能源系统碳减排中的重要作用，人们也有明确的共识。在IRENA的1.5°C情景中，直接电气化占51%，如果包括绿氢及其衍生物，占58%，再加上2050年电力行业90%的可再生能源，电气化率高于其他情景。

图43 不同能源情景下的二氧化碳排放量与电气化率



注：深蓝 = 1.5°C情景；灰蓝 = 2°C以下情景。图中气泡的大小和情景描述旁边的数字反映了份额。1.5-S = 1.5°C温升情景。
来源：壳牌 2021 “天空 1.5” 情景 (Shell, 2021)；英国石油公司的“快速”情景 (BP, 2020)；政府间气候变化专门委员会的“1.5°C以下”和“1.5°C以上”情景 (IPCC, 2018)；绿色和平组织的 2015 “高级”情景 (Greenpeace, 2015)；Equinor 的“再平衡”情景 (Equinor, 2020)；DNV GL 的《能源转型展望 2020》 (DNV GL, 2020) 以及国际能源署的《2050 年净零排放》 (IEA, 2021b)。

同样，政府间气候变化专门委员会关于全球变暖 1.5°C 的特别报告所依据的一系列情景显示了各种可能的电气化水平（专栏 22）。

下面几节将简要讨论某些情景的一些假设和细节，以解释它们为何得出不同的电气化水平（包括整体水平和各个行业的水平），而情景细节的高层级比较见表 12 和表 13。

专栏 22. IPCC 关于全球温升 1.5°C 的特别报告所依据情景中的电气化情况

图 44 显示了支撑 IPCC 的 2018 年《全球温升 1.5°C 特别报告》的 85 个途径集中 2050 年的电气化结果的范围。尽管所有这些结果均符合 1.5°C 情景的未来路径，但电能占终端能源消费比例从 33.7% 到 71.1% 不等。在与平均温升 1.5°C 相一致的情景中，如此广泛的电气化率和总排放量反映了支持这些情况的各种假设，以及它们对这些假设的敏感程度，如 CCS 的部署和土地使用方面的假设。

图 44 支撑 IPCC 的 2018 年《全球温升 1.5°C 特别报告》的途径中，2050 年终端电能占比 (%) 以及与全球能源相关的二氧化碳排放量 (十亿吨/年)

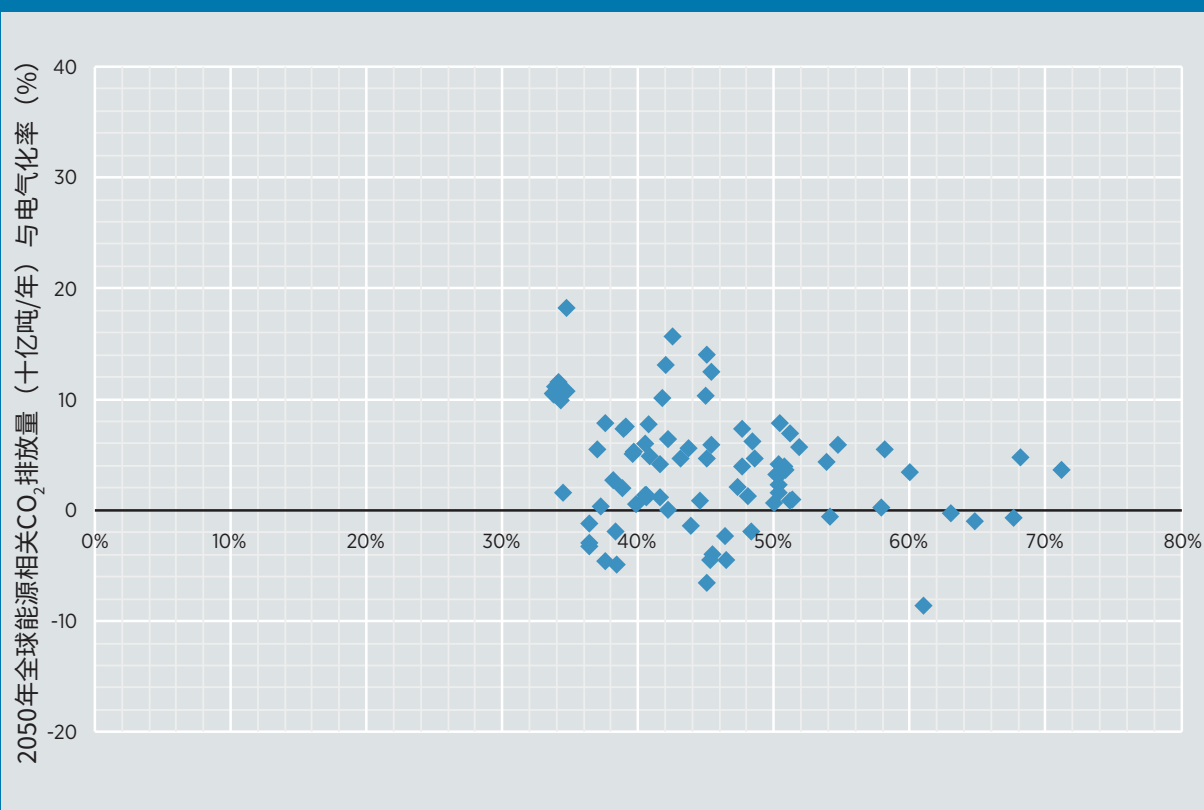


表12 2050年全球情景中的电力份额

情景	地区	终端能源消费	建筑	工业	交通	可再生能源在电力行业中的份额
DNV GL 的《能源转型展望 2020》	全球	41%	52%	41%	27%	78%
Equinor “再平衡” 情景	全球	42%	61%	45%	37%	72%
绿色和平组织 “高级” 能源演变情景	全球	52%	52%	44%	52%	92%
《2050 年净零排放》	全球	49%	66%	46%	44%	88%
国际可再生能源总署转型能源情景	全球	49%	68%	42%	43%	86%
国际可再生能源总署 1.5 摄氏度升温情景	全球	51%	73%	35%	49%	90%
壳牌 “天空 1.5” 情景	全球	44%	80%	50%	17%	74%

表13 全球情景中的假设

情景	工业			建筑			交通		其它
	已部署电转气	已部署直接电气化	已部署热泵	已部署电转气	已部署直接电气化	已部署热泵	已部署电转气	已部署电动汽车	碳捕获和储存
DNV GL 的《能源转型展望 2020》	是	是	是	是	是	是	是	是	是
Equinor “再平衡” 情景	否	是	否	否	是	是	否	是	是
绿色和平组织 “高级” 能源演变情景	是	是	是	是	是	是	是	是	否
《2050 年净零排放》	是	是	是	是	是	是	是	是	是
国际可再生能源总署转型能源情景	是	是	是	是	是	是	是	是	是
国际可再生能源总署 1.5 摄氏度升温情景	是	是	是	是	是	是	是	是	是
壳牌 “天空 1.5” 情景	是	是	是	是	是	是	是	是	是

英国石油公司“快速”情景

在其2020年能源展望中，英国石油公司考虑了三种情景，来探索2050年不同的减排路径：快速、净零和一切照旧。“快速”情景假设在碳价大幅上涨的带动下，出台了新的政策措施，以加速不同经济部门的碳减排。

在“快速”情景中，能源系统逐步碳减排将导致终端电气化水平不断提升，到2050年将达到终端能源消费总量的45%，而电力需求的增长主要由亚洲和非洲的新兴国家推动。随着越来越多的交通运输实现电气化，交通部门的用电增长尤其强劲。到2050年，电动汽车在乘用车保有量中占80%-85%，在轻型和中型卡车中占70%-90%。在工业和建筑部门，用电量越来越多，石油、天然气和煤炭需求持续减少。

DNV GL“能源转型展望”情景

DNV GL在第四版年度展望中提出了其对能源未来的“最佳估计”预测。在2050年之前，这一单一模型假设出台了新的政策措施，并包括与不断变化的环境相关的行为改变。

在该模型中，DNV GL预计，电力在终端能源消费中的主导地位将日益增强，到2050年达到终端能源消费总量的41%，电气化年均增长率为2.4%。随着能源消费总量的减少，预计电力将逐渐取代煤、石油和后来的天然气满足终端能源需求。未来30年，电力需求将增加一倍以上，其中大部分来自建筑和工业部门，而增长最快的将是交通部门。到2050年，交通部门的电力需求将增加26倍。该模型预测了电动汽车（首先是乘用车，然后是商用电动汽车）的迅速普及：到2032年，它们将占到全球乘用车销量的一半，到2050年，大部分的车辆为电动汽车。

Equinor“再平衡”情景

Equinor构建了三种情景，以应对未来可能出现的各种结果：改革、竞争和再平衡。再平衡是一种全球升温“远低于2摄氏度”的情景，它挑战了一种假说，即世界可以实现气候和可持续性目标，而不会对经济增长和全球收入分配产生重大影响。“再平衡”展示了一条发展道路，即新兴地区的经济增长加速，工业化地区的经济增长放缓，将重点从最大限度地提高GDP增长转向优化人类发展和福祉的其他指标。

在“再平衡”情景中，电气化是关键，到2050年达到终端能源消费总量的42%。交通部门将大规模转向电力，到2040年至2050年，电动汽车几乎垄断所有轻型汽车的销售，与此同时，将交通模式转向公共交通将减少全球汽车的增长。电气化也是建筑和工业部门碳减排的一个关键驱动因素，这些部门的电气化水平接近IRENA的转型能源情景。

绿色和平组织“高级”能源演变情景

在2015年《可持续世界能源展望》中，绿色和平组织提出了两种全球能源转型情景，即“基础”和“高级”能源演变情景。高级能源演变情景代表了到2050年实现完全碳减排能源系统的途径。

在“高级”情景中，电气化是关键，到2050年将达到终端能源消费总量的52%。在供暖部门，该方案预计地热（包括热泵）、氢和可再生能源发电（包括在工业部门）将发挥重要作用。该情景还预见到用绿氢替代剩余部分的天然气消费。在交通部门，到2030年，电能将占终端能源消费总量的52%。使用可再生能源电力产生的氢和其他合成燃料有助于提高可再生能源在交通部门的比例。2050年，预计将有14艾焦基于可再生能源的氢用于运输部门。

IEA “2050年净零排放” 情景

2050年净零排放情景反映了到2050年实现净零排放的综合方法。

在该情景中，电力发挥着核心作用，到2050年将占全球终端能源消费总量的50%。由于终端用能部门和氢能生产的用电量增加，最终用电增加了一倍以上。建筑部门在能源消费中的电力份额最高（66%），其次是交通运输（60%）和工业（45%）。该情景预计，到2050年将有20亿辆电动汽车、混合动力汽车和燃料电池电动汽车，超过40%的家庭将使用电力供暖。

壳牌“天空”情景

“天空”情景将电气化视为最重要的能源系统趋势之一。在“天空”情景中，作为能源载体的电力将在整个经济领域快速增长，到2050年达到终端能源消费总量的44%。与以往的电气化趋势相比，未来几十年，电力份额的增长率将在未来几十年提高3倍，以在2050年达到该情景中设想的水平。

根据“天空”情景，到2050年，建筑部门的电气化份额最高（80%），其次是工业（50%）和交通（17%）¹⁷。在建筑部门，“天空”情景预计，随着建筑存量的快速电气化，能源效率会更高。在工业部门，“天空”情景预见了两个发展驱动因素：工业过程中能源效率的提高，以及在轻工业过程中用氢、生物质和电力替代天然气和一些煤炭。在交通部门，这种转变发生得非常迅速。到2030年，全球销售的汽车将有一半以上是电动汽车，到2050年，所有新销售的乘用车都将是电动汽车。

IRENA从这些情景中得到的关键启示

尽管所有这些研究和分析都针对关键指标得出了不同的具体数字，例如各部门到2030年或2050年的电气化程度，它们的总体结论具有显着的一致性——即基于电气化、提高能效和可再生能源发电的能源转型在技术上是可行的，而且在经济上是可以承受的。因此，这些研究的总体权重支持并加强了IRENA自身对可再生能源智能电气化路径开展可行性分析。

¹⁷ 国际可再生能源署根据已发布的“天空”情景数据集做出的估算。

网址：<https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky.html>

个别市场的电气化前景

美国

如附录1所示，在整个20世纪后半叶，美国能源系统的用电量稳步增长，从1950年的约300太瓦时（占终端能源消费总量的3%）增长到2016年的近4000太瓦时（占终端能源消费总量的19%）。

美国长期电气化研究

IRENA分析了在符合《巴黎协定》的全球碳减排情景下，美国能源系统电气化的长期潜力。在该情景中，到2050年，电力将占美国终端能源消费总量的52%。

另外两项研究对美国能源系统的电气化前景进行了全面调查：NREL（Mai et al., 2018; Murphy et al., 2021）和EPRI（EPRI, 2018）。表14和表15显示了这些调查结果以及IRENA的2050年转型能源情景。这两项研究均认为，交通部门拥有实现高效电气化的最大机遇，因为交通部门目前严重依赖燃料的直接使用，而且可以获得具有成本竞争力的电气化技术。然而，这两项研究也发现建筑和工业部门存有重大机遇。

表14 美国情景中的电气化水平

情景	地区	终端能源消费	建筑	工业	交通	可再生能源在电力行业的份额
IRENA 转型能源情景 2050	美国	52%	79%	24%	59%	83%
NREL “高等” 情景	美国	41%	68%	27%	29%	23-75%
EPRI 转型情景	美国	47%	63%	48%	29%	39%

表15 美国情景中的假设

情景	工业			建筑			交通		其它
	已部署电转气	已部署直接电气化	已部署热泵	已部署电转气	已部署直接电气化	已部署热泵	已部署电转气	已部署电动汽车	碳捕获和储存
IRENA 转型能源情景 2050	是	是	是	是	是	是	是	是	是
NREL “高等” 情景	否	是	是	否	是	是	否	是	是
EPRI 转型情景	否	是	是	否	是	是	否	是	是

NREL

NREL认为，所有公路运输业、大部分建筑行业和部分工业领域的电气化，加起来占美国一次能源消费总量的四分之三，而且这些领域的技术已经“准备投放市场或即将准备投放市场”。该研究提出了未来到2050年采用终端电力技术的三种情景：

- 1.基准：作为与其他情景进行比较的基准，到2050年电气化增量变化最小。
- 2.中等：描述了未来在电动汽车、热泵和某些工业应用的“可轻易实现的”机会中广泛实现电气化，但没有考虑变革。
- 3.高等：描述了电气化的变革，例如综合利用技术进步、政策支持和消费者对电气技术的热情来实现的变革。

NREL的结论是，在美国广泛采用终端电气化技术的潜力巨大。到2050年，在最高目标的假设条件下，电力占终端能源消费的份额可能达到41%，而在基准条件下为23%。

交通部门的电气化程度最高。在“高等”情景中，到2050年，插电式混合动力电动汽车在轻型车中的普及率将从基准情景中的11%上升到84%。

在建筑和工业部门，NREL认为变革的可能性较小，但电气化程度的提高也非常显著。在建筑部门，¹⁸“高等”情景到2050年，电力设备将提供高达61%的空间供暖、52%的热水供应和94%的烹饪（在基准情景中分别为17%、26%和34%）。NREL还看到了在工业部门采用电气技术的潜力。在“高等”情景中，到2050年，63%的食品加工需求、32%的烘干服务、56%的其他工艺加热和一系列其他工业终端用途都可能实现电气化。需要注意的是，这些范围并不反映上限，而是反映出用户的应用结果，反映出专家的判断与这项研究的范围和目标是一致的。

最近，考虑到本报告中描述的共同主题（Murphy et al. 2021），NREL还探讨了终端电气化与电力供应演变之间的潜在相互作用。在涉及可再生能源高渗透率（约75%）的情景中，NREL发现电气化方面的类似协同效应，从而为整合VRE创造了更有利的环境。特别是，他们发现，与电气化相关的不断变化的负荷曲线（包括电力负荷的时间和灵活性）可以通过降低VRE发电弃电率来更有效地集成VRE技术。

¹⁸ 包括商业和住宅部门。

EPRI

EPRI考虑了美国未来电气化的四种情景：保守、基准、进步和转型。前两个重点关注技术成本和性能的变化如何影响结果。后两个探讨了经济系统内潜在碳政策的影响。[保守：考虑到电动汽车电气化关键技术的相对成本下降较慢；基准：技术成本和性能随着时间的推移而提高；进步：技术成本和性能随着时间的推移而提高，并采用了适度的碳价格（15美元/吨二氧化碳）；转型：技术成本和性能随着时间的推移而提高，并采用了紧缩的碳价格（50美元吨二氧化碳）。]

在所有四种情景中，电力作为能源载体的作用都会显著提升。到2050年，电力在最终消费中所占的份额可能会在转型情景中增至47%，而在保守情景中为32%。

根据EPRI的数据，交通部门为电气化提供了最大的机会，并通过电动汽车的推广，推动了电气化在所有四种情况中的增长。电动汽车将比传统的替代产品更具成本效益，尤其是在轻型运输领域，但在大吨位运输领域也是如此。

在建筑部门，热泵技术是高效电气化的关键驱动力。在基准情景中，主要通过热泵供暖的建筑表面比例将从目前的15%增长到2050年的50%。在转型情景中，假设的碳政策会引导向热泵技术作出更大转变。

在工业部门，EPRI的基准情景预测显示，转向电气化的力度有限。在转型情景中，碳激励措施提高了工业电气化的经济性。

欧盟

如附录1所示，在过去25年中，欧盟的电力消费量增长了近30%，而同期的终端能源消费量仅增长了2%。因此，电气化率从1990年的17%增长到现今的近22%，大大高于世界平均水平。

欧洲长期电气化研究

IRENA分析了欧盟能源电气化到2030年和到2050年的潜力。到2030年，电力可占终端能源消费总量的27%，高于当前政策继续实施后预期的24%。这将需要每年额外发电230太瓦时，这相当于西班牙目前的电力需求（IRENA, 2018c）。到2050年，IRENA的能源转型情景将使欧洲电气化率达到49%。与所有终端用能部门以往的趋势相比，这将需要大大加快电气化速度。

19 保守：考虑到电动汽车电气化关键技术的相对成本下降较慢；

基准：技术成本和性能随着时间的推移而提高；

进步：技术成本和性能随着时间的推移而提高，并采用了适度的碳价格（15美元/吨二氧化碳）；

转型：技术成本和性能随着时间的推移而提高，并采用了紧缩的碳价格（50美元吨二氧化碳）。

20 欧洲电力是一个行业协会，代表泛欧电力行业及其位于其他几个大洲的附属公司和联营公司的共同利益。

Eurelectric

其他组织也发表了研究报告，讨论欧盟能源使用的高度电气化。2018年5月，欧洲电力（Eurelectric）[欧洲电力是一个行业协会，代表泛欧电力行业及其位于其他几个大洲的附属公司和联营公司的共同利益。]发布了一份报告，探讨了三种减碳排情景，从现在到2050年，在1990年水平的基础上减排80%、90%和95%（Eurelectric, 2018）。第一种情景考虑当前技术趋势的加速，第二种情景考虑了政策的转变，以大力消除障碍并促进碳减排和电气化，第三种也是目标最远大的碳减排情景，考虑通过全球协调合作，提前实现技术突破，大规模应用电气化的方案。

按照最大目标的情景，该研究得出的结论是，到2050年，在欧洲经济系统中，脱碳电力直接满足60%的终端能源消费需求。该情景概述见表16和表17，IRENA转换能源情景包含其中。交通和建筑部门的电气化程度最高，在终端能源消费中，这两个部门的用电量都达到了63%。然而，这项研究也发现了工业过程电气化的巨大潜力，到2050年，电气化水平可能达到50%。

终端电气化的替代方案是利用可再生发电生产合成清洁燃料。近期的一些情景体现了这些技术在未来欧洲的作用，但就潜力而言，研究结果各不相同。例如，德国能源署（DENA）预计，到2050年，德国的这些燃料将达到533-908太瓦时（dena, 2018），相当于该国所需一次能源供应量的29-45%，而其他研究则认为，整个欧盟的潜力要小得多，约为234太瓦时（Ecofys, 2018）。

表16 欧洲情景中的电气化水平

情景	地区	终端能源消费	建筑	工业	交通	可再生能源在电力行业的份额
IRENA 转型能源情景 2050	欧洲地区	49%	55%	54%	32%	86%
Eurelectric “高等”情景	欧洲地区	60%	63%	63%	50%	NA

表17 欧洲情景中的假设

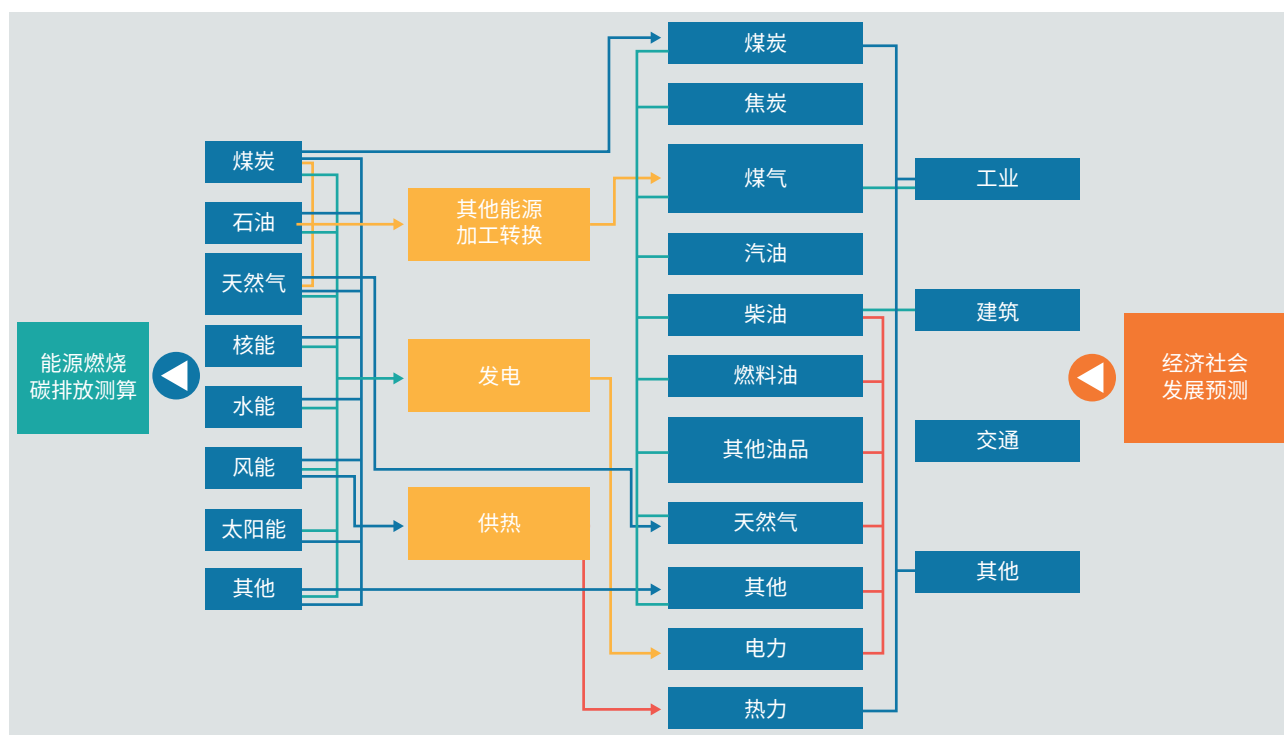
情景	工业			建筑			交通		其它
	已部署电转气	已部署直接电气化	已部署热泵	已部署电转气	已部署直接电气化	已部署热泵	已部署电转气	已部署电动汽车	碳捕获和储存
IRENA 转型能源情景 2050	是	是	是	是	是	是	是	是	是
Eurelectric “高等”情景	是	是	是	未知	是	是	是	是	是

附录 7 中国情景研究详情

方法论

为了更好地规划中国能源和电力的长期发展，SGERI在能源研究统一平台基础上，构建了以电为核心的中国经济-能源-环境一体化模型，开发并集成了经济预测、电力需求预测、能源需求预测、电力系统规划、电力生产模拟、碳排放等功能模块。

图45 不同能源情景下的二氧化碳排放量与电气化率



总模型的每个模块都包含子模型。例如，经济和社会发展预测模块基于一个联立方程组模型，该模型估算国内生产总值及各行业的增长。终端能源消费预测采用长期能源替代规划模型（LEAP），该模型着眼于四个主要部门：**工业部门、建筑部门、交通部门和其他部门**，其他部门包括农业和建筑业。电力系统规划采用多区域源-网-荷-储规划模型，该模型分析电力资源、跨区输电通道、需求响应和储能，以优化整个系统运行，检验规划方案是否可行。

为了测算一次能源需求，需要考虑能源加工转换环节的能源投入和损失情况。电力作为最主要的能源转换品种，在电力规划模型中已经得到结果。对于其他能源品种，报告主要考虑供热、煤炭洗选和炼焦、炼油环节的转换损失，以及其他损失量。在一次能源需求预测基础上，根据化石燃料平均排放系数估算能源燃烧带来的二氧化碳排放量。

根据中国国情设置的情景

本报告探讨了高质量经济增长和向清洁能源转型的新趋势，并构建了中国未来发展的情景，包括更大程度的电气化和清洁能源的使用。

本报告概述了两个情景：基准情景和电气化情景。

在基准情景中，传统能源技术的应用逐渐放缓，而电气化则稳步提升。同时，天然气消费量快速增长，煤炭消费量下降，石油消费量保持相对稳定。能源的终端使用效率稳步提高。新能源开发日趋成熟，电力系统调控力度加大，逐渐形成源-网-荷-储模式协调发展。

在电气化情景中，传统能源使用技术的应用也逐渐放缓。但是，电锅炉、电窑、热泵、智能家居和电动汽车等电力技术的普及速度远远快于基准情景。因此，电力在终端用途中迅速成为煤炭和石油的替代品。此外，电气化促进了终端用途能源效率的更快提升。在电气化转型中，天然气消费量保持稳定快速增长，但速度低于基准情景。在电气化情景中，新能源迅速发展，电网变得更加智能，导致源-网-荷-储模式比基准情况下以更协调的方式发展。

这两种情景受限于相同的经济和社会发展边界条件。此外，两种情景下的能源需求由相同的经济和社会发展水平决定。终端能源需求的差异主要归因于终端电气化技术的能源效率高于化石燃料。

有关这两种情景的更多详细信息，请参见下表18。

表18 情景设置中的典型因素

	基准情景	电气化情景
经济环境	国际国内社会经济环境保持稳定，经济增长逐步放缓，经济结构优化调整，增长趋势由传统制造业向第三产业和高端制造业转移。“十四五”和“十五五”期间，GDP 增长率预计分别为 5.5% 和 5.0%。预计 2030-2040 年 GDP 增长率将降至 4.2%，2040-2050 年将降至 3.2%。预计人口增长缓慢，人口数量逐渐减少，预计到 2050 年人口将达到 14 亿。*	
电气化	各个领域的电气化程度逐渐提升。例如，电炉钢在钢铁行业中的比例预计将在 2020 年达到 10%，2035 年达到 24%，2050 年达到 32%。电动汽车的数量预计将在 2020 年达到 400 万辆，2035 年达到 9200 万辆，2050 年达到 2.4 亿辆。	所有领域的电气化都高于传统模式，预计差距还会扩大。例如，电炉钢在钢铁行业中的比例预计将在 2020 年达到 15%，2035 年达到 33%，2050 年达到 46%。电动汽车的数量预计将在 2020 年达到 500 万辆，2035 年达到 1.4 亿辆，2050 年达到 3.5 亿辆。
终端用途能源结构	以电代煤、以电代气同步推进，天然气增长迅速，燃料替代缓慢。	替代率高于传统模型。天然气替代率略低于传统模型。

* 请参考国家信息中心的数据预测。

终端用途能源效率	预计到 2020 年，主要工业品能效达到或接近国际先进水平，到 2035 年处于国际领先水平。能源强度预计将比 2015 年下降 15% 以上，到 2030 年达到当前的世界平均水平。终端用途能源消费预计将比 2015 年下降 15% 以上，到 2030 年达到当前的世界平均水平。随着天然气和电力取代煤炭和燃料，终端用途能源消费预计将减少，增长预计将逐渐放缓，从而带来额外的能源效率提高。	更高效的电力技术（如回收金属冶炼和热泵技术）的推广和应用力度高于传统模式。能源替代的广度、深度和速度均高于传统模式。
新增发电容量的装机容量**	预计 2035 年陆上风电装机容量成本为人民币 4400 元 / 千瓦，2050 年为人民币 3600 元 / 千瓦。 预计 2035 年海上风电装机成本为人民币 8800 元 / 千瓦，2050 年为人民币 6200 元 / 千瓦。 预计 2035 年光伏发电装机成本为人民币 2800 元 / 千瓦，2050 年为人民币 2300 元 / 千瓦。 聚光太阳能发电装机成本预计 2035 年为人民币 9700 元 / 千瓦，2050 年为人民币 4500 元 / 千瓦。	预计 2035 年陆上风电装机容量成本为人民币 3800 元 / 千瓦，2050 年为人民币 3000 元 / 千瓦。 预计 2035 年海上风电装机成本为人民币 7500 元 / 千瓦，2050 年为人民币 5000 元 / 千瓦。 预计 2035 年光伏发电装机成本为人民币 2300 元 / 千瓦，2050 年为人民币 1900 元 / 千瓦。 聚光太阳能发电装机成本预计 2035 年为人民币 7600 元 / 千瓦，2050 年为人民币 3200 元 / 千瓦。
碳排放成本	从 2020 年的人民币 20 元 / 吨逐步提高到 2050 年的人民币 200 元 / 吨。	从 2020 年的人民币 30 元 / 吨逐步提高到 2050 年的人民币 300 元 / 吨。
燃煤发电机组的灵活性	热电联产机组的最小输出因数将在 2035 年达到 70%，在 2050 年达到 60%。非热电联产机组的最小输出因数在 2035 年达到 40%，到 2050 年达到 30%。	热电联产机组的最小输出因数将在 2035 年达到 60%，在 2050 年达到 50%。非热电联产机组的最小输出因数将在 2035 年达到峰值深度（30%），在 2050 年达到 20%。
跨区域输电灵活性	50% 的输送能力。	80% 的输送能力。
需求响应潜力	2035 年为峰值负荷需求的 6-8%，2050 年为 10-12%。	2035 年为峰值负荷需求的 7-9%，2050 年为 15-18%。
储能装置安装成本***	2035 年为人民币 3000 元 / 千瓦，2050 年为人民币 2000 元 / 千瓦。	2035 年为人民币 2000 元 / 千瓦，2050 年为人民币 1000 元 / 千瓦。

** 根据国际能源署、IRENA 和彭博新能源财经等多个国际机构的预测，预计年度成本将呈现曲线，因此这项研究只能显示关键的年份值。

*** 根据国际能源署、彭博新能源财经和中关村储能产业技术联盟等多个国际机构的预测，预计年度成本将呈现曲线，因此这项研究只能显示关键的年份值。





STATE GRID
CORPORATION OF CHINA



IRENA
International Renewable Energy Agency

可再生能源智能电气化

推动能源服务转型

© IRENA 2022

IRENA HEADQUARTERS

P.O. Box 236, Abu Dhabi
United Arab Emirates

www.irena.org