

行业研究

2022年5月12日

看好

维持

证券分析师

王璐  
A0230516080007  
wanglu@swsresearch.com

联系人

王璐  
wanglu@swsresearch.com

## 天然气与新能源代序 探索清洁独立之路

### 德国能源改革复盘

**煤炭曾肩负重任，先后被天然气与可再生能源代替并进入全面淘汰阶段。**德国煤炭矿产丰富，储量位居世界第六。煤炭曾是德国能源改革前的能源支柱，1990年占比发电结构的58%，但是在能源改革过程中先后被天然气和可再生能源替代。2020年，煤炭在发电结构中份额仅剩25%。同年德国推出KVBG法案限制或停止燃煤电厂的建设与运营，由此煤炭进入到全面淘汰阶段。根据德国政府规划，煤炭发电最迟将于2038年全部停止。

**石油消费量常年下滑但占比稳定，率先完全放弃核电。**石油和核电是德国除煤炭外重要的能源，在发电结构和一次能源消费结构中占据重要地位。至今，石油仍居一次能源消费量占比的榜首，但总体消费量下滑趋势明显。得益于天然气和可再生能源的发展，除交通部门外，居民及工商业对石油的依赖程度逐渐下降。德国对于核电的摆脱更为彻底，2011年日本福岛核事故发生后，德国决意减少核电。自2011年来德国核电发电量稳定下降，并计划在2022年底关闭境内所有核反应堆。

**可再生能源长期收到政策扶持，未来十年将加速发展。**可再生能源是近三十年能源改革的中心，也是未来德国能源结构的核心。德国通过修订《可再生能源法案》设置目标并制定详细的补贴政策，保证了可再生能源的精细、有序发展。2020年德国可再生能源在发电结构中占比46%，但在一次能源消费结构中仍仅占16%。可再生能源平价化后，因成本优势与经济效益，进入对传统能源的加速替代期。目前可再生能源的装机成本与发电成本，尤其是占据主流的风电与光伏相比于传统能源已经具备优势。由于可再生能源是德国同时满足环保要求及实现能源独立的唯一途径，在俄乌冲突背景下，德国推出雄心勃勃的“复活节一揽子计划”，决心加速并将完全由可再生能源发电的目标从2050年提前至2035年实现。

**天然气扮演过渡能源角色，短期面临供给危机。**三十年能源改革历程中，天然气由于其清洁高效的特点受到德国青睐，一直保持了良好的发展态势。天然气作为过渡能源，在可再生能源崛起前补充传统能源退坡留下的能源缺口，成为在电力结构中唯一上涨的化石能源。德国作为天然气进口大国，目前进口依存度接近90%。俄罗斯是德国最重要的天然气供应国，2020年德国66%的天然气来自俄罗斯。2021年下半年起至今，紧张的国际局势下，德国承受天然气价格暴涨和供给紧张的双重挑战，天然气的可替代性下降。德国急需寻找多元的、稳定的天然气供给来源。

**短期德国的政策或导致能源结构剧变，长期寻求能源供给稳定且独立。**我们认为，德国政府坚决的弃核限煤措施，叠加天然气供应危机或将让德国陷入短期的能源供给困境。同时，2025年前计划的可再生能源新增装机容量难以弥补传统能源退出导致的电力缺口，自发电量或低于2021年水平。以风电、光伏为首的可再生能源仍处于成本下降通道，长期具有市场竞争力，助推发电量高速上涨，最终实现对于其他能源在发电结构中的完全取代。我们推算2026年后德国电力实际发电量将会恢复至2021年水平，并伴随高速增长的可再生能源装机量维持上升趋势。同时根据测算，如果可再生能源装机符合预期，我们预计2030年德国可再生能源将会占据电力结构的85%，助力实现能源独立的目标。

## Industry Insights:

**Coal, being replaced by natural gas and renewable energy successively, will have been eliminated completely.** Germany has considerable coal reserves, ranking 6<sup>th</sup> in the world. With high extraction costs, the government used to subsidize coal mining. Coal accounted for 58% of electricity generation in 1990, and this portion has dropped to 25% by 2020. In 2020, Germany introduced the *KVBG Act* to cease the construction or operation of coal-fired power stations. Coal has entered the stage of complete phase-out and will be eliminated by 2038 according to the government's program.

**With overall consumption of both oil and nuclear declining gradually, oil consumption structure still remains stable while nuclear power will be the first energy to be abandoned.** Apart from coal, nuclear and oil are essential energy sources for Germany. Currently, oil still accounts for the most significant part of primary energy consumption, despite the declining oil consumption overall amount YOY. Due to natural gas and renewable energy's rapid development, oil dependency has been reduced in all sectors except in transportation. Nuclear power has been phased out more thoroughly. After the Fukushima Nuclear Accident in 2011, several nuclear power plants were decommissioned in Germany. Since then, nuclear power generation has declined steadily. By the end of 2022, the German government plans to close all nuclear reactors.

**With long-term policy incentives, renewable energy development will accelerate in the next decade.** Renewable energy is the centre of energy reform and will become the heart of Germany's energy mix. Germany ensures renewable energy development with new targets and policies in the revised *Renewable Energy Act*. In 2020, renewable energy accounted for 46% of power generation and 16% primary energy consumption. Grid parity accelerates the process of energy replacement. The current renewable energy cost has comparative advantages already, especially for photovoltaic and wind power. Renewable energy is the sole solution for Germany to achieve its goals of environmental protection and energy sovereignty. The *Easter Package*, launched after the break of the Russian-Ukrainian conflict, brings forward the target of 100% renewable energy power generation from 2050 to 2035.

**Natural gas plays a transitional role, with little room for future development.** During the 30-year energy reform, Germany favored natural gas for its cleanness and high combustion efficiency. As transitional energy, natural gas supplements the gap between rapidly-reducing traditional energy and developing renewable energy. In Germany, about 90% of natural gas relies on imports. Russia once was the most important supplier, which supplied 66% of total consumption in 2020. Since the second half of 2021, Germany has faced the challenges of skyrocketing natural gas prices and declining supply due to the intensifying international situation. The role of natural gas as a transitional energy has been severely weakened. Germany urgently needs to find diversified and stable natural gas supply sources.

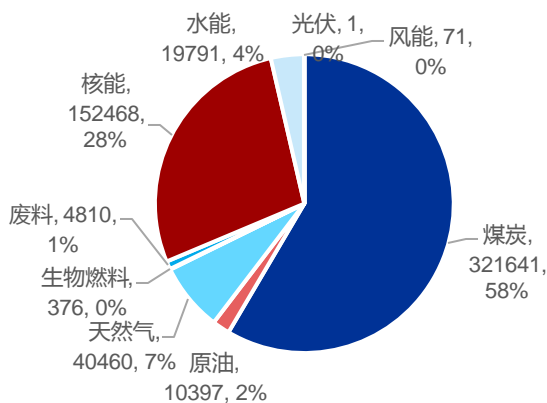
**Short-term policy change may drastically alter energy structure while long-term energy supply will stabilize and become independent.** Along with the nuclear and coal restriction policies, combined with the natural gas shortage, it might lead to a short-term energy dilemma in Germany. Newly installed renewable energy capacity by 2025 will hardly fill the gap of traditional phase-out energy; thus, domestic power generation will drop significantly. However, renewable energy will ultimately boost power generation and replace other energy forms with constantly decreasing cost and market competitiveness. We estimate renewable energy will account for 85% of power generation in Germany in 2030. By that time, Germany will have achieved its power sovereignty goal if the installed renewable energy capacity meets expectations.

# 1. 德国能源改革，传统能源被逐渐取代

## 1.1 煤炭和核能退坡，可再生能源和天然气崛起

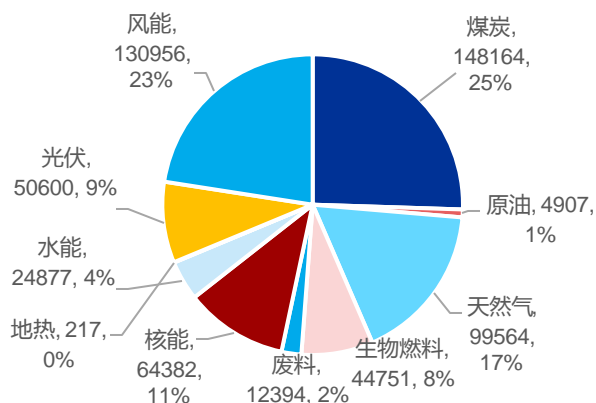
自 20 世纪 90 年代至今，德国发电结构从以煤炭为主转变为清洁能源主导。1990 年，德国煤炭发电量占全部总发电量的 58%，核能位列其次，同期可再生能源发电占比不及 5%，其中绝大部分是水力发电。2020 年煤炭发电量缩减到 25%，相较于 1990 年份额下降超过一半。此外，德国加速核能淘汰，核电发电量占比由 1990 年的 28% 下降至 2020 年的 11%，并计划于 2022 年关闭所有核电站。天然气成为唯一份额上涨的化石能源，份额由 1990 年 7% 增长至 17%。1991 年，德国推出了《电力上网法》，并在本世纪初推出《可再生能源法案》鼓励可再生能源应用发电，光伏和风能快速发展。2020 年，风光发电合计占比 32%，可再生能源整体在总电力消费中的占比达到 45%，超越了化石能源。

图 1：1990 年德国发电结构（单位：GWh）



资料来源：EIA，申万宏源研究

图 2：2020 年德国发电结构（单位：GWh）

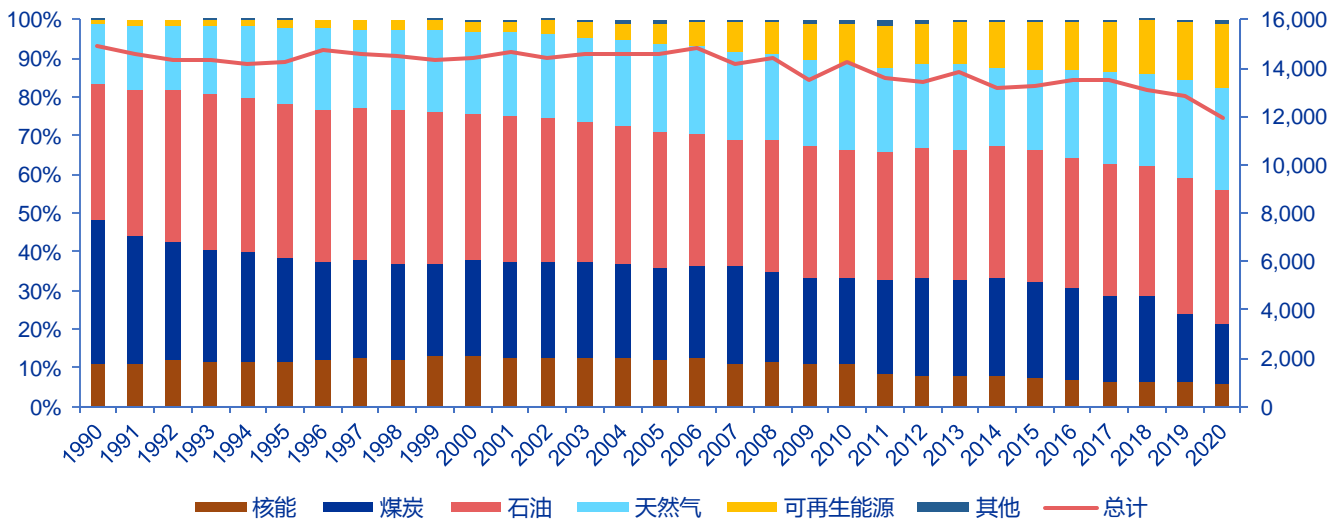


资料来源：EIA，申万宏源研究

**2006 年以来一次能源消费总量开始下降。**自 1990 年至 2006 年，德国一次能源消费长期维持在 14500 皮焦耳以上。2006 年起，一次能源消费总量总体呈现下滑趋势，尤其 2020 年因为疫情影响德国总体能源消费大幅下降，仅为 11899 皮焦耳，达到 30 年来新低。

**除石油长期保持着约 35% 的份额，可再生能源与天然气逐渐完成对煤炭与核能的取代。**2020 年，可再生能源占能源消费总量的 16%，天然气为 26%，相较于 1990 年二者占比分别为 1% 和 15%，合计增长 26%。该增长部分主要取代煤炭与核能。1990 年煤炭和核能消费比例分别为 37% 和 11%，至 2020 年已经下滑到 16% 与 6%，合计下降 26%。因此德国在保持国内能源消费总量基本稳定的前提下，在三十年间完成了能源消费结构的完全调整而非单一对新兴能源的发展。

图 3：德国一次能源消费结构及总消费量（单位：PJ）



资料来源：AGEB，申万宏源研究

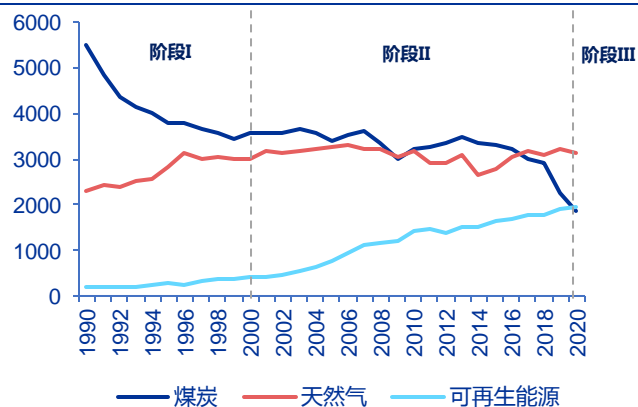
## 1.2 KVBG 法案实施 减碳走向脱碳

**德国煤炭资源分布广泛，储量丰富。**德国共有 7 个主要煤田，硬煤为鲁尔煤田、萨尔煤田、亚琛煤田和伊本比伦煤田，褐煤为西部莱茵煤田、东部劳齐茨煤田和中部煤田。目前德国煤炭储量位居世界第六位，仅次于美国，俄罗斯，中国，澳大利亚与印度。1990 年德国煤炭消费达峰后，经历 30 余年的消费减量，主要分为三个阶段：

**取消煤炭开采补贴，第一阶段减碳靠“煤改气”。**在 20 世纪初期，煤炭在德国一次能源结构占比中高达 90%，长期占据德国能源的主导地位。硬煤和褐煤消费量在 1990 年达到高峰的 5507 皮焦耳后，呈现明显的下降趋势。德国政府在 1991 年推行《电力上网法》及气候变化政策。**高额采购成本与环保驱动使德国关停硬煤矿。**虽然境内煤炭资源丰富，但由于硬煤层薄导致其开采成本是海外竞争者的三倍，因此德国政府一直对煤炭工业采取倾斜政策，提供各种价格补贴、税收计划等，从 1958 年 6 亿欧元增加至 1989 年的 75 亿欧元（注：1999 年以前德国流通货币为德国马克，以上金额经汇率换算而成，汇率为 1 欧元兑 1.955 马克），但由于高额的补贴导致政府财政负担沉重，同时受低价的进口能源的冲击，煤炭行业难以维持。1995 年政府取消了“Coal penny”导致补贴大幅减少至 35 亿欧元。第一阶段的德国煤炭消费下跌，主要靠天然气来替代。最终德国于 2007 年决定逐步停止硬煤开采。德国最后一家硬煤矿于 2018 年 12 月 21 日关停，硬煤开采正式落幕。

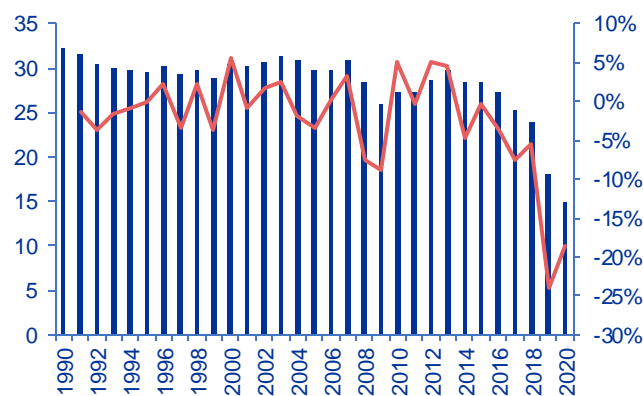
**第二阶段，可再生能源发电高速发展对煤电实现逐步替代。**1991 年生效的《电力上网法》将上网电价制度引进德国，以保障可再生能源发电和并网，开启了可再生能源发展的道路。2000 年，著名的《可再生能源法案》问世，标志着可再生能源发电进入黄金时代。通过装机规划，补贴激励，市场化程度加深等方式，以风电与光伏为代表的各类可再生能源快速发展，减少了德国对于煤炭尤其是用于发电的消费量。尤其是自 2017 年来随着可再生能源发电成本的逐渐下降，德国煤炭发电量及占比连年下滑，目前可再生能源发电正对煤电进行加速取代。

图 4：1990-2020 年一次性能源消费量 (单位：PJ)



资料来源：EIA，申万宏源研究

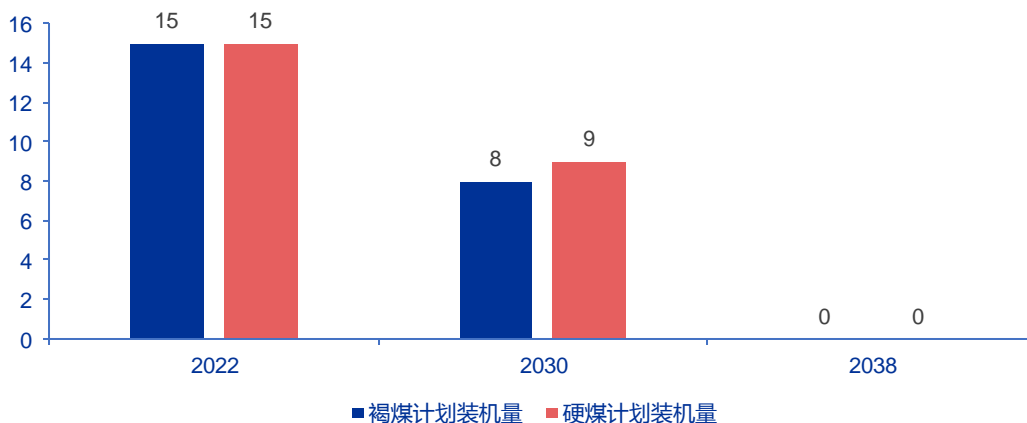
图 5：1990-2020 年煤炭发电量及同比增速 (单位：太瓦时)



资料来源：EIA，申万宏源研究

**第三阶段，德国立法启动煤电全面淘汰阶段。**2020 年，德国政府出台《煤炭发电减少和终止法》(以下简称 KVBG 法案)，设立至最迟 2038 年淘汰所有燃煤电厂的发展目标，并从 2020 年 8 月起停建所有燃煤电厂，同时法案对仍在运行的燃煤电厂采取逐渐淘汰以及关停措施。根据燃煤性质与装机容量，可以分为大型硬煤电厂，小型硬煤电厂，大型褐煤电厂以及小型褐煤电厂。对于污染较为严重的大型褐煤电厂，KVBG 法案强制安排退出并设置停产时限，对于大型硬煤电厂以及小型褐煤电厂，法案通过招标形式向电厂支付附加费来限制相关电厂煤炭燃烧以及发电入市。目前 KVBG 法案对于小型硬煤电厂没有做出限制，但在 2030 年后将小型硬煤电厂也视为大型硬煤电厂处理。因此，KVBG 法案通过多元化的政策实施将有效，平稳地完成燃煤电厂的退役计划直至所有燃煤电厂被最终淘汰。

图 6：德国未来燃煤电厂计划装机量 (单位：GW)

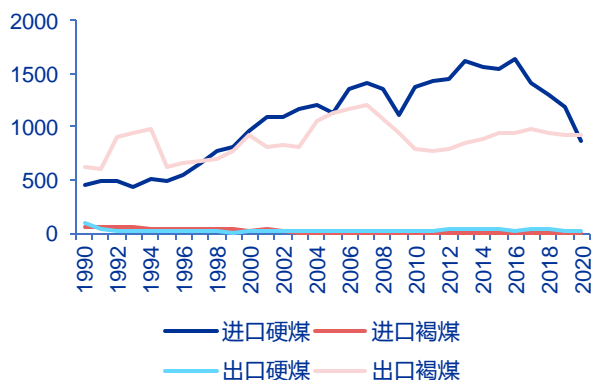


资料来源：KVBG 法案，申万宏源研究

**煤炭总体需求下跌，同时需求缺口收窄。**自 1990 年以来，随着德国国内煤炭产量减少，硬煤进口呈增长趋势，并在被可再生能源取代后出现下降趋势，进口峰值为 2016 年的 1634 皮焦耳。硬煤价格高企也是进口减少的重要因素，2016 年硬煤的价格从 56 EUR/TCE 升至 2017 年的 100 EUR/TCE，并在此后长期维持高价，因此进口硬煤使年进口量较 2016 年回

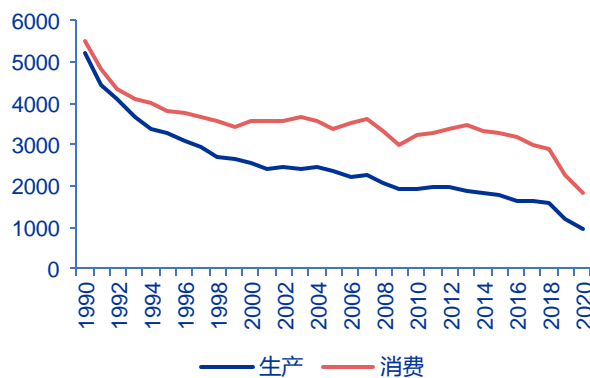
落了46.85%。截至2020年，德国进口煤炭2960万吨，主要来自于俄罗斯（45.4%），美国（18.3%）以及澳大利亚（12.3%）。褐煤在消费结构中相对稳定，国内褐煤生产量足以满足燃煤需求。2020年，在硬煤矿全面关停和KVBG法案的影响下，德国的煤炭生产量及消费量出现明显的下跌。预计未来伴随德国国内燃煤电厂的淘汰与关闭，煤炭产销量将继续保持下降趋势，煤炭需求缺口将不断收窄。

图7：1990-2020年煤炭进/出口量（单位：PJ）



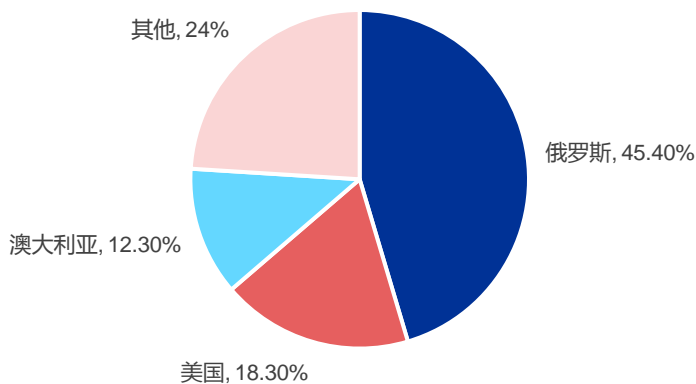
资料来源：AGEB，申万宏源研究

图8：1990-2020年煤炭生产及消费量（单位：PJ）



资料来源：AGEB，申万宏源研究

图9：2020年德国煤炭进口结构



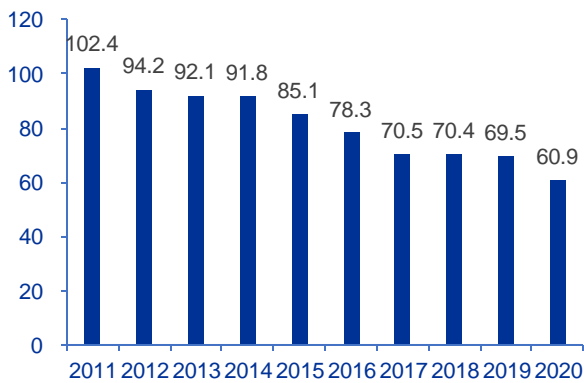
资料来源：Cleanenergywire，申万宏源研究

### 1.3 从零新增到逐步退出 德国坚定零核电

**德国核能净发电量连续十年下滑。**核能在德国能源结构上一度扮演非常重要的角色，发电占比最高超过35%。进入21世纪以来，核能对德国净发电量贡献逐渐下降，由2011年占比18%下降至2020年的11%。同时，净发电量同样呈现连续下降趋势，由2011年的102.4太瓦时下降至2020年60.9太瓦时，十年间核能净发电量下降超40%。

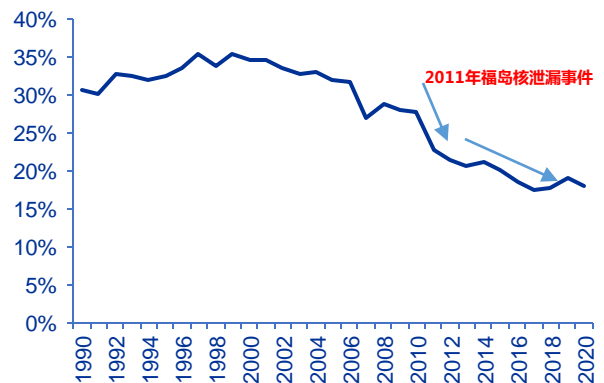


图 10：2011-2020 年核电净发电量（单位：太瓦时）



资料来源：德国联邦网络署，申万宏源研究

图 11：德国核能占发电消费能量占比持续下降

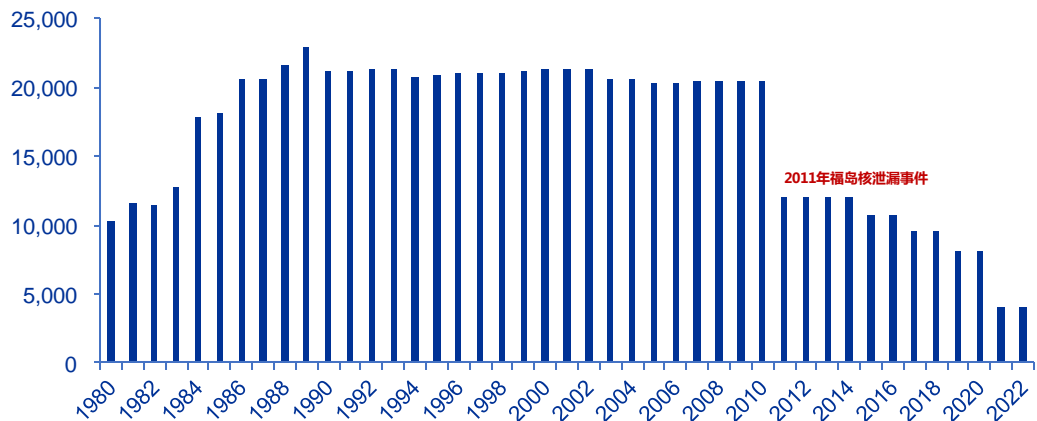


资料来源：德国联邦经济事务和气候行动部，申万宏源研究

**德国 1989 年之后就没有新的商业核电站建造。**自 1986 年至 2010 年，德国核电站装机容量连续 25 年稳定在 20000 兆瓦以上，2010 年底共有 17 座活跃的核反应堆工作。

**2011 年 3 月日本福岛核电站泄漏事故后，德国政府坚定弃核。**2011 年 6 月决定关闭 8 座核电站，并将其余 9 座核电站的运行时间限制在 2022 年。2011 年，德国核反应堆装机容量从 20490 兆瓦骤降至 12068 兆瓦，同比下降 41%；当年德国核能消费占全部能源发电总消费量降低至 23%，同比减少 5%，创 21 世纪以来单年度最大跌幅。2011 年后德国剩余的 9 个仍在运行的核反应堆也陆续停止运行。最后运营的 3 个核反应堆将运营至 2022 年底并随之关闭，德国即将成为西方第一个完全放弃使用核能的国家。

图 12：德国历年运行核电装机容量（单位：兆瓦）



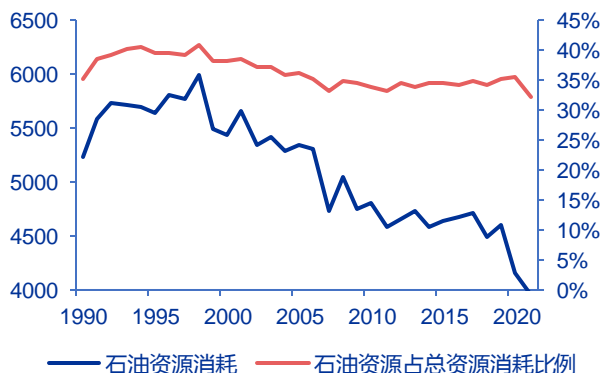
资料来源：世界核协会，申万宏源研究

## 1.4 石油消费总量减少 占比长期稳定

**石油在整体能源消费量排名第一，虽然消费量逐年下滑但在整体能源结构中地位不变。**2021 年，德国能源总体消费中石油占比 32%，位列所有能源之首。自 1990 年起德国的石油资源的消费处于先升后降的过程，年达到峰值 皮焦耳，并在进入 世纪以来步入

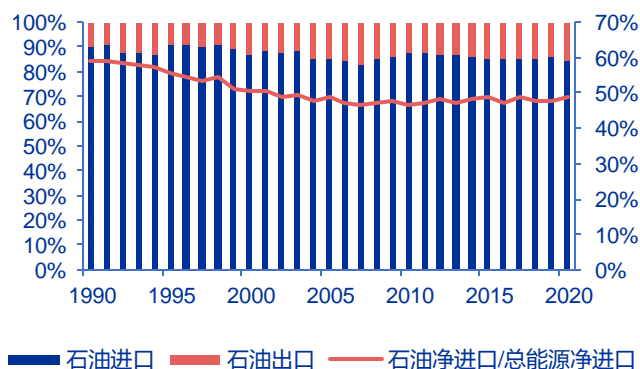
稳定下降阶段。2020 年，受到新冠疫情影响，德国石油消耗量同比下降 10%，创历年消费量降幅之最，并在 2021 年继续下降 5%。过去三十年间，石油消费量的下滑没有影响其在能源结构中的地位，得益于能源总消费量的下降，石油消费在能源总消费量的占比长期维持在 35% 左右较为稳定的水平，峰值为 1998 年的 41%，谷值为 2021 年的 32%。

图 13：1990-2021 年石油资源总体消费量（单位：PJ）及其占总能源消费的比例



资料来源：AGEB，申万宏源研究

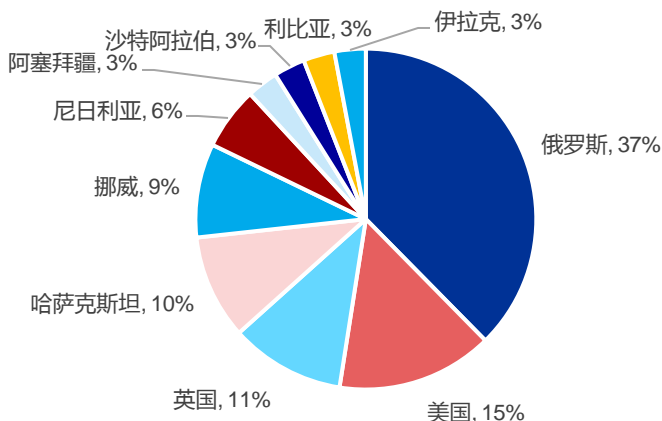
图 14：德国石油资源进出口对比及石油净进口占总能源净进口的比值



资料来源：AGEB，申万宏源研究

**石油资源高度依赖进口，国际局势动摇结构性能源消费。**德国石油对外依存度极高，约 90% 依赖进口。2020 年德国石油进口来源国前五名分别是俄罗斯，美国、英国、哈萨克斯坦和挪威。受俄乌冲突影响，2022 年 3 月，德国宣布要在 2022 年底前停止俄罗斯石油相关的进口贸易。为补充来自俄国的石油缺口，德国需要向现有能源出口国家购入更多的原油或开发新的国家保障石油供给，以满足其正常的石油能源消费。截至 2022 年 1 月 31 日，德国储存了 2260 万吨原油、燃料和加热材料，为 2015 年以来的最低水平。

图 15：2020 年德国石油进口来源前 10 名的国家

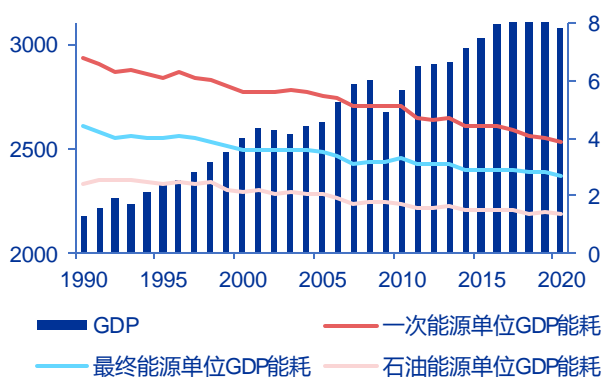


资料来源：德国联邦统计局，申万宏源研究



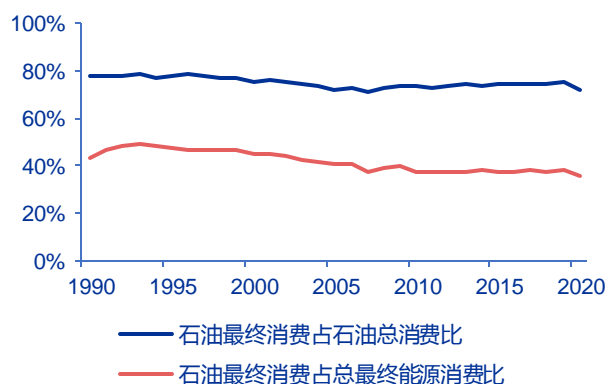
**能源使用效率增加，石油单位 GDP 显著下降。**近 30 年来，德国能源消费量呈下降水平，但得益于能源使用效率的显著提升，德国整体 GDP 自 1990 年至 2020 年仍呈稳步上升趋势，CAGR 为 1.2%。从 1990 年至 2020 年，德国单位一次能源 GDP 能耗从 6.8 下降至 3.9，下降 43%；单位最终能源 GDP 能耗从 4.4 下降至 2.7，下降 39%；而石油单位 GDP 能耗则下降最为显著，从 2.4 下降至 1.3，降幅为 46%。德国在保证经济稳定增长的同时，通过一系列节能减排措施促进了能源强度的总体下降，并在 G20 国家中位于领先地位。

**图 16：1990-2020 年一次能源、最终能源和石油能源的单位 GDP 能耗（单位：GJ/千欧元）及德国 GDP（单位：十亿欧元）**



资料来源：AGEB，申万宏源研究

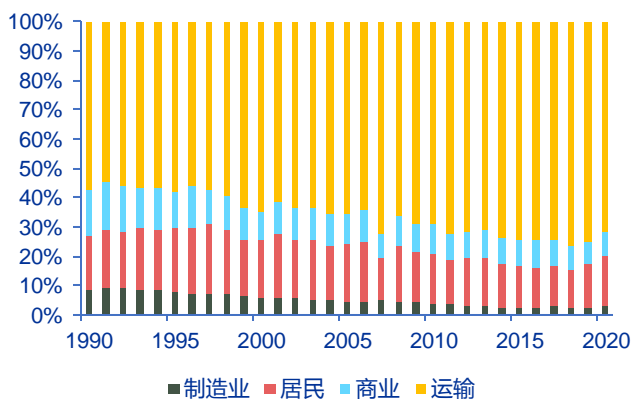
**图 17：石油资源的最终消费对石油资源总体消费占比及对总体最终能源消费占比**



资料来源：AGEB，申万宏源研究

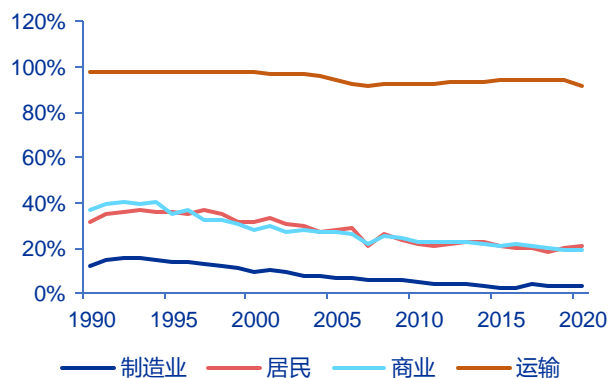
**最终能源消费运输行业占比高，其他领域石油资源消费逐年减少。**德国的石油最终消费量约占总石油能源总体消费的 80%。石油在最终能源消费重要性自 1990 年至 2020 年以来略有下降，占比从 43% 下降至 35%。在德国石油最终消费的部门结构中，运输业占比最大且重要性不断提升，由 90 年代的 60% 上升至 2020 年的约 70%，主要原因是运输行业中，卡车、飞机、轮船等大型运输设备长期依赖各类石油产品，在运输业的石油最终消费比值近 30 年来均接近 100%。但电力及天然气的快速发展降低了其他部门对石油的依赖程度，新能源汽车的兴起，供热供电结构的变化等因素导致包括工商业和居民用户减少了总体石油消费量。

图 18：石油资源的最终消费结构一览



资料来源：AGEB，申万宏源研究

图 19：各行业石油资源最终消费占总体最终消费的比值

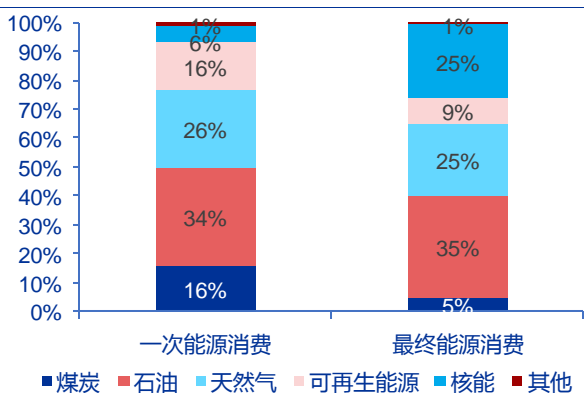


资料来源：AGEB，申万宏源研究

## 1.5 天然气承担能源转型中的过渡重任

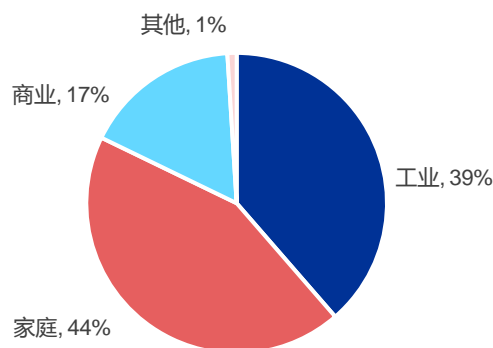
天然气目前是德国仅次于石油的第二大能源来源，在能源系统中扮演重要角色。2020年，天然气在一次能源消费总量和最终消费总量分别占26%和25%，仅次于石油。目前根据消费部门分类，家庭用气位居第一，占天然气总消费量的44%，工业用气占比39%，商业用气占比17%。基于环保、价格和使用便捷性等多方面因素考虑，天然气是居民用户、商业网点、学校等公共建筑供暖、餐饮与热水供应的首选能源。其中，家庭用户对天然气的依赖度最高，能源消费总量中的38%为天然气消费，主要用于满足住宅供暖需求，与气候温度变化密切相关。

图 20：2020 年德国一次能源与最终能源消费结构



资料来源：AGEB，申万宏源研究

图 21：2020 年德国天然气最终消费结构

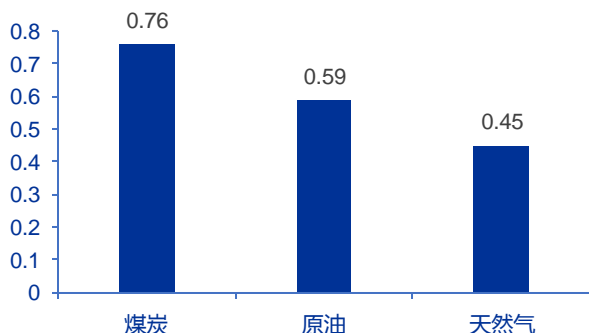


资料来源：AGEB，申万宏源研究

天然气清洁高效、灵活稳定的特性令其在能源转型的过程担当重任。天然气的主要成分为甲烷，含有少量乙烷和丙烷，几乎不含硫、粉尘和其他有害物质。相比煤炭和石油，天然气的燃烧更完全，污染程度更低。天然气的热值略低于原油，远高于原煤。且对于常见能源单位热值碳排放量指标，天然气碳排放为原油的78%，仅为煤炭的59%，低碳高效特性显著。另一方面，天然气在解决风电、光伏发电存在的间歇式、不稳定问题方面也可以发挥重要作用。天然

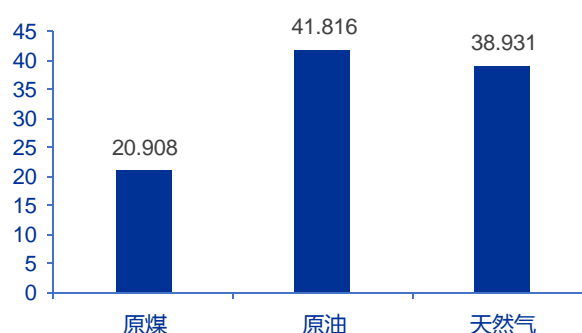
气发电厂运行灵活,既可用于基荷发电,也可以用于调峰发电,能在更快时间内接近负荷中心,从而提高整个供电系统的可靠性。

图 22 : 化石能源碳排放系数 (单位: 千克/千克标准煤)



资料来源: AGEb, 申万宏源研究

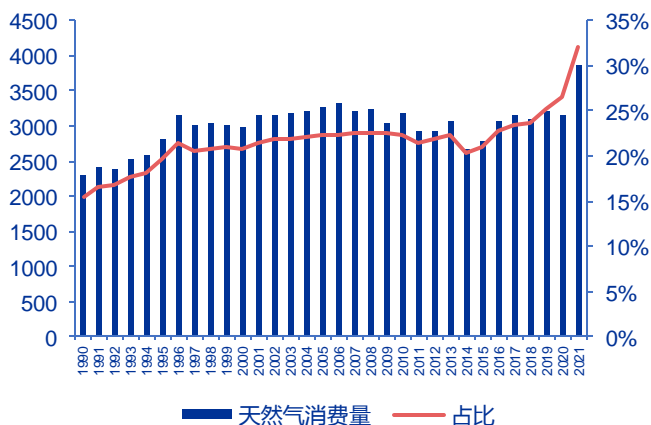
图 23 : 化石能源平均低位发热量 (单位: 兆焦/千克)



资料来源: AGEb, 申万宏源研究

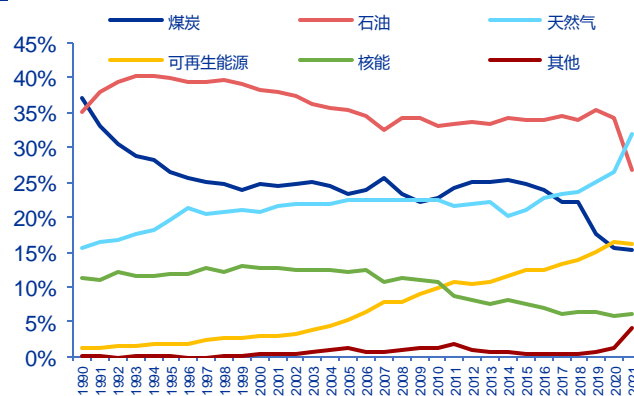
作为关键过渡能源,天然气在德国一次能源消费和最终能源消费中占比稳步提升。1990年能源转型以来,天然气消费量整体处于增长态势,1990-1996年间增长迅猛,后趋于平缓。2014年,受到俄罗斯进口气量下滑以及暖冬气候影响,天然气消费量为今年低点,而后出现反弹趋势。从需求端看,商业和工业部门消费量基本保持平稳,主要受家庭用气需求拉动;从供给端看,主要由于天然气相对于煤炭的竞争力上升、可再生能源供应疲软以及核电厂的关闭等因素而得到回升。纵观本世纪九十年代以来德国的能源消费结构变化可以看到,截止2020年,煤炭、石油及核能的比例降低27%,可再生能源和天然气的消费比例分别增长15%和11%,天然气在一次能源消费转型过程中的实现了有效过渡。

图 24 : 1990-2021 年德国天然气一次能源消费量 (单位: PJ)



资料来源: AGEb, 申万宏源研究

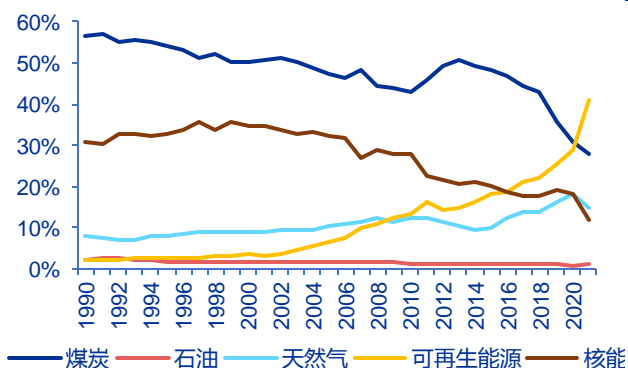
图 25 : 1990-2021 年德国一次能源消费结构



资料来源: AGEb, 申万宏源研究

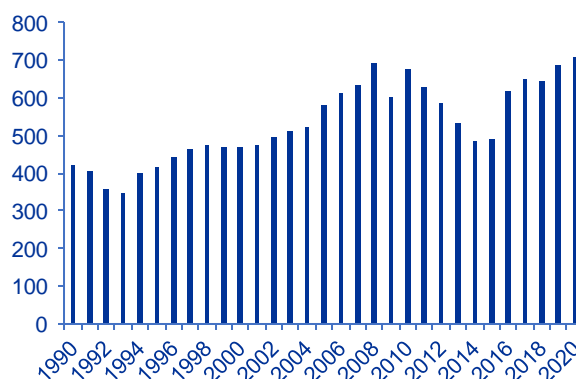
**电力部门中，天然气发电对煤炭发电的替代效果显著。**2000-2020年，天然气发电量占比由9%增长至18%。尽管2010-2014年受天然气价格影响，煤炭发电向天然气发电的进程受到阻滞，但2018年之后，整体替代进程加速。2020年天然气发电量增长至709皮焦耳，在发电能源中的比例同比增长12.5%，与核能占比相当。目前，德国大多数风力发电能力位于北部，而大部分需求来自南部和西部的大都市和工业区，且由于风能和太阳能发电的增加，电网限制阻碍了从北方到南方的输电。电网扩张的延迟以及投标区域有限导致南北方面临电力供需失衡问题。在可再生能源大规模扩张与核能煤炭发电逐步淘汰趋势不可逆转的条件下，一段时期内，德国对天然气发电的需求仍将增加，包括作为可再生能源的备用燃料来源。

图 26：1993-2020 年德国发电能源消费结构



资料来源：AGEB，申万宏源研究

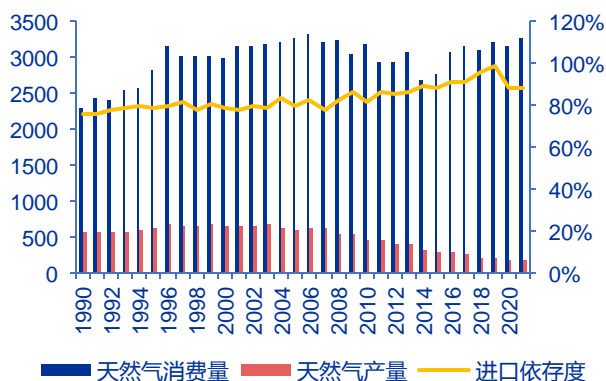
图 27：1990-2020 年天然气发电消费量 (单位：PJ)



资料来源：AGEB，申万宏源研究

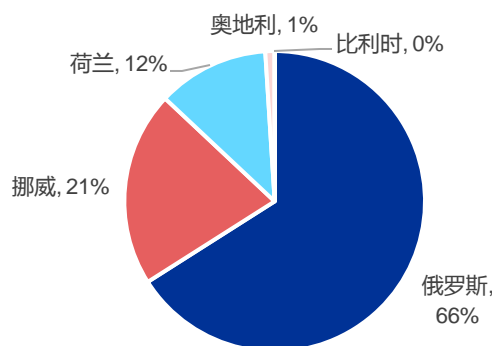
**天然气供给依赖度高，目前对外依存度接近 90%。**2007 年开始，德国国内天然气产量持续降低，进口依存度由 1990 年的 78% 增长至 2020 年的 89%，总体呈现波动上升趋势。2020 年，俄罗斯为德国第一大天然气进口国，占比达 66%，其次是挪威 (21%)、荷兰 (12%) 等。

图 28：1990-2021 年德国天然气产销量和对外依存度 (单位：PJ)



资料来源：AGEB，申万宏源研究

图 29：德国天然气进口来源国结构 (单位：太瓦时)



资料来源：德国联邦网络署，申万宏源研究

**德国天然气供应稳定性受到干扰。**由于境内没有 LNG 接收站，德国主要依赖管道气进口，境内天然气网覆盖了 51.1 万公里。天然气通过长距离、跨境管道以及且多级分压的本地网络到达终端用户。2015-2020 年，俄罗斯对欧洲的管道气供应量在 1600-2000 亿立方米之间，德国承担重要的转运枢纽作用。目前以德国为终点的在运行管道系统主要有三条：1967 年投运的年输气能力 240 亿立方米的“联盟”管道，途经乌克兰、匈牙利等国的到达德国；1999 年投运的年输气 330 亿立方米的“亚马尔-欧洲”管道，在 Mallnow 穿过德国边境，与 YAGAL-Nord 输送系统连接；2012 年开始投运的年输气 550 亿立方米的“北溪 1 号”管道，从俄罗斯出发，直接穿过波罗的海进入德国，并还可以为比利时、捷克、丹麦、法国、荷兰和英国提供服务。而原计划于 2022 年开始投运的年输气量为 550 亿立方米的“北溪 2 号”管道，目前已进入搁置状态。2022 年 2 月俄乌战争爆发后，德国决心减少对于俄罗斯天然气的依赖。未来德国将加大挪威，荷兰等天然气的进口，并谋求开拓包括美国在内的液化天然气供应渠道，以保证其天然气使用需求。

表 1：俄罗斯对德国输送天然气主要管道

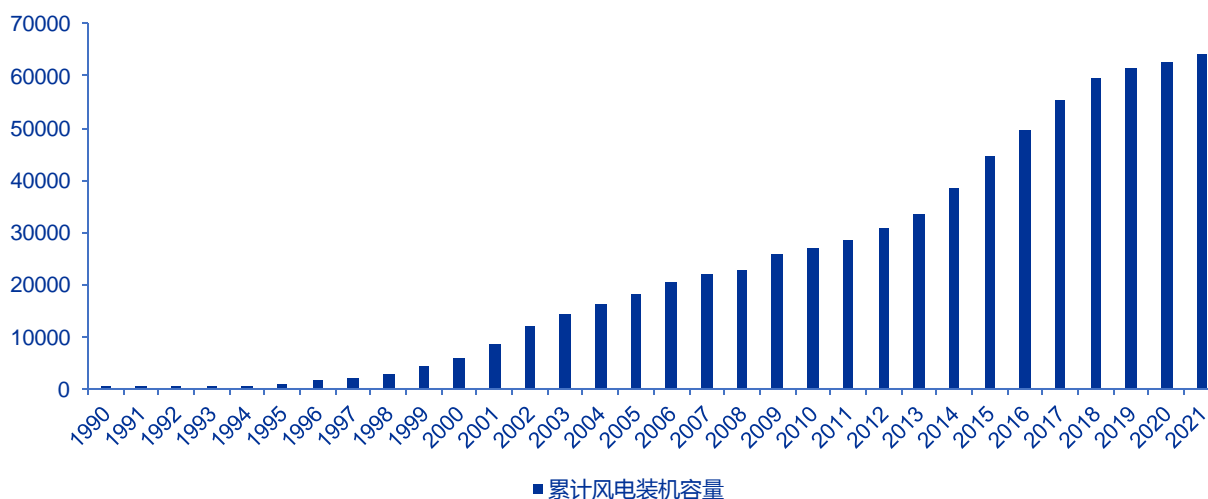
管道名称	投运时间	输气能力（亿立方米/年）	途经国家	终点国
“联盟”	1967	240	乌克兰，捷克，斯洛伐克，奥地利，匈牙利	德国，意大利
“亚马尔-欧洲”	1999	330	白俄罗斯，波兰	德国，意大利
“北溪 1 号”	2012	550	海底直达	德国
“北溪 2 号”	2022（已暂停）	550	海底直达	德国

资料来源：申万宏源研究

## 1.6 海陆并进 风电快速发展

**德国推出多项风电政策以及制定风电项目投标机制激励开发商扩大风电规模。**德国自本世纪初政策频出，自 2000 年通过了《可再生能源法》，2002 年制定《德国政府关于海上风能利用战略》将海上风电发展上升到战略层面后，德国已成为全球风电发展最快的国家之一，在 2002 年德国风电装机增加 2000MW，使其风电装机份额占到欧洲大陆的 50%。经过数十年政府对风电投标、装机补贴、运营商提供支持等助力，风力市场发展迅速，风电装机容量由 1990 年 55MW 升至 2021 年 64280MW，三十年 CAGR 达 26.55%。此外德国政府对于风电装机规划频繁，并希望风电加速发展，快速扩张规模。2021 年 11 月德国制定了一份可再生能源协议，该份协议将上调海上风电装机目标从 2030 年的 20GW 提高到 30GW，在 2035 年与 2045 年分别实现 40GW 和 70GW 的海上风电装机容量。在最新的 2022 年 4 月德国推出的“复活节一揽子计划”中德国再一次加速风电发展规划，计划 2030 年风电装机至少 145GW。

图 30：1990-2021 累计风电装机容量（单位：MW）



资料来源：GWEC，申万宏源研究

表 2：德国风电政策梳理（截至 2021 年 6 月 30 日）

时间	政策名称	内容
2000	《EEG 2000》	通过两种上网电价资助模式为运营商提供了资金支持：基础模式（Basic Model）和加速模式（Acceleration Model）。
2017	《海上风电法》	德国将基于上网电价的竞价制度（the tariff-based auction）应用于海上风电项目。德国在 2017 年从“确保支持机制（guaranteed support schemes）”转向基于竞价的机制（an auction-based mechanism）。对于海上风电投标价格上限设定为 120 欧元，市场普遍预计竞价结果介于 100-120 欧元/MWh。
2017	《EEG 2017》	针对陆上风电项目，EEG 2017 引入了统一的项目发电能力评估模型，并对“发电量”和“选址标准参考”中提及的名词含义进行了重新界定。EEG 2017 明确，陆上风电项目的投标电价不得高于每千瓦时 7 欧分（约合人民币 0.53 元）；项目补贴执行年限为 20 年。
2021	《EEG 2021》	<b>陆风</b> ：新增装机从 2022 年的 3GW 逐步增加到 2027 年的 10GW，而后保持该水平直至 2035 年。 <b>海风</b> ：新增装机从 2022 年的 0.5GW 逐步增加到 2030 年的 9GW，而后保持 4GW 水平直至 2035 年。同时 2035 年累计装机达到 30GW，2045 达到 70GW。 引入了南部支持政策（southern quota，也叫南部配额），将陆上风电项目招标量的 15%（截至 2023 年）和 20%（截至 2024 年）分配给南部地区，其余容量在其他地区进行分配。
2021	《修改后的海上风电法》	以集中竞价模式为基础，国家在竞争性招标中预先选择并授予特定的海上风电场地；根据公开透明的竞争性招标中的最低出价确定电价（以市场价格之上的溢价形式）并确保支付 20 年。

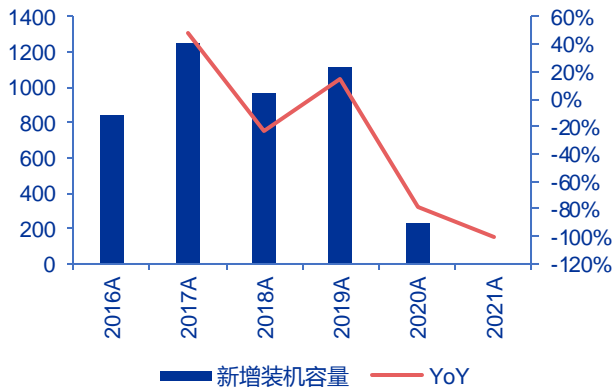
资料来源：DENA，申万宏源研究

**受疫情影响 2021 年海风新增装机为零，但在全球累计装机占比依然排列第三。**海上风电自 20 世纪 90 年代初起步于欧洲，传统欧洲海上风电强国包括英国、德国和丹麦等国家，引领全球产业发展。截至 2021 年，德国位列全球累计海上风电装机第三，英国位列第一。目前德国共运营 26 个海上风电场，装机总容量为 7088MW。随着海上风机价格和安装成本的不断下



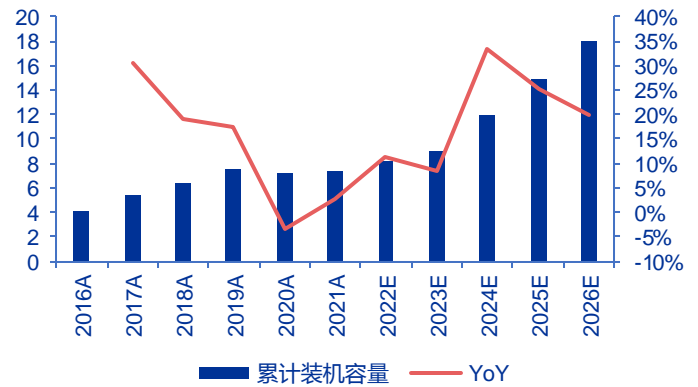
降 海上风电发展迅猛，2017至2021年间全球海上风电新增装机由4.5GW增长至21.1GW，增长近五倍。在2021年，德国由于新冠疫情影响海上风电场项目未能如期施工，导致在2021年没有安装和调试一台海上风力涡轮机；全球2021年海上风电累计装机容量为57.2GW，其中德国累计海上风电装机7.44GW，占全球累计装机量的13%。得益于海上风机发电成本持续下降，海上风电在2021年发电成本在7.23~12.13欧分/千瓦时，海上风机在全部风机比重中逐渐上升。根据德国政府最新规划，2030年海上风电装机容量为30GW，约为2021年四倍水平，未来十年德国进入海上风电的黄金发展期。

图 31：近年来德国海风新增装机容量（单位：MW）



资料来源：GWEC，申万宏源研究

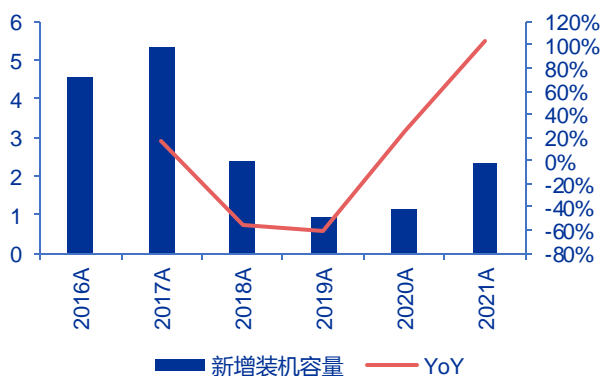
图 32：海上风电累计装机容量及规划装机容量（单位：GW）



资料来源：GWEC，申万宏源研究

**德国陆上风电装机量目前处于世界第三位 并将保持高速发展趋势。**2017年至2021年间，全球累计陆上风电装机容量从568GW增长至780.3GW，CAGR达6.56%。德国累计陆上风电装机容量为51.12GW，占全球累计陆上风电装机总量的9%，位于全球第三（低于中国36%）和美国（17%），2021年德国新增陆上风电装机容量2.35GW，占全球新增陆上风电装机总量的5%。根据弗劳恩霍夫研究所数据显示，德国陆上风机是电力生产成本最低的技术，在2021年成本大约在3.94~8.28欧分/kWh。根据德国政府最新规划，德国陆上风电将以每年10%的速度高速发展，至2030年陆上风电装机规模将达到115GW。

图 33：近年来陆上风电新增装机容量（单位：GW）



资料来源：GWEC，申万宏源研究

图 34：陆上风电累计装机容量及规划容量（单位：GW）

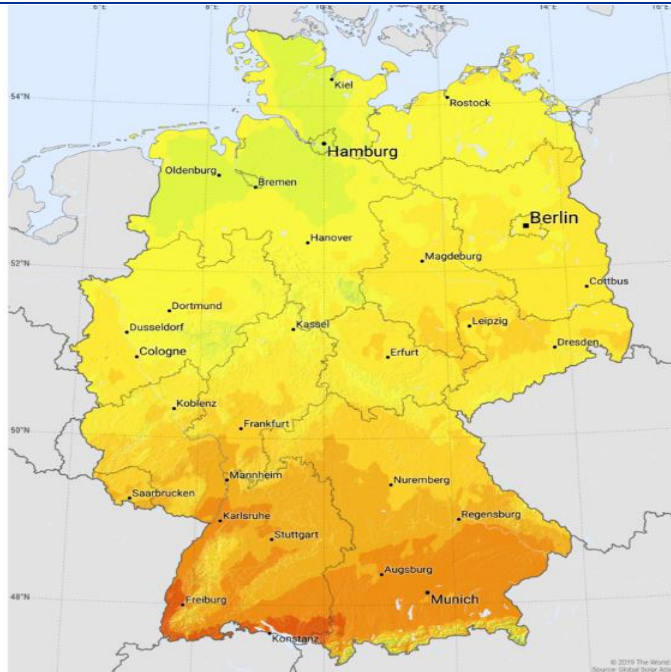


资料来源：GWEC，德国联邦政府，申万宏源研究

## 1.7 政策刺激 光伏进入第二轮高速发展周期

德国光伏产业始于 1991 年的“干屋顶计划”，并成为德国推广普及光伏的主要方式。在计划中，政府为每户安装光伏屋顶的住户提供补贴，鼓励民众消费可再生能源。根据相关政策规定，安装光伏系统输出小于 50MW，可获得 6230 欧元/千瓦的贷款；输出高于 50MW，将获取 3315 欧元/千瓦的贷款。该计划退出后，在 90 年代中期录得 2000 个并网屋顶并网设备。同时为了促进光伏装机量，德国在《可再生能源法》中推动“买回补助”政策，公司或个人在太阳能设备安装后 20 年内，享有通过光伏发电以高于市场固定价格卖给公共电力公司的权力，补助以每年 5% 的比率递减，该政策持续至今。德国目前全球范围光伏装机排名第四，在欧洲占比第一。但由于光照资源分布不均、光伏组件成本高等因素，各地光伏发展有较大起伏。德国是日照时间较少的国家之一，一年里日照最高时长 16.8 小时，最低 7.8 小时；按地区划分最高地区日照能达到 1257 kWh/m<sup>2</sup>，最低地区 951 kWh/m<sup>2</sup>。

图 35：德国日照分布图



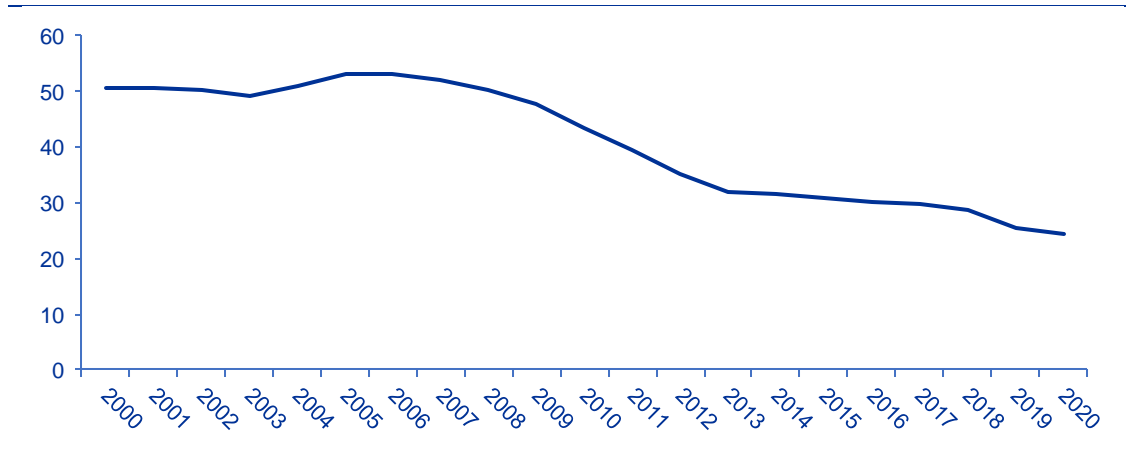
资料来源：Global Solar，申万宏源研究

德国光伏共经历了两轮发展周期，十年内将重启爆发式增长。德国光伏第一轮发展周期开始于上世纪 90 年代。在 2000 到 2003 年间，国家对于不同装机规模光伏并没有细分，直到 2004 年政府实行新的 EEG 法案，上调了光伏补贴力度并对各类型发电装置的上网电价进行细分。随后因全球金融危机减缓，德国对新能源补贴额度随时间递减，从年度改为季度并最终以为月为补贴周期。此外政府引导固定补贴逐渐转变为竞价上网，将可再生能源纳入常规电力市场，伴随光伏成本价格下降等因素导致德国国内对光伏需求大增，一度创下了累计光伏装机容量最大增幅。

在 2013 年至 2018 年第三季度，由于补贴退出及欧洲的最低限价保护政策，导致光伏项目经济性受到压制，装机规模降至约 1.2-1.5GW，仅为高峰期的五分之一，光伏发展进入停滞期。

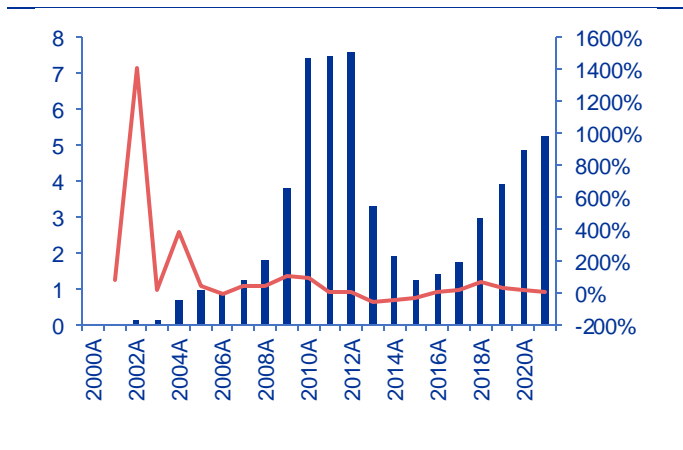
自 2018 年第四季度欧洲解除了最低限价保护政策后，光伏产业链价格大跌近 30%，平价驱动了德国市场进入第二轮发展。截至 2021 年 12 月 31 日，德国累计光伏装机容量达到 58.98GW，同比 2020 年增加 9.67%。新增装机容量从 2015 年低谷的 1.28GW 回升至 2021 年的 5.26GW，出现明显的反弹趋势。根据德国 2022 年 4 月的“复活节一揽子计划”，德国光伏装机容量将在 2030 年达到 215GW，约为 2021 年装机容量的 3.6 倍。政府激励叠加光伏平价发展周期，预计德国光伏装机量保持平均年增速超过 15%，步入十年高速发展周期。

图 36 : 2000-2020 EEG 光伏补贴 (单位 : 欧分/千瓦时)



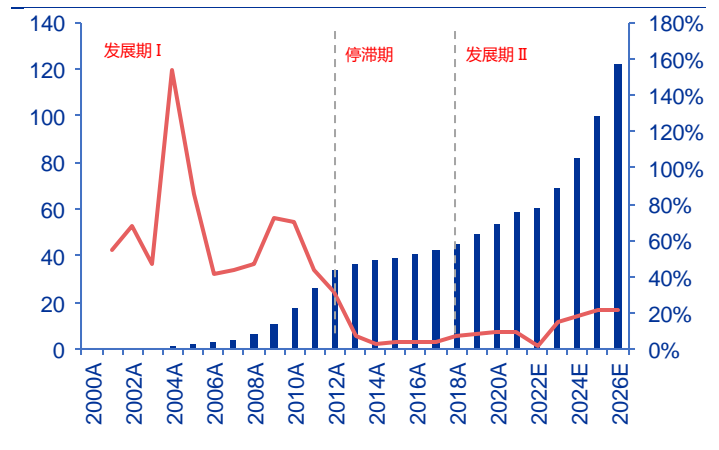
资料来源 : 德国联邦网络署, 申万宏源研究

图 37 : 近年来德国光伏新增装机容量及增速(单位 : GW)



资料来源 : IRENA, 申万宏源研究

图 38 : 德国光伏累计装机容量及规划装机容量及增速(单位 : GW)



资料来源 : IRENA, 德国政府, 申万宏源研究

## 2. 历经三十年 可再生能源的崛起与机遇

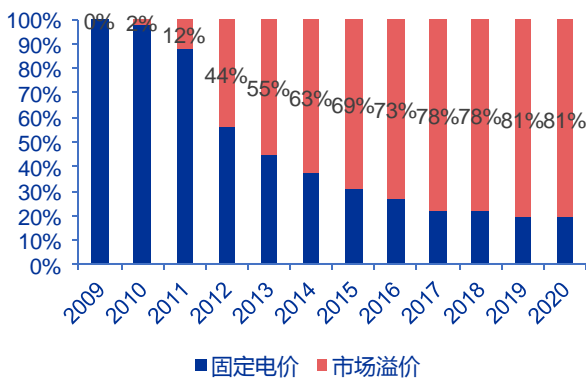
### 2.1 《可再生能源法案》为德国能源改革的奠基石

《可再生能源法案》（以下简称为“EEG”）于世纪初制定，迄今为止经过了6次修订。

1991年，德国推出了《电力上网法》，要求电网运营商以固定电价收购可再生能源电力，标志着德国第三次能源转型的序幕。而2000年EEG法案的正式推出与多次修订则真正推动并引导了德国可再生电力市场化程度逐渐加深的过程。EEG法案的发展可以分为三个阶段：固定上网电价机制（2000）、市场溢价机制（2012）以及招标机制（2014）。EEG 2000确定了以固定电价为主的可再生能源激励政策，其具有差异化，长期执行（20年的补贴期）以及详尽的费用标准与分担机制带动了可再生能源发电的快速发展。EEG 2012正式引入了市场溢价机制，选择该机制的可再生能源发电商通过直接参与日前或日内现货市场交易出售电力，结算时除了售电所获得的市场价格外还能获得一定的市场溢价补贴。EEG 2014首次提出针对光伏电站的招标试点，并于EEG 2017全面引入可再生能源发电招标制度，基于固定上网电价机制的时代结束，可再生新能源电力全面市场化时代到来。

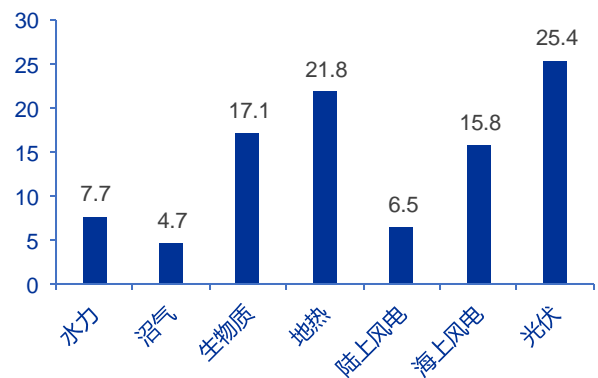
EEG设置可再生能源的发展目标并制定详细的补贴政策精准控制可再生能源发展节奏。自EEG 2000以来，EEG的每一次修订都对于可再生能源的供应提出了一个阶段性发展目标，并在各类可再生能源电力装机容量方面详细地提出了历年的装机容量计划。明确的总量目标以及详细的阶段性发展规划对于德国新能源的发展方向以及发展速度提供了指导作用。为了让可再生能源供应商匹配EEG的规划目标，EEG 2014首次引入了弹性的补贴自动降低机制，如果能源扩张超过了规划范围，则补贴的递减率将会升高，供应商获得的补贴力度将下降，如果能源扩张不及预期，则补贴递减速度下降甚至补贴规模不降反升以促进能源的扩张。光伏在2018年以来装机容量持续高于规划值，对于光伏的补贴持续保持高速下降通道。而EEG 2017取消了对陆上光伏系统的补贴，导致风电发展不及预期，因此EEG 2021重启高灵活性的EEG补贴对于可再生能源的可控发展做出保障。

图 39：EEG 补贴由固定电价向市场溢价形式发展



资料来源：德国联邦网络署，申万宏源研究

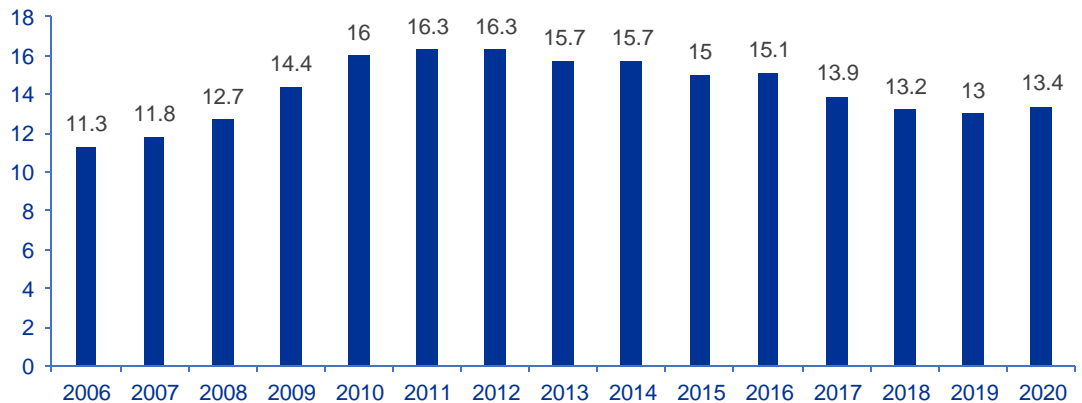
图 40：2020 年各能源 EEG 平均支付金额（单位：欧分/千瓦时）



资料来源：德国联邦网络署，申万宏源研究

目前德国已经进入全面招标时代。EEG 2017 首次全面引入可再生能源发电招标制度，固定电价仅对发电量较小的情况适用。因此 EEG 补贴自 2017 年起保持下降趋势。EEG 2021 中招标政策延续，坚持由招标投标来确定电价的市场化策略，并规定了各类可再生能源电价的最高投标限价。此外，EEG 2021 规定了每年各类可再生能源发电装机容量的投标量，此外每年额外的 500~850MW 将通过所谓的“创新拍卖”进行投标，这种拍卖不针对具体技术，陆上风能、太阳能、生物质或储能装置的组合等皆可投标。

图 41：历年 EEG 平均支付金额一览（单位：欧分/千瓦时）

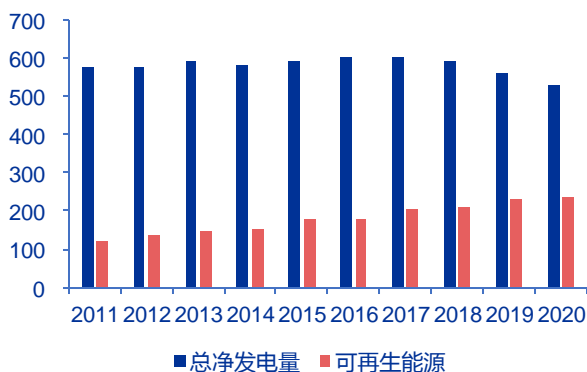


资料来源：德国联邦网络署，申万宏源研究

## 2.2 可再生能源大幅提升 十年翻番

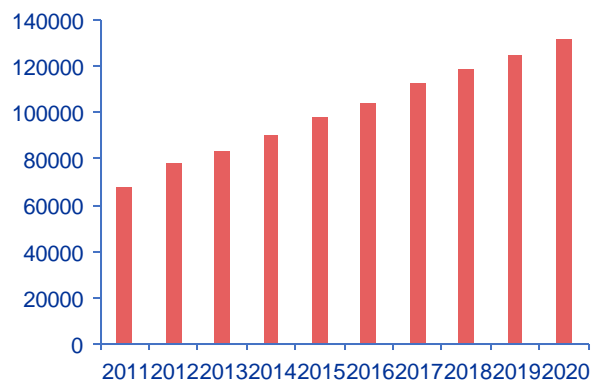
德国净发电总量近年小幅下降，但可再生能源发电量与装机容量维持增长态势。2011 年来德国净发电量总体保持较为平稳，总体呈现先上升后下降的趋势。但是可再生能源发电量保持了极为稳定的增长趋势，由 2011 年的 120 太瓦时增长至 2020 年的 237 太瓦时，CAGR 达到 7.9%。2020 年，陆上风电，光伏以及海上风电分列可再生能源发电量的前三名，三者净发电总量达到全部可再生能源发电量的约 80%。可再生能源稳定增长的装机量是保证其在发电结构中愈显重要的根本因素。2011 年德国可再生能源全部装机量为 67.42GW，十年 CAGR 达 7.7%，与发电量增长节奏保持一致。

图 42：2011-2020 年德国净发电量（单位：太瓦时）



资料来源：德国联邦网络署，申万宏源研究

图 43 2011-2020 年德国可再生能源装机量(单位 :MW)



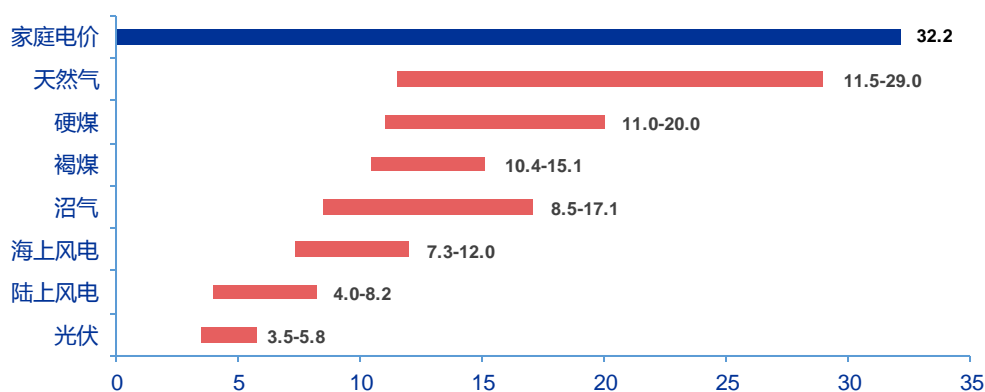
资料来源：IRENA，申万宏源研究



## 2.3 成本逐渐下降 可再生能源长期具竞争优势

2021 年可再生能源发电成本较传统能源更低。由于利用可再生能源发电无需购置燃料，以风电光伏为代表的可再生能源运行成本较低，主要支出构成为清洁，维护和维修成本，而没有能源本身的购置成本。因此，通过可再生能源发电的可变成本低于以煤炭，天然气。2021 年，在各大能源结构中光伏的平均发电成本最低，陆上风电与海上风电略高，但都远低于不可再生能源发电成本。由于 2021 年能源价格高企，尤其是天然气价格暴涨让其发电成本激增，可再生能源发电的经济性开始显现。

图 44：2021 年德国各能源发电成本（单位：欧分/千瓦时）



资料来源：弗劳恩霍夫研究所，申万宏源研究

目前陆上风电与光伏综合装机成本已经与传统能源持平。长期以来可再生能源高居不下的装机成本是阻碍其发展的重要问题，相较于已经发展成熟的传统能源，可再生能源需要靠政府补贴以提升自身竞争力。但是经过多年发展，随着可再生能源产业链的不断成熟与进步，尤其是光伏和风电目前已经将安装成本降低至与传统燃煤电厂类似的水平。尤其是光伏领域，在德国南部辐照充分地区的地面光伏系统最低发电成本可达 3.12 欧元/千瓦时，可以实现 530 欧元/千瓦的装机成本，远低于传统能源电厂。此外，陆上风电的安装成本也已经与传统能源水平接近，2021 年每千瓦装机成本在 1400 欧元-2000 欧元。经过多年发展，高昂的成本随风电与光伏多年发展而稳步下降，成本已经不再是阻碍其发展的核心问题甚至在部分能源领域已经形成了比较优势。

表 3：德国各能源安装成本（单位：欧元/千瓦）

	陆上风电	海上风电	沼气	生物质发电	小型分布式光伏	大型分布式光伏	地面光伏系统	褐煤	硬煤	天然气
2021 年下限	1400	3000	2500	3000	1000	750	530	1600	1500	800
2021 年上限	2000	4000	5000	5000	1600	1400	800	2200	2000	1100



资料来源：弗劳恩霍夫研究所，申万宏源研究

**可再生能源长期具备成本优势。**可再生能源的成本仍具备下降空间，根据弗劳恩霍夫研究所测算，到 2040 年地面光伏系统价格将降至地面安装系统的 350 欧元/千瓦以下，小型分布式光伏系统价格将降至 615 至 985 欧元/千瓦之间，较目前仍有约 40% 的下降空间，而风力发电成本未来预计将与光伏发电趋同。传统能源成本面临大幅上涨空间，由于碳配额价格上升同时伴随包括煤炭、石油、天然气等能源价格的大幅上涨，传统能源发电运营成本将进一步提升。长期来看，由于可再生能源成本仍处于下降通道，而传统能源成本由于环保压力，能源价格，政府调控等因素将不断承压，因此未来可再生能源在经济上具备极强的竞争优势。

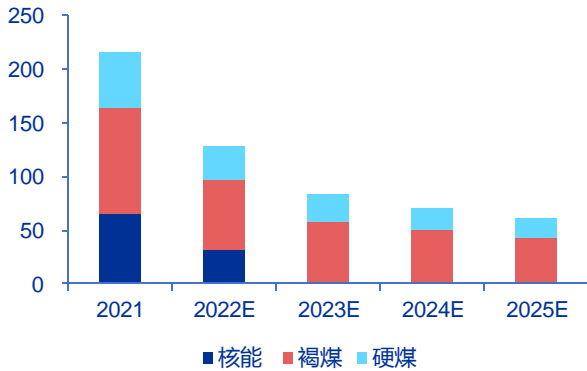
### 3. 新一轮能源转型面临挑战

**德国正处于低碳、零核能源转型时期，天然气如供给紧张将影响柔性过渡。**经过上世纪九十年代的铺垫以及 EEG 法案发行后二十年的发展，德国可再生能源在电力结构与装机成本都不在相对于传统能源处于劣势。如果天然气能够继续发挥过渡能源作用，调节可再生能源的兴起与核电与煤电退出造成的能源供给变动，德国能源改革可以柔性过渡，在维持电力总供给稳定时通过可再生能源日益彰显的经济性对传统能源实现平稳替代。自 2021 年下半年开始受国际局势影响，能源价格飙升，供给受限让正处于能源转型关键期的德国面临严峻挑战。根据德国最新出台的“复活节一揽子计划中”对可再生能源的装机规划以及参考过往德国法案，文件等对传统能源的淘汰时限，我们进行了德国电力供应测算。其中海上风电，陆上风电，光伏按照德国政府每年规划路径预测，2030 年分别达到 30GW，115GW 以及 215GW，核电和煤电按照退出年限对装机量进行平均递减，其余未有明确规划的能源按照过往发展速度给出平均预测。我们认为短期传统能源退坡过快叠加天然气供给难题下过渡作用失灵，能源结构实现总体的平稳过渡难以实现。

#### 3.1 短期：德国面临电力自给难题

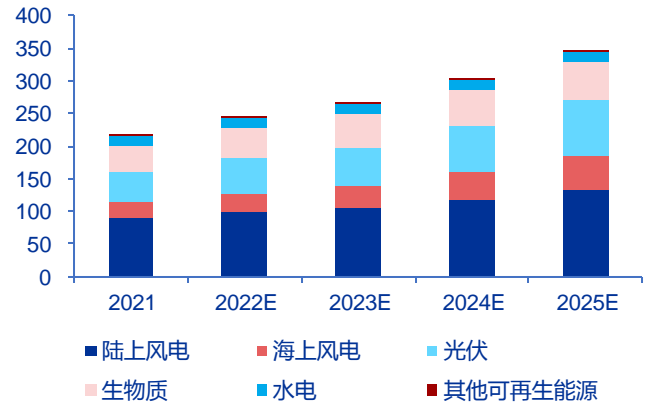
**煤电与核电减停产短期内难以弥补，预计导致德国在 2025 年前实际发电量相比目前将大幅下滑。**由于德国政府坚定的弃核政策以及煤炭发电限制法案的出台，2022 年底德国完成全面弃核，并在近年内加速燃煤电厂的淘汰。目前合计仍占据约占 40% 实际发电量的煤电与核电将在电力供应结构中 2025 年迅速降低至 13%。由于规划中可再生能源的发展速度处于先慢后快的发展趋势，2025 年前可再生能源装机量的发展弥补煤电与核电退出留下的庞大电力缺口。尤其在核能完全弃用的首个年度即 2023 年，德国将面临最严重的电力供给难题。相较于 2021 年，德国 2023 年预计可新增可再生能源电力仅有 48 太瓦时，而煤电和核电则骤降 132 太瓦时。且在 2025 年前，可再生能源的发展均不足以抵消传统能源退坡带来的发电量下滑的影响，2025 年前来自德国自身的电力供应量将都低于 2021 年水平。

图 45：2021-2025 年煤电与核电将迅速退坡（单位：太瓦时）



资料来源：德国联邦网络署，申万宏源研究

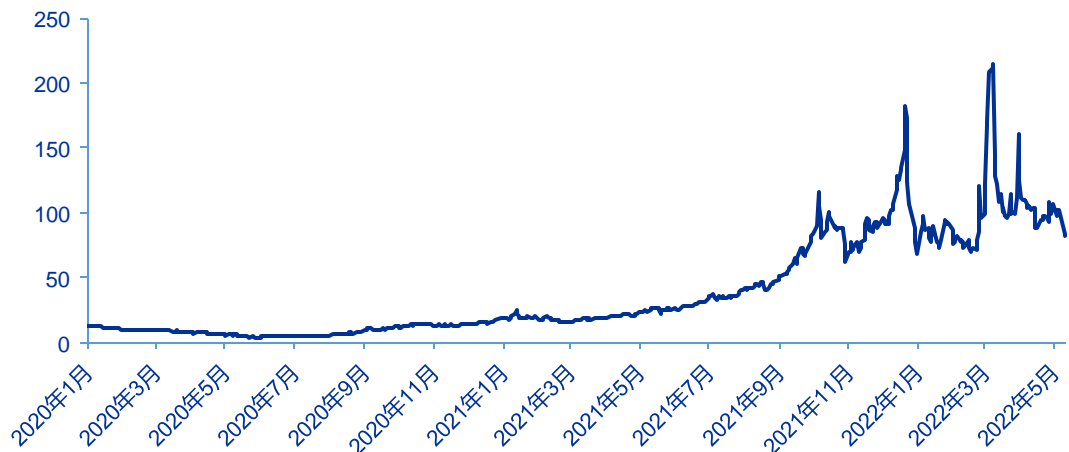
图 46：2021-2025 年各可再生能源预测发电量（单位：太瓦时）



资料来源：德国联邦网络署，申万宏源研究

**动荡国际局势下天然气难以继续承担过渡能源重任。**2020 年天然气占据德国一次能源消费的 26%，仅次于石油，同时天然气发电量占德国净发电总量的 15%。天然气凭借较高热值以及清洁的优势在 2020 年前成为仅有的能源结构中占比上升的不可再生能源。因此天然气的短缺对转型中的德国能源结构造成非常严重的能源危机，尤其是面临全球天然气、石油、乃至褐煤价格等能源集体走高的趋势下，可再生能源短期内无法满足传统能源尤其是天然气急速退坡带来的能源短缺问题。自 2021 年下半年来，天然气价格持续飙升。供给危机使得天然气发电成本位列 2021 年所有能源发电成本首位，高昂的价格对天然气发电的冲击已经显现，2021 年天然气实际发电量多年来首次下滑。尽管短期内预计伴随煤电和核电的退出，天然气在电力供应结构仍能维持当前份额，但是实际供电量受到供给以及成本的影响将大幅下滑。现有能源政策中未提到对天然气发电装机容量的规划。由于天然气发电尚未纳入欧盟绿色投资清单，如政策层面没有明确鼓励，我们认为天然气难以在德国继续发挥取代煤炭核能的过渡作用。

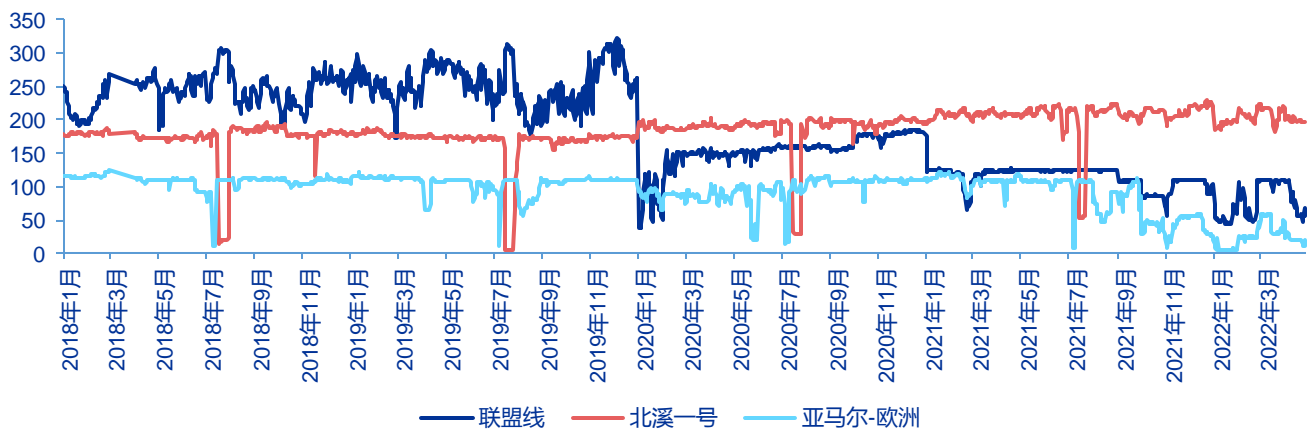
图 47：2020 年至今德国 THE 天然气现货价格（单位：欧元/兆瓦时）



资料来源：Refinitiv，申万宏源研究

**俄罗斯天然气缺口短期内难以覆盖。**俄罗斯向欧洲通过 7 条管道输送天然气，其中主要是“北溪一号”（俄罗斯-德国），“亚马尔-欧洲”（俄罗斯-白俄罗斯-波兰-德国），以及“联盟线”（俄罗斯-乌克兰-斯洛伐克-捷克-德国）。目前除北溪一号外，“亚马尔-欧洲”以及“联盟线”均处于非满额输送状态。目前俄乌的紧张局势持续，俄罗斯天然气公司对欧洲天然气供给自 2022 年一月跌入谷底后逐渐恢复，但是相较于 2020 年前向欧洲总输气量仍下降超 40%。2022 年 3 月 25 日，德国联邦经济部发布了《能源安全进展报告》，提及加强浮式液化天然气接收站使用以保障能源供给安全。在可再生能源需要可控发展的前提下，德国只能期待寻求增大 LNG 进口的方式以高昂的代价保证当前的能源供应，以短期的巨额支出等待长期能源结构的不断优化。

图 48：2018 年来俄罗斯天然气公司对欧洲天然气输送量（单位：百万立方米）



资料来源：Gazprom 官网，申万宏源研究

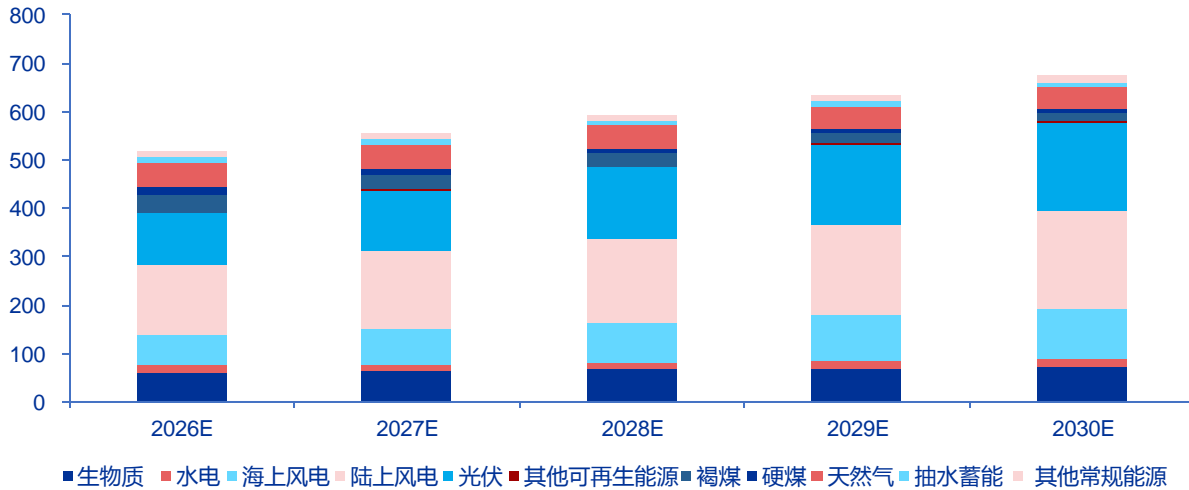
### 3.2 长期：可再生能源帮助德国实现能源独立

**化石能源价格飙升，经济性取代补贴，推动可再生能源发展。**为了应对当前的能源结构转型，德国政府在 2022 年 4 月 6 日推出的复活节一揽子计划中提出了史无前例的可再生能源发展规划目标，不断宣布加快可再生能源发展速度，提前可再生能源取代传统能源的进度。在最近几年由于补贴退坡，税收减免的条件下德国以风电，光伏为代表的可再生能源发展速度严重迟滞，尤其是陆上风能与海上风能去年装机量增速甚至不及 4%。但自 2021 年下半年起高涨的能源价格增加了传统能源的发电成本，在加速德国实现传统能源淘汰的同时凸显了可再生能源发电的经济效益。2021 年，光伏，陆上发电和海上发电的可变成本位列所有能源倒数前三名。可再生能源的经济效益是德国实现其雄心勃勃的可再生能源装机规划的基础。未来 3 年陆上风能装机平均增速为 8%，海上风能装机平均增速为 18%，光伏装机平均增速为 20%，可再生能源发展重回高速期。

**2026 年起预计德国电力供应将稳定复苏。**长期来看，德国煤电核电叠加减产效应逐渐消散，在包括天然气在内的传统能源全部进入稳定的下降通道时，新能源长期持续发展将完成对发电量和发电份额的双重替代。预计在 2026 年，德国实际电力供应量将恢复至 2021 年水平并在之后保持高速增长。届时，德国可再生能源发电将占全部能源发电的 %。年预计

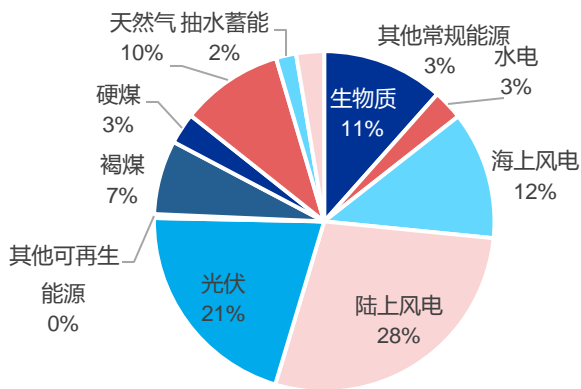
实际发电量将较 2021 年水平增长 33%，可再生能源发电将占全部能源发电的 85%。“复活节一揽子计划”中到 2035 年德国的电力应该几乎完全来自可再生能源的目标将成为现实，德国能源将不再依赖进口，实现能源独立的目标。

图 49：2026-2030 年各能源实际发电量预测（单位：太瓦时）



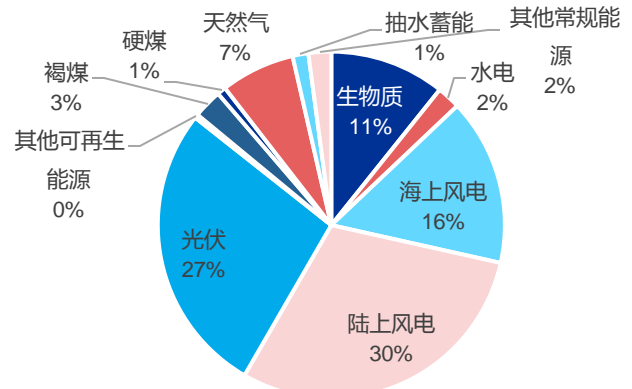
资料来源：申万宏源研究

图 50：2026 年德国发电结构预测



资料来源：申万宏源研究

图 51：2030 年德国发电结构预测



资料来源：申万宏源研究

德国能源转型已经长达 30 年，现在正是迈向可再生能源时代中高速发展期向成熟期的关键过渡期。可再生能源的发展战略不光涉及环境保护的政策，更是德国能源探索独立自主的途径。尽管目前德国仍然保持较高的对外能源依存度，在一次能源消费中可再生能源仍不及 20%，但是回溯德国可再生能源长期、有序、可控的发展历程，德国可再生能源在技术积累、政策扶持、市场化进程加深的加持下，在十年内会取得前所未有的发展速度。天然气、煤炭、核能的集体退坡会让德国的能源供应出现困局，但在可再生能源进入成熟期后，德国将扭转自身长期作为能源进口国的地位，长远来看解决能源对外依存度高的问题。

## 信息披露

### 证券分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

### 与公司有关的信息披露

本公司隶属于申万宏源证券有限公司。本公司经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司关联机构在法律许可情况下可能持有或交易本报告提到的投资标的，还可能为或争取为这些标的提供投资银行服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。客户可通过 [compliance@swsresearch.com](mailto:compliance@swsresearch.com) 索取有关披露资料或登录 [www.swsresearch.com](http://www.swsresearch.com) 信息披露栏目查询从业人员资质情况、静默期安排及关联机构的持股情况。

### 股票投资评级说明

#### 证券的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，证券与市场基准指数的涨跌幅差别为标准，定义如下：

买入 (BUY)：股价预计将上涨 20% 以上；

增持 (Outperform)：股价预计将上涨 10-20%；

持有 (Hold)：股价变动幅度预计在 -10% 和 +10% 之间；

减持 (Underperform)：股价预计将下跌 10-20%；

卖出 (SELL)：股价预计将下跌 20% 以上。

#### 行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好 (Overweight)：行业超越整体市场表现；

中性 (Neutral)：行业与整体市场表现基本持平；

看淡 (Underweight)：行业弱于整体市场表现。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。本公司使用自己的行业分类体系。如果您对我们的行业分类有兴趣，可以向我们的销售员索取。

本报告采用的基准指数：恒生中国企业指数

## 法律声明

本报告由上海申银万国证券研究所有限公司（隶属于申万宏源证券有限公司，以下简称“本公司”）在中华人民共和国境内（香港、澳门、台湾除外）发布，仅供本公司的客户（包括合格的境外机构投资者等合法合规的客户）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司 <http://www.swsresearch.com> 网站刊载的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。本报告首页列示的联系人，除非另有说明，仅作为本公司就本报告与客户的联络人，承担联络工作，不从事任何证券投资咨询服务业务。

本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的真实性、准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为作出投资决策的惟一因素。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本公司特别提示，本公司不会与任何客户以任何形式分享证券投资收益或分担证券投资损失，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司强烈建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。市场有风险，投资需谨慎。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记，未获本公司同意，任何人均无权在任何情况下使用他们。