

# 德国电力系统转型对我国新能源发展运行的启示

梁志峰<sup>1,2</sup>, 礼晓飞<sup>3</sup>, 郭琳润<sup>3</sup>, 张金平<sup>3</sup>

- (1. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 海淀区 100084;  
2. 国家电网有限公司国家电力调度控制中心, 北京市 西城区 100031)

## Enlightenment of Germany's Power System Transformation on the Development and Operation of Renewable Energy in China

LIANG Zhifeng<sup>1,2</sup>, LI Xiaofei<sup>3</sup>, GUO Linrun<sup>3</sup>, ZHANG Jinping<sup>3</sup>

- (1. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Haidian District, Beijing 100084, China;  
2. National Electric Power Dispatching and Control Center of State Grid Corporation of China,  
Xicheng District, Beijing 100031, China)

**ABSTRACT:** Germany initiated its energy transition early, with renewable energy capacity accounting for 55% of the total installed capacity by 2022, positioning the country at the forefront globally. Germany's energy transition primarily relies on the development of renewable energy sources. Throughout the process, the operational methods of its power system, electricity market transactions, and management models offer crucial insights into China's renewable energy development. This paper begins by examining Germany's power system development and its key characteristics, focusing on management, operation, and infrastructure. It then summarizes the transaction mechanisms in the German electricity market and the market participation models for renewable energy sources. Subsequently, a comparative analysis between China and Germany is conducted in four aspects: the operation and management of renewable energy integration into the grid, establishing technical standards, power generation forecasting, and market mechanisms. Finally, considering the actual state of China's power grid operation, the paper concludes with insights into the future development and operation of renewable energy sources.

**KEY WORDS:** power system in transition; renewable energy; distributed photovoltaic; electric power dispatching; electricity market

**摘要:** 德国能源转型起步早, 2022 年可再生能源装机容量占总装机容量之比达到了 55%, 在全世界处于领先地位。德国能源转型主要依靠发展新能源, 德国能源转型过程中, 其电力系统运行方式、电力市场交易和管理模式方面对我国新能源发展具有重要的借鉴意义。首先从管理、运行和基础设施 3 方面梳理德国电力系统发展的情况及主要特点; 然后归纳了德国电力市场的交易机制和新能源参与市场模式; 进而在新能源并网运行管理、技术标准制定、发电功率预测及市场机制 4 个方面, 开展中国与德国对比分析; 最后结合我国电

网运行的实际情况, 总结出未来新能源发展与运行的启示。

**关键词:** 电力系统转型; 新能源; 分布式光伏; 调度运行; 电力市场

**DOI:** 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0222

## 0 引言

德国煤炭储量丰富、油气资源贫乏, 除硬煤、褐煤的储量丰富之外, 在原料供应方面很大程度上依赖进口, 能源自给率较低。德国计划于 2045 年实现“碳中和”, 比欧盟提前 5 年。为实现这一目标, 德国较早地开始能源转型, 并于 1990 年实现“碳达峰”。德国的碳减排成效显著, 自 1990 年以来德国碳排放减少了 40%<sup>[1]</sup>。在电力消费方面, 德国能源电力消费趋于饱和并呈现下降趋势, 德国政府最新设定的目标是 2030 年使可再生资源在电力消费中的比例升至 65%<sup>[2]</sup>。

电力行业是德国碳排放大户, 发展可再生能源发电、推动电力低碳转型, 是德国实现“碳中和”的重要举措。德国水电未来增长空间有限, 可再生能源装机增长以新能源为主。近 30 年, 德国新能源发电装机容量增长了近 1.2 亿 kW, 年均增速 12%; 新能源发电量增至 1855 亿 kW·h, 发电量占比年均增速达到 1.1%。根据德国 2021 年版《可再生能源法》的发展计划, 2030 年风电、光伏发电装机容量将分别达到 9100 万 kW 和 1 亿 kW<sup>[3]</sup>, 在欧洲处于领先地位。根据德国联邦经济事务和气候行动部发布报告显示, 为加快低碳转型进度, 提高新能源电量占比, 德国提出了“退煤弃核”政策, 计划 2030 年煤电装机容量降至 1700 万 kW, 最迟到

2038年所有煤电机组将退出运营,2022年将核电站关闭<sup>[4]</sup>。受俄乌冲突导致能源价格高涨影响,德国最后一座核电厂关闭计划推迟,于2023年4月关闭。

我国碳达峰、碳中和目标提出后,电力系统低碳转型呈加速发展趋势。截至2022年底,中国新能源装机容量达到7.6亿kW,装机容量占比29.7%<sup>[5]</sup>。截至2022年底,新能源发电量达11900亿kW·h,占全部发电量的13.4%。近年来,我国新能源消纳持续保持较高水平,2022年全国风电、光伏发电利用率分别为96.8%、98.3%<sup>[6]</sup>。但随着新能源装机容量增长和占比的不断提高,现有的电网调节能力和消纳空间将逐渐饱和,新能源高利用率水平难以长期维持。同时,随着新能源装机占比的逐步提升,给电力系统稳定运行和市场机制建设提出了挑战。在电力供应方面,2021年下半年,我国局部地区出现了因电力供应紧缺导致负荷有序用电的情况,电力供应不足时段内新能源发电的支撑能力有限;在市场化建设方面,我国目前在甘肃、山西等多地开展了现货市场建设,然而,在部分市场建设过程中,出现了例如中长期市场与辅助服务市场的配套协调机制不完善,以及一些试点省份因不平衡资金出现而引发电费结算的分摊争议等问题<sup>[7]</sup>,这不仅令新能源市场化消纳受到了一定的限制,还对市场的利益分配和稳定运营产生了不利影响。

德国在没有重大技术突破的前提下实现了高比例新能源稳定运行,在新能源并网运行和市场化交易方面对我国新能源发展与运行具有重要借鉴意义。为此,本文首先调研了德国电力系统组织结构和系统的基本情况,总结了其源网荷的主要特征;梳理了德国电力市场的组织和运行机制特点,研究其市场机制和平衡方式;从并网运行管理、预测预报、市场机制等方面,对中德分布式新能源相关问题的开展对比分析;最后,提出了我国未来新能源发展及运行的启示和建议。

## 1 德国电力系统运行概况

### 1.1 电力系统管理及组织架构

德国电力系统管理部门包括联邦网络管理局(Bundesnetzagentur, BNetzA)、联邦卡特尔局(Bundeskartellamt, BKartA)和联邦金融监管局(Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, BaFin)。德国联邦网络管理局主要负责监管大型的输电网运营商和配电网运营商,地区当局负责监管小型配电网运营商;德国联邦卡特尔局负责监管电

力行业竞争活动,包括监测市场并购和市场参与者的潜在限制竞争行为;德国联邦金融监管局负责监管电力交易。

德国电网调度运行由输电网运营商(transmission system operator, TSO)和配电网运营商(distribution system operator, DSO)共同负责。输电网运行管理由4家TSO组成,即Amprion、EnBW、TenneT和50Hertz;配电网运行管理由DSO负责,目前德国DSO数量约为900家,大多数DSO作为市政公用事业运营的垂直整合公司<sup>[3]</sup>。与我国电网调度机构相比,德国的TSO类似于我国的省级电网调度机构,DSO类似于我国的地/县调度机构。德国电力监管机构与及监管对象见图1。

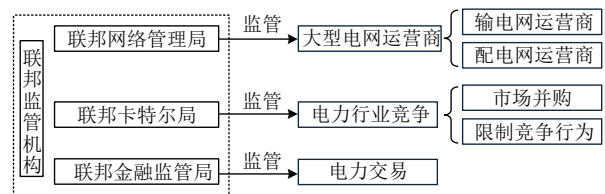


图1 德国电力系统监管机构职责示意图

Fig. 1 Diagram of German federal authorities of power system

### 1.2 德国电力系统结构特点

#### 1.2.1 德国电源情况

德国电源结构的主要特点是新能源发电装机占比高,光伏发电主要以分布式发电形式接入配电网。2022年,德国电源总装机容量为2.24亿kW,其中风力发电和光伏发电的装机容量为1.21亿kW,占比为54%,其中风电装机容量为6324万kW、光伏发电装机容量为5800万kW。德国各类电源装机容量及占比见图2<sup>[8]</sup>。德国光伏发电主要以分布式光伏为主,分布式光伏发电装机容量为4300万kW<sup>[9]</sup>,占比为74%,较国家电网有限公司(简称“国网”)经营区分布式光伏发电占比高出近30%。

德国电源结构中灵活调节电源占比高,为平抑

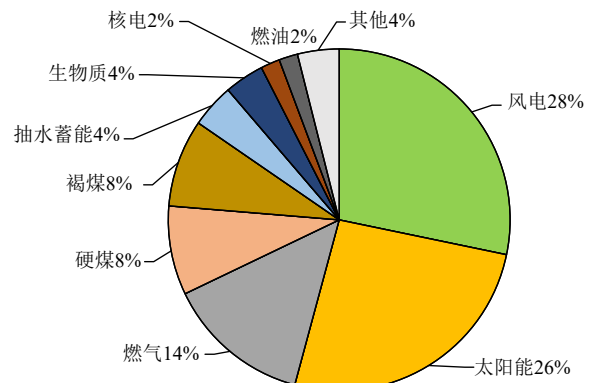


图2 2022年德国电源装机占比

Fig. 2 Total installed capacity of Germany, 2022

新能源发电波动提供了充足的调节资源。德国灵活调节电源由燃气发电、燃油发电、抽水蓄能、硬煤发电和储能电站构成，各类灵活调节电源装机容量合计 6840 万 kW，占总装机比例为 30%，较国网经营区高出了 18%。德国硬煤发电机组最小技术出力可降至额定容量的 10%<sup>[10]</sup>，核电机组也具有一定的调节能力，常规电源的调节性能指标见表 1。与德国相比，我国煤电机组最小技术出力一般为额定容量的 50%左右，核电机组基本不参与电力系统调峰。

德国持续推动储能技术创新和应用，并通过提供安装补贴、税收减免等措施带动储能产业快速发展。德国储能设施按技术类型划分主要包括抽水蓄能、电池储能、压缩空气储能以及电制 X(Power-to-X)。其中，电池储能随着技术发展和成本的降低得到广泛应用，可以快速调整出力以应对系统中可再生能源发电带来的波动，装机容量超 400 万 kW、装机占比达到 50%<sup>[11-12]</sup>。从德国储能用户类型来看，储能主要包括户用储能(home storage system, HSS)、工商业储能(industrial storage system, ISS)和大型储能(large-scale storage systems, LSS)，其中以户用储能为主并在近几年呈现快速增长趋势，户用储能既可以独立运行又可以在电力系统出现波动时作为虚拟电池参与备用服务<sup>[13-14]</sup>，2022 年德国户用储能新增装机占各类用户储能的 70%以上。

分类	最小技术出力/%	爬坡速率/(%/min)
硬煤煤电	10~20	2~8
褐煤煤电	30~40	2~8
燃气	20~30	4~12
核电	50	0.5

### 1.2.2 德国电网情况

从欧洲大电网来看，德国电网处于核心枢纽位置，通过 64 条交直流线路与联盟内的 9 个邻国互联互通<sup>[15]</sup>，跨国互联容量约为 3500 万 kW。其中通过交流线路与波兰、捷克、奥地利、列支敦士登、瑞士、法国、卢森堡、比利时、丹麦等国互联，通过 3 条直流与丹麦、瑞典、挪威等国互联，见图 3。

德国骨干电网由 380/220kV 电压等级的高压输电电网构成，线路总长度约为 3.6 万 km。配电网包括 3 个电压等级，分别是高压(100kV)、中压(20kV)和低压(400V)，配电网长度累计约 178 万 km<sup>[16]</sup>，配电网线路长度占电网线路总长度的 98%，较国网经营区高出 9%。

从跨国交易电量来看，德国跨国联络线交换电



图 3 德国电网与周边邻国电网互联情况

Fig. 3 Interconnection of German power grid with the neighboring countries' power grids

量逐年增长，2020 年为 1150 亿 kW·h，其中外送电量为 669 亿 kW·h、受入电量为 480 亿 kW·h。近年来德国逐年进出口电量变化情况见图 4<sup>[17]</sup>。

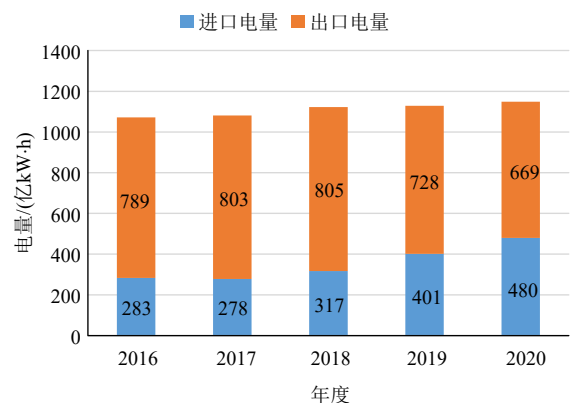


图 4 2016—2020 年德国进出口电量

Fig. 4 Import and export electricity flow of Germany from 2016 to 2020

### 1.2.3 德国负荷用电情况

从 1990 年至今，德国全社会负荷用电量呈先上升后下降的趋势，2006 年全社会用电量达到峰值 5995 亿 kW·h，此后用电量年均降幅约为 0.75%，2020 年全社会用电量为 5356 亿 kW·h，见图 5<sup>[18]</sup>。从负荷用电功率来看，德国最大负荷约为 7600 万 kW。在不考虑风电、光伏发电的情况下，德国常规电源装机容量为 1.03 亿 kW，加之跨国联络线输电能力为 0.35 亿 kW，常规电源发电能力合计为最大负荷的 1.8 倍，电源侧保供能力充足。相比之下，我国仍处于经济快速发展阶段，用电量保持增长趋势，国网经营区负荷用电量“十三五”期间年均增



速 5.7%，“十四五”期间预计负荷年均增速超过 5%，电力保供压力高于德国。

德国负荷需求侧响应资源丰富，主要集中在工业领域。其中钢铁、化工、塑料等工业领域可调负荷能力达到 1000 万 kW，占最大用电负荷的 13%，主要通过短暂加快或放缓生产活动，或者改变生产时间来提供需求响应，调节时长各工业领域不尽相同，从 24h 到 3 周不等<sup>[18]</sup>。德国在需求侧管理领域也探索向上负荷响应的可能性，相关研究表明，1h 以上的需求侧提升负荷响应具有经济可行潜力，可达 70 万 kW。德国能源署(Deutsche Energie-Agentur, DEnA)研究显示，大型高耗能企业可以独立参与需求侧响应，小型用能企业主要可以通过虚拟电厂(virtual power plant, VPP)聚合模式参与需求侧响应<sup>[19]</sup>。我国于 2010 年由国家发展改革委员会《电力需求侧管理办法》正式提出需求侧响应的概念，经修订后于 2023 年发布了《电力需求侧管理办法(2023 年版)》，建立和完善需求侧资源与电力系统运行调节的衔接机制，需求侧资源正式进入实践研究，随着新型电力系统建设的稳步推进，需求侧资源利用研究也在不断完善当中<sup>[20-21]</sup>。

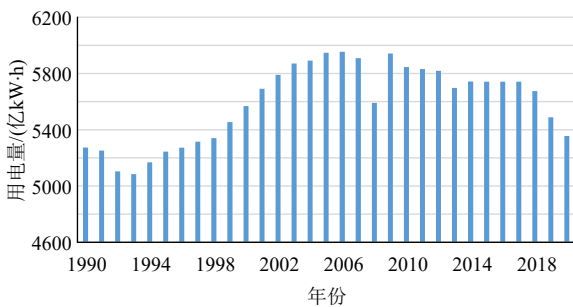


图 5 德国负荷用电量逐年变化情况

Fig. 5 Electricity consumption in Germany changes over years

### 1.3 电网阻塞管理

德国风电主要集中在北部地区，风电大发时北电南输电能力不足将导致电网阻塞。当出现阻塞、电压等系统安全问题时，德国电网运营商(TSO 和 DSO)通过再调度机制(Redispatch)调整阻塞线路两端的传统电厂出力，解决电网的阻塞问题。随着新能源发电占比不断提高，德国电网的阻塞问题也愈发严峻，传统阻塞管理机制无法有效控制大量的分布式电源，必须尽可能多地调动各种资源保障电网安全稳定运行，为此，2021 年德国调度机构对再调度机制进行修改完善，提出了再调度 2.0 版本<sup>[22]</sup>。与传统再调度机制相比，德国再调度 2.0 扩大了参与主体，将可调整的机组规模由 10 MW 以上常规电源扩大至 100 kW 以上的所有类型电源，并扩展

至部分 100 kW 以下的发电机组。再调度 2.0 构建了一种自下而上的协调机制，低电压等级配电运营商优先满足自身的再调度需求，并将剩余调节能力上报给上级运营商。这一新型的阻塞管理机制不仅需要四大输电运营商的参与，还要求 900 余家配电网运营商积极参与，因此，各级运营商之间需要进行有效的协调和配合。

再调度 2.0 的推动促使电网运营商和发电厂运营商更深刻地认识到它们在能源转型中电力潮流阻塞管理中的作用和责任。根据德国再调度 2.0 收集的来自所有电网运营商的一致性数据，德国输电和配电运营商将能够更准确地预测和监测输配电网的状态。按照再调度 2.0 的规定，配电运营商还能够利用来自其他配电网的调控资源，从而有助于最大程度地减少对可再生能源和热电联产发电厂的再调度需求。与传统再调度相比，再调度 2.0 的运行模式通过实施输配一体的电力平衡调度，显著降低了电力平衡过程中的风险，使可再生能源和热电联产发电厂能够享有与常规发电厂同等的待遇。表 2 展示了德国传统再调度与再调度 2.0 的对比情况。

分类	传统再调度(Redispatch)	再调度 2.0(Redispatch 2.0)
参与主体	10MW 以上的传统电源	100kW 以上各类型电源，部分可控 100kW 以下机组
实施主体	4 家 TSO	4 家 TSO 和所有 DSO(约 900 家)
调整机制	优先调整传统电源出力消除阻塞，资源用尽后，削减	可再生能源和热电联产机组的成本乘以一个“系数”(5~15 之间)，作为等效成本，与传统电源一同参与再调度

### 1.4 德国新能源运行实例

在德国电网的实际调度运行中，各种电源灵活调整发电出力，以适应新能源发电出力的波动。同时，跨国联络线也与新能源协同运行，确保实时的电力平衡。这一协同调度和运行机制使得在新能源占比逐年增加的情况下，德国电网仍能保持较高的利用率水平。截至 2019 年，德国风电的利用率达到 95%，光伏发电的利用率接近 100%。

以德国电网 1 周的电源发电运行情况为例，各类电源的平衡情况如图 6 所示<sup>[23]</sup>。可以看出，在新能源较小发电时段，煤电和燃气机组基本都运行在满发状态，抽水蓄能设备也以最大出力运行。此外，德国需要增加电力的外购，以满足本地电力平衡的需求。而在新能源较大发电时段，风电和光伏发电

的最大出力合计达到 3600 万 kW，此时煤电机组和燃气机组逐步减少至最小出力。同时，跨国联络线由电力受入转为电力送出，最大送出功率达到 2300 万 kW，占当时新能源发电功率的 55%。

## 2 德国新能源参与电力市场情况

### 2.1 德国电力市场基本情况

德国电力市场隶属于欧洲统一电力市场，采用的是典型的分散式市场化交易模式，新能源与常规电源均参与市场化交易。随着新能源在电力系统中占比逐渐提高，德国电力市场不断适应新能源的波动特性，通过欧盟电力市场耦合和缩短交割时间的方式完善电力市场的运行模式。

#### 2.1.1 电力市场结构

在德国电力市场中，交易的先后顺序分别是中长期、现货和备用市场，而容量市场并未设置。中长期合约、日前市场和日内市场均属于物理市场，备用市场用于调节平衡偏差。中长期交易由输电容量联合分配办公室(joint allocation office, JAO)组织实施，主要采用场外双边交易，交易双方通过购买与中长期交易电量相匹配的物理输电权来确保交易的实施。交易完成后，须备案于各自国家的交易中心<sup>[24]</sup>。现货市场由欧洲电力交易所(EPEX SPOT)组织实施，包括日前市场和日内市场，其中日前市场采用日前集中竞价交易方式，而日内市场则涵盖了日内集中竞价交易和日内连续交易。备用市场则由 TSO 负责组织实施，旨在建立协调平衡区域，以确保在 15min 内维持供需平衡。

#### 2.1.2 日前市场

日前市场是现货市场中的主要交易平台，市场参与者需要在运行前一天的正午 12:00 时之前提交竞价价格，而竞价结果将在 12:40 前公布<sup>[26]</sup>。自 2006

年起，欧洲启动了日前市场耦合(price coupling of regions, PCR)，该机制旨在整合成员国的市场供需和跨国输电容量，形成各国日前发电计划以及跨国联络线计划<sup>[24,27]</sup>。

最初欧洲跨国交易采用的跨国输电权拍卖机制将跨国容量交易和能量交易分开拍卖，存在一些问题，比如信息不对等可能导致购买的能量和跨国容量不匹配，购买容量与实际潮流相反等<sup>[28]</sup>，这限制了资源的跨国自由流动。随着跨国日前市场的耦合，输电权交易主要发生在中长期层面。

日前市场耦合通过同时优化出清容量和跨国容量，自动使跨国输电容量与优化结果匹配，从而确保了交易结果的顺利执行。这一耦合机制扩大了资源配置的范围，使得新能源的消纳压力从本国就地消纳向国际间的电能交换转移。

#### 2.1.3 日内市场

日内市场是在日前市场关闭后，市场成员继续进行电量交易的平台。2011 年，欧洲电力交易所首次在德国推出了日内连续交易。日内连续交易于结束日前交易市场(Day-1 日 12:00)后的 3h(Day-1 日 15:00)开放，并在交割前的 5min 闭市<sup>[29]</sup>。这一机制为新能源场站和其他市场参与成员提供了更贴近实际运行供需情况的市场交易机会<sup>[30]</sup>，有助于降低新能源出力预测误差对系统平衡的影响，减少因新能源出力波动而引起的系统不平衡状态。

截至目前，德国日内市场的交易量已占日前交易量的 15%左右<sup>[10]</sup>，且这一比例仍在不断增长。日内交易量的增加表明系统对灵活发电的需求不断提高，新能源的高效消纳也依赖于这种灵活且接近实时的交易方式。

#### 2.1.4 备用市场

电力备用市场是确保德国电网稳定运行的重

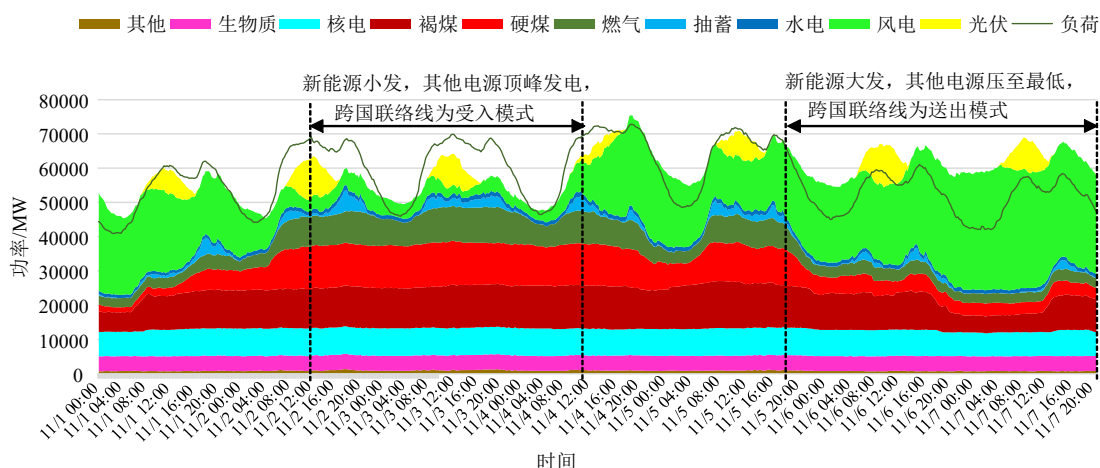


图 6 2021 年德国电网典型周电力平衡情况

Fig. 6 Typical weekly power balance of the German power grid in 2021

要手段。当系统出现无法通过日内交易消除的不平衡偏差时, TSO 可以通过调用备用来恢复系统平衡。德国备用市场根据机组启动时间或备用完全启动所需时长<sup>[10]</sup>, 划分为一次备用、二次备用和三次备用。具体而言, 一次备用需要在故障出现后的 30s 内启动, 以稳定电网频率; 二次备用则需要在 5min 内启动, 以平衡区域内的发用电需求; 而三次备用需要在 15min 内启动, 以替代二次备用, 以满足系统实时平衡。在招标周期方面, 一次备用每周进行一次招标, 而二次备用和三次备用每日进行招标。备用市场的交易种类可参见表 3。

表 3 德国备用市场品种分类要求  
Table 3 Requirements of the different types of control reserves in Germany

分类	一次备用	二次备用	三次备用
目标	在扰动发生后稳定电网频率	平衡控制区域, 使电网频率回到正常范围, 取代一次备用	补充和取代二次备用
启动时间	30s	5min	15min
招标周期	1 周	每日	每日

由于备用调取费是由引起不平衡偏差的市场参与者承担的, 市场参与者通常会尽量在闭市前通过市场交易来优化发用电曲线, 以平衡系统供需, 从而减少因偏差而造成的经济损失。尽管备用的购买价格通常远高于日前和日内市场, 但这种优化交易方式有助于降低系统的不平衡风险。

## 2.2 新能源参与市场模式

### 2.2.1 平衡单元

平衡单元(balancing group)的物理组成由发电机组和用户形成的聚合体构成<sup>[31]</sup>。通过预测内部发电能力和负荷用电需求, 平衡单元在不同时间尺度上参与市场交易, 以维持自身的“发电+净受电合同=负荷”关系。德国新能源发电通过平衡单元参与市场交易。

平衡单元的运行遵循自平衡和自调度的原则, 自行制定发用电计划曲线。若在日内市场闭市前平衡单元未能实现平衡, TSO 要求该平衡单元在市场中继续进行交易, 以更正其发电计划。而若在日内市场闭市后发生电厂停电或其他故障, 或者负荷、新能源出力预测存在偏差<sup>[32]</sup>, 这时已无法通过市场交易来消除偏差, TSO 将调取备用平衡系统, 由造成偏差的平衡单元支付昂贵的不平衡费用。

### 2.2.2 新能源发电偏差的处理方法

新能源作为平衡单元的一部分, 其出力偏差在市场闭市前后采用不同的处理方法。从市场开闭市的先后顺序来看: 在中长期市场中, 新能源场站根据历史规律确定基准出力曲线, 并与用户签订中

期合同。在日前市场中, 根据日前功率预测, 新能源进行日前市场交易。在日内市场中, 新能源根据超短期功率预测通过日内市场交易进一步调整。对于新能源大发的情况, 可以进行补签发电合同, 而在新能源出力不足时, 可以从市场购电。

市场闭市后, 即实时运行时, 如果新能源预测出现偏差, 已无法通过市场交易来平衡供需关系, 那么该平衡单元需要通过购买备用来调整。此时, TSO 会控制常规电源的出力, 以消除失衡情况, 保持实时运行的平衡。这一操作保障了电力系统在闭市后的实时运行中能够有效应对新能源预测偏差带来的挑战。

## 3 中德分布式光伏相关问题对比分析

德国的光伏发电主要以分布式接入电网为主, 本节将从并网及运行管理、标准规范、功率预测和市场机制 4 个方面对德国和中国进行对比分析。

### 3.1 并网及运行管理

#### 3.1.1 并网管理

德国对分布式光伏发电项目进行了 2 种类型的划分, 分别是接入低压配电网和接入中压配网, 根据容量的不同进行分类, 容量越小的项目流程越简单。对于小于 5 kW 的居民用户光伏发电系统, 仅需进行法人注册即可提出并网申请, 无需进行环评和审批。在前期规划和设计过程中, 项目需要遵循 VDE-AR-N 4105《发电系统接入低压电网并网技术要求》标准中的技术规范。相比之下, 我国在分布式光伏并网方面明确了主要环节及工作时限, 根据接入的电压等级进行划分, 接入的电压等级越高, 所需时间越长。

在并网管理方面, 德国和中国都倾向于压缩管理环节, 以提高小容量或低电压等级的分布式光伏并网效率。德国注重分布式光伏并网的经济性, 根据法院要求, 若配套电网改造投资超过了分布式光伏项目本体投资额的 25%, 电网企业可拒绝该项目的并网申请<sup>[33-34]</sup>。相对应地, 中国国家能源局要求电网企业负责对配电网进行升级改造以满足试点地区的分布式光伏接入, 但对分布式电源项目接入电网的改造成本考虑不足。强调分布式光伏项目并网的经济性可通过项目规划选址来减少电网改造成本。

#### 3.1.2 运行管理

德国的《可再生能源法》规定, 不同的 DSO 可根据其自身情况, 针对容量大于 100 kW 的可再生能源发电设备制定相应的遥测和遥调技术标准,



并要求其强制执行。德国分布式光伏的调控技术较为成熟,已经实现了分级调控,并对控制精度有明确要求。以柏林配电网为例,当系统频率升高时,DSO 会接到 TSO 的降低出力指令,通过馈入管理系统(feed-in management)实现对接入配电网的分布式光伏发电功率的分级调控,功率下调比例可以为 60%、30%或者 0%,调整后结果反馈给 TSO;当系统频率降低时,DSO 通过馈入管理系统调增分布式光伏发电功率,最大上调比例可达 100%<sup>[35]</sup>。德国分布式光伏采用不同的调控方式如表 4 所示。

与此不同,我国目前仅实现了对 10 kV 接入的分布式光伏电站的直接采集和直接控制,而对于 380/220 V 接入的分布式光伏尚未实现分级调控,相关技术路线仍处于试点阶段。我国目前在 380/220 V 分布式电源试点信息采集方面采用 5 种模式,包括传统用电信息采集系统模式、无线公网直接采集模式、高速电力载波通信采集模式、智能自动化终端采集模式和第三方平台数据接入模式,并在浙江、江苏、山东、河北等地区进行了试点测试。

表 5 中德分布式光伏并网标准指标对比情况  
Table 5 Comparisons of integration requirements of distributed PV

标准	有功频率响应	无功电压调节	故障穿越	
			低电压穿越(电压跌落深度-穿越时间)	高电压穿越(电压升高幅度-穿越时间)
VDE-AR-N 4110	均要求具备	1) 具备 4 种控制模式;	0.15 pu-150 ms 及 0.85 pu-3 s	1.25 pu-100 ms 及 1.2 pu-5 s
VDE-AR-N 4105		2) 多模式切换能力; 3) 参与电网电压调节		
GB/T 33593	建议具备	1) 恒功率因数控制模式; 2) 不参与电网电压调节	10kV 要求: 0.2 pu-625 ms 及 0.85 pu-2 s, 380 V 不要求	不要求

### 3.2.1 有功控制和频率响应

德国的标准要求分布式光伏发电项目具备有功功率控制和频率响应能力。在电网频率波动时,分布式电源的有功输出应支撑系统的频率调节,并且不得随意脱网。在过频或欠频情况下,分布式电源应按照预设要求调整有功输出,且在系统频率低于 47.5 Hz 时,分布式电源须立即脱网<sup>[35,37]</sup>。

我国的分布式光伏相关标准及 GB/T 31464—2022《电网运行准则》对中压(10(6)~35 kV)并网的分布式光伏发电要求具备有功功率调节能力,有功功率偏差及功率变化率不应超过电网调度机构的给定值,并能够根据频率、调度指令等调整出力。但我国标准没有给出分布式电源的下垂控制曲线,当系统频率低于 48 Hz 时,分布式电源须立刻终止向电网送电。对于低压并网的分布式光伏,则没有相应的要求<sup>[38-39]</sup>。

表 4 德国不同容量分布式光伏控制方式  
Table 4 Control methods for distributed PV systems of different capacities in Germany

分布式电源容量	DSO 与遥控装置之间通信方式	控制方式	调节精度
小于 100kW	脉动控制(ripple control)	DSO 通过分布式光伏馈入管理系统分级调控	
100kW~2MW	电力线载波	DSO 通过配电线路下达控制指令至遥控装置,然后由遥控装置直接控制分布式光伏出力	4 个调节等级: 0%、30%、60%和 100%
大于 2MW	通用分组无线业务	DSO 通过无线通信网络下达控制指令至遥控装置,然后由遥控装置直接控制光伏出力	调节精度至少要达到额定容量的 10%

### 3.2 标准规范

德国的分布式电源并网标准包括 VDE-AR-N 4110《发电系统接入中压电网并网规范》和 VDE-AR-N 4105《发电系统接入低压电网并网技术要求》。我国相应的标准是 GB/T 33593《分布式电源并网技术要求》。以下将从有功-频率、无功-电压、故障穿越 3 个方面对比分析中德分布式光伏并网标准的指标(表 5)。

### 3.2.2 无功控制和电压调节

德国的标准要求分布式光伏发电项目参与电网电压调节,具备无功控制和电压调节的能力。分布式光伏应具备多种无功电压控制模式,并能够在不同模式间灵活切换,包括基于并网点电压幅值的无功功率控制模式、基于有功功率的无功功率控制模式、恒无功功率控制模式(低压标准不要求)、恒功率因数控制模式。

我国分布式光伏相关标准及 GB/T 36274—2018《微电网能量管理系统技术规范》对中压并网的分布式光伏发电要求具备无功电压调节能力,无功电压控制模式为恒功率因数控制模式,对于低压并网的分布式光伏则没有相关要求。

### 3.2.3 故障穿越

德国的 VDE-AR-N 4110 和 VDE-AR-N 4105 标准都要求分布式电源具备高、低电压穿越能力。其

中, VDE-AR-N 4110 规定低电压穿越电压最低跌落为 0.15 pu, 故障穿越时间为 150 ms; 高电压穿越电压最高可增至 1.25 pu, 故障穿越时间为 100 ms。德国的标准通过对分布式高、低电压穿越的严格要求, 可以防止电网故障期间分布式电源的自动退出<sup>[40]</sup>。

与德国相比, 我国的标准对分布式电源的故障穿越能力要求较为宽松。对于中压并网的分布式电源, 最低电压跌落为 0.2 pu, 故障穿越时间为 625 ms。而对于 10(6) kV 及以下电压等级接入的户用分布式电源, 则没有低电压穿越的要求。我国的分布式电源相关标准也未要求分布式光伏发电具备高电压穿越的能力。

### 3.3 功率预测

德国在气象预报技术方面具有悠久的历史, 气象数据记录可以追溯到 1881 年, 自 1900 年起逐步建立了全国范围的气象观测网, 其中太阳辐照度监测点达到 290 座, 覆盖全国。由于德国新能源出力预测准确度与电力市场参与者在市场中的盈利密切相关, 因此预测积极性较高。在每个结算周期 (15min) 内, 德国平衡单元必须实现平衡或协助电力系统平衡, 并每天预测本地区的供需曲线, 将计划提交给 TSO。一旦预测与实际值出现偏差, 平衡单元就必须购买备用电力, 备用价格通常高于市场交易电价。因此, 对于高度随机的新能源发电功率, 尤其需要准确的发电功率预测, 这成为电力市场参与者的关键诉求。在目前发展阶段, 德国光伏发电日前预测准确率约为 93%~95%<sup>[41]</sup>。

相比之下, 我国的气象预报起步较晚, 通常依赖国外气象预报产品, 由于我国天气形势较为复杂, 这些产品对我国的适应性较差。太阳辐照度监测点数量为 122 座, 无法覆盖全国范围。目前, 我国仅对集中式光伏场站提出了功率预测要求, 要求光伏场站月平均超短期预测准确率大于等于 90%<sup>[42]</sup>, 而分布式光伏电站则没有相应的预测要求。我国新能源发电功率预测主要用于电网的电力电量平衡, 其准确性主要受电网调度运行实际需求的影响, 与新能源场站的盈利无直接关系, 因此新能源场站提高预测准确性的积极性相对较低。从预测准确率来看, 我国省级电网日前光伏发电功率预测准确率平均约为 91.5%。

### 3.4 市场机制

在经过长时间的发展后, 德国根据本国情况建立了相对成熟的分散式电力市场。新能源作为市场参与者之一, 与常规电源一样, 可以参与中长期、现货市场和备用市场, 并承担平等的系统平衡责

任。通过市场化的形式, 新能源发电在德国实现了高效的消纳。

相对于德国, 我国电力市场目前仍处于建设阶段, 新能源发展与市场化建设正在并行推进。鉴于我国电网阻塞较为复杂, 我国 8 个首批现货试点市场中有 7 个试点市场采取了集中式市场模式。大部分试点中新能源的市场参与方式主要为优先消纳和优先发电, 而小部分试点则采取了报量报价或者报量不报价的方式<sup>[43]</sup>。在试点中, 山西和甘肃采用的是“中长期差价合约+现货全电量优化”的现货市场体系, 基本建立了省间省内协同的两级运作统一市场框架。

## 4 德国电力系统转型对我国新能源发展的启示

大力发展新能源是我国实现“双碳”目标的战略举措, 特别是风电和光伏发电等新能源将在此过程中发挥主导作用。我国新能源装机将持续保持快速增长。随着高比例新能源并网, 电力系统面临着“大装机、小出力”的挑战, 对平衡调节和安全运行提出了重大要求。同时, 我国正在建设电力市场体系, 新能源参与市场相关机制与电力市场建设同步发展。在电力市场环境下, 如何有效保障电力的稳定可靠供应, 以及实现新能源的高效消纳, 对调度运行提出了更高的要求。

值得注意的是, 德国作为世界上最早启动能源转型的国家之一, 已实现碳达峰、碳中和目标, 比我国提前 15 年。德国在电力体制改革方面起步较早, 其电力市场交易品种丰富, 市场体系相对完整。这为我国在新能源高速发展和电力系统能源转型的关键阶段提供了重要的借鉴意义。

### 1) 扩大电网互联规模, 提升互济和调节能力。

德国在欧洲互联大电网中居于核心枢纽地位, 通过与法国、荷兰、丹麦、奥地利建立的交流或直流通道, 实现了跨国互联, 互联容量超过德国最大用电负荷的 40%。德国的跨国联络线展现出强大的互济能力, 这些联络线与新能源出力整体呈反相关趋势。在新能源大量发电时, 联络线加大外送, 将多余的电力输送至周边国家; 而在新能源发电较少时, 通过联络线进口电力, 弥补电力电量缺口。得益于灵活的联络线互济能力, 德国能够高效消纳新能源, 确保电网平稳运行。

我国的风光资源主要分布在“三北”地区(华北、东北、西北), 而用电负荷主要集中在中东部和南方地区。这种资源与负荷的不均衡分布给跨省区输电



带来了较大的压力。由于新能源发电具有较大的波动性，因此对输电通道和调峰能力的配套建设提出了更高的要求。为了适应我国资源负荷逆向分布的特点以及新能源大规模发展的需求，应当加快建设跨区直流输电工程，构建全国互联大电网。

2) 增加灵活调节资源体量及种类，提高电力系统运行灵活性。

德国在灵活调节电源方面占比较高，能够有效地应对新能源出力波动。根据 Fraunhofer 的研究，预计到 2045 年，德国的抽水蓄能、电化学储能、电动汽车等储能容量将达到 514.58 GW·h。同时，德国预计建设电解制氢、电制甲烷、电制甲醇等电力多元转换(Power-to-X)设备的装机容量将达到 90.55 GW<sup>[44]</sup>，通过将新能源出力转化为其他能源实现新能源的高效消纳，有助于应对新能源出力波动对系统稳定性的影响。德国的煤电拥有强大的调峰能力，硬煤煤电的最小技术出力可降至装机容量的 10%，而褐煤煤电为 30%。

与此同时，德国需求侧响应资源超过最大负荷的 10%。工业领域的电力用户对电价波动较为敏感，通过需求侧管理手段，可以使不同规模的电力用户积极响应电价变化，通过电力市场交易实现负荷的灵活削减、提供需求响应。

与德国相比，国网经营区内灵活调节电源占比较低，火电机组的可调深度和灵活度不及德国。需求侧响应容量在 500 万 kW 左右。在德国的电源结构中，常规电源仍然能够覆盖最大负荷，从而消除了缺电的风险，为电力系统的安全运行提供了保障。因此，我国首先应当保持一定规模的常规电源，确保系统电力电量平衡得到稳定保障，在此基础上进一步激励电力系统中源网荷灵活性资源的发展，同时加快推进抽水蓄能和新型储能设施建设，持续推进火电机组的灵活性改造，扩大需求侧响应资源，并合理规划电源结构及灵活调节资源配置，提升电力系统灵活性，以应对高比例可再生能源并网后带来的波动性和不确定性。

3) 健全分布式光伏发电并网管理及技术标准体系。

德国对分布式新能源采取了分类管理思路，建立了分布式新能源并网检测认证采信制度。其对分布式光伏发电项目进行了详细分类，分为接入低压配网和接入中压配网 2 种类型，电压等级划分为低压配网(1 kV 及以下)和中压配网(1~60 kV)。对于装机容量小于 135 kW 的分布式光伏发电系统，执行接入低压配网标准；而对于装机容量大于等于

135 kW 的系统，执行接入中压配网标准。此外，对于小于 135 kW 的系统，无论接入低压或中压配网，都按接入低压配网的标准执行。德国为不同容量的光伏发电系统规定了详细的调度方式，流程随着容量减小而简化。

在分布式光伏发电并网指标方面，德国标准提出了更高的要求，为接入中压和低压电网分别设定了相应的技术标准。在电网或系统出现波动或故障时，分布式光伏在德国标准中具备支撑作用，承担一定的系统稳定责任，不得随意脱网，以维护电网运行环境。相比之下，我国标准对不同电压等级的分布式光伏并网提出了差异化的要求。中压电网并网的光伏系统要求较高，需要在电网波动和故障时提供一定程度的支撑，而低压电网并网的光伏系统要求较低，甚至可能不需承担支撑责任。因此，在我国新能源大规模发展和分布式光伏项目不断推进的背景下，有必要加强新能源并网管理，加快并网标准修订，有序推进新标准的制定，以确保分布式电源能够迅速并网的同时增强其对电网的支撑能力，保障电网的安全稳定运行。

4) 完善电力现货市场建设，推动新能源全面参与市场。

欧洲电力市场的发展经历了近 20 年的演进，逐步建立了大范围耦合、统一出清的现货市场。在这一市场中，市场参与者只需提交量价曲线，即可在整个欧洲市场范围内实现统一出清。相较之下，我国的跨省跨区电网运行控制复杂，计划与市场并存，东西部发展不均衡，各省电价存在较大差异，而新能源消纳政策也显得复杂多样。因此，在建设电力现货市场方面，应当根据我国的国情和市场建设基础，探索适应我国特点的现货市场机制。

新能源的高效消纳离不开市场机制的顺畅运作。在德国，新能源与传统电源平等参与不同类型的市场交易，共同承担系统平衡责任，将系统平衡的压力分散到每个市场参与者身上。为适应新能源波动，欧洲电力交易所日前市场交易品种日益灵活，并在德国推出了日内连续交易。近年来，日内交易时段不断缩短，闭市时间逐渐接近实时，由最初的 75min 缩短到 5min。这一变化有助于减少新能源发电企业的功率预测误差，显著提高了企业效率和新能源的消纳水平。我国在建设电力市场时，首先应建立更为精细、灵活的中长期交易机制，逐步实现更细致的市场颗粒度和更短的结算周期。通过灵活的交易时序与品种，为新能源参与市场提供更多调整空间。同时，还应探索建立容量成本回收机

制,完善辅助服务的交易品种。逐步完善新能源的市场接入机制,降低新能源的保障利用小时数,并建立合理的平衡成本分摊机制,引导新能源场站主动承担平衡责任,提高电力系统的稳定运行水平。

5) 提升新能源功率预测与优化调度技术应用水平。

德国在气象预报技术方面起步较早,具备较高的预测预报精度。德国的新能源功率预测主要由各个发电场站负责,其准确性直接影响到电站的收益水平。为不断提高预测的准确性,德国的新能源场站积极参与预测工作,以期望获得更为可观的经济回报。相较之下,我国通过考核机制对场站预测结果的准确性进行奖惩,但预测准确性与新能源场站的经济收益无直接关联,导致场站对于提高预测准确性的积极性相对较低。未来随着新能源渗透率的进一步提升,新能源的随机性和波动性将对电网运行产生更为显著的影响。全球极端天气频率增加,给系统实时平衡和新能源高效消纳带来更加严峻的挑战,传统常规电源的确定性调度将难以应对高比例新能源的新型电力系统运行需求。

因此,在新能源功率预测和优化调度方面,亟需深入研究不同时间尺度和气象条件下新能源的功率预测技术,以提高准确性。需要进行考虑新能源出力不确定性的风险调度技术研究,分析在极端场景下电网内备用容量的预留策略,制定合理的机组组合,以充分挖掘新能源的消纳潜力。借鉴德国的再调度 2.0 机制,扩大调度范围和参与主体,解决高比例新能源场景下的电网阻塞问题,确保在新能源高效消纳的同时维持电网运行和供电安全。

## 5 结论

本文综述了德国电力系统转型的关键要素,并对电力系统的物理组成、电力市场机制及运营以及新能源相关议题等一系列研究主题进行了分析。旨在为我国新能源发展与运行提供借鉴。在电力系统的源、网、荷建设特点和系统运行基础方面,德国的经验表明我国须强化联络线建设、优化电源结构,以提高网间互济能力和电力系统的灵活性。在电力市场高效运行的组织方式和机制方面,总结出我国有必要完善现货市场机制,优化新能源参与市场的策略设计。在我国与德国新能源相关重要议题上的差异方面,建议加快标准规范的修订,推动新能源全面参与市场等。最后,结合实际情况,建议我国制定因地制宜的新能源未来发展及运行策略,建设以新能源为主体的电力系统,同时保障电网的

安全稳定运行。

## 参考文献

- [1] APPUNN K, ERIKSEN F, WETTENGEL J. Germany's greenhouse gas emissions and energy transition targets[EB/OL]. Clean Energy Wire. (2021-05-22)[2022-02-11]. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-greenhouse-gas-emissions-and-climate-targets>.
- [2] IEA . Germany 2020 energy policy review[EB/OL] . (2020-02-19)[2022-01-12]. <https://www.iea.org/reports/germany-2020>.
- [3] APPUNN K. What's new in Germany's Renewable Energy Act 2021. Clean Energy Wire[EB/OL]. (2021-04-23)[2022-01-14]. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/whats-new-germanys-renewable-energy-act-2021>.
- [4] Federal Ministry for Economics Affairs and Climate Action. Our energy transition for an energy supply that is secure, clean, and affordable[EB/OL]. [2022-02-11]. <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/energy-transition.htm>.
- [5] 国家能源局. 2022 年全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2023-01-18) [2024-1-17]. [http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c\\_1310691509.htm](http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c_1310691509.htm).
- [6] 国家能源局. 国家能源局关于 2022 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报[EB/OL]. (2023-09-07)[2024-1-17]. [http://zfxxgk.nea.gov.cn/2023-09/07/c\\_1310741874.htm](http://zfxxgk.nea.gov.cn/2023-09/07/c_1310741874.htm).
- [7] 杨娜, 刘亚南, 朱刘柱. 双轨制下电力现货市场不平衡资金分析[J]. 电力需求侧管理, 2021, 23(6): 37-40. YANG Na, LIU Ya'nan, ZHU Liuzhu. Analysis of unbalanced capital in spot electricity market under dual track system[J]. Power Demand Side Management. 2021, 23(6): 37-40(in Chinese).
- [8] ENTSO-E Transparency Platform. Installed Capacity per Production Type[EB/OL]. [2024-1-17]. <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>.
- [9] IEA. Renewables 2019 market analysis and forecast from 2019 to 2024[EB/OL] . (2019-10-21)[2021-01-13] . <https://www.iea.org/reports/renewables-2019>.
- [10] FRAUNHOFER IEE. Incentivizing flexibility: the role of the power market in Germany[EB/OL] . (2020-06-23)[2022-01-13] . [https://www.energyforum.in/fileadmin/user\\_upload/india/media\\_elements/publications/20200623\\_Study\\_Flexibility/20200608\\_tj\\_V7\\_giz\\_StudyFlexibility\\_.pdf](https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/publications/20200623_Study_Flexibility/20200608_tj_V7_giz_StudyFlexibility_.pdf).
- [11] 杜云龙, 戴晟晟, 苏大威, 等. 德国新型储能政策及市场机制对江苏的启示[J]. 电力需求侧管理, 2024, 26(1): 113-118. DU Yunlong, DAI Qiangsheng, SU Dawei, et al. Enlightenment of Germany's new energy storage policy and market mechanism to Jiangsu[J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(1): 113-118(in Chinese).
- [12] Energy-Charts . Net installed electricity generation capacity in Germany [EB/OL] . (2024-02-08) [2024-02-08] . [https://energy-charts.info/charts/installed\\_power/chart.htm](https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm).
- [13] 国家发展和改革委员会能源研究所. 京津冀与德国电力系统灵活性定量比较研究 [EB/OL] . (2020-08) [2024-02-08] . [https://transition-china.org/wp-content/uploads/2021/10/Power\\_system\\_flexibility\\_in\\_Jingjinji\\_and\\_Germany\\_CN.pdf](https://transition-china.org/wp-content/uploads/2021/10/Power_system_flexibility_in_Jingjinji_and_Germany_CN.pdf).
- [14] FIGGENER J, HECHT C, HABERSCHUSZ D, et al. The development of battery storage systems in Germany: a market review (status 2022)[J/OL]. 2022. DOI:10.48550/arXiv.2203.06762.
- [15] ENTSO-E. ENTSO-E transmission system map[EB/OL]. [2022-01-14]. <https://www.entsoe.eu/data/map>.
- [16] BAYER B, MATSCHOSS P, THOMAS H, et al. The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids[J]. Renewable Energy, 2018, 119: 129-141.
- [17] IEA. World energy statistics and balances-data product[EB/OL]. [2022-01-12]. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics-and-balances>.
- [18] TenneT. Unlocking industrial demand side response[EB/OL]. (2021-07)[2022-01-17]. <https://netztransparenz.tennet.eu/fileadmin/>

- user\_upload/Company/News/Dutch/2021/Unlocking\_industrial\_Demand\_Side\_Response.pdf.
- [19] German Energy Agency. Making money with smart electricity consumption demand side management (DSM): introduction and practical experiences in Germany[EB/OL]. (2018-12)[2022-01-18]. [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181219\\_DSM\\_in\\_Germany\\_EN\\_final.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181219_DSM_in_Germany_EN_final.pdf).
- [20] 鞠立伟, 吕硕硕, 李鹏. 新型电力系统需求侧灵活性资源时空协同优化与动态均衡机制研究综述[J/OL]. 电力建设, 2024: 1-27 [2024-02-08]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2583.TM.20240202.1520.004.html>.  
JU Liwei, LV Shuoshuo, LI Peng. Research review of novel demand-side flexibility resource spatio-temporal co-optimization and dynamic equilibrium mechanism of power systems[J/OL]. Electric Power Construction, 2024: 1-27[2024-02-08]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2583.TM.20240202.1520.004.html>(in Chinese).
- [21] 王彩霞, 时智勇, 梁志峰, 等. 新能源为主体电力系统的需求侧资源利用关键技术及展望[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 37-48.  
WANG Caixia, SHI Zhiyong, LIANG Zhifeng, et al. Key technologies and prospects of demand-side resource utilization for power systems dominated by renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 37-48(in Chinese).
- [22] Ofgem. Case study (Germany): redispatch 2.0[EB/OL]. (2021-07-29)[2022-02-11]. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/case-study-germany-redispatch-20>.
- [23] ENTOS-E Transparency Platform. Actual Generation per Production type. [EB/OL]. [2022-01-13]. <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>.
- [24] 陈启鑫, 张维静, 滕飞, 等. 欧洲跨国电力市场的输电机制与耦合方式[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(5): 423-429.  
CHEN Qixin, ZHANG Weijing, TENG Fei, et al. Transmission mechanisms and coupling approaches in European transnational electricity markets[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(5): 423-429(in Chinese).
- [25] European Commission. Overview of European electricity markets [EB/OL]. (2021-11-18)[2022-1-14]. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/overview\\_of\\_european\\_electricity\\_markets.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/overview_of_european_electricity_markets.pdf).
- [26] 王春卿, 张鑫. 德国商品衍生品市场观察与启示——以欧洲能源交易所为视角[J]. 中国证券期货, 2019(2): 79-86.  
WANG Chunqing, ZHANG Xin. Observations and insights on the German commodity derivatives market: from the perspective of the European energy exchange[J]. Securities & Futures of China, 2019(2): 79-86(in Chinese).
- [27] 李竹, 庞博, 李国栋, 等. 欧洲统一电力市场建设及对中国电力市场模式的启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 2-9.  
LI Zhu, PANG Bo, LI Guodong, et al. Development of unified European electricity market and its implications for China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 2-9(in Chinese).
- [28] nordpool spot. Explicit and implicit capacity auction[EB/OL]. [2022-01-14]. [https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/per/how-does-it-work\\_explicit-and-implicit-capacity-auction.pdf](https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/per/how-does-it-work_explicit-and-implicit-capacity-auction.pdf).
- [29] MARTIN H, OTTERSON S. German intraday electricity market analysis and modeling based on the limit order book[C]//2018 15th international conference on the European energy market (EEM). Lodz, Poland: IEEE, 2018: 1-6.
- [30] 郑亚先, 杨争林, 冯树海, 等. 碳达峰目标场景下全国统一电力市场关键问题分析[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 1-20.  
ZHENG Yaxian, YANG Zhenglin, FENG Shuhai, et al. Key issue analysis in national unified power market under target scenario of carbon emission peak[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 1-20(in Chinese).
- [31] SMARD. Balancing energy[EB/OL]. [2022-01-18]. <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/6076/6086>.
- [32] SMARD. Balancing control reserve[EB/OL]. [2022-01-18]. <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/6078/5852>.
- [33] 黄碧斌, 李琼慧, 蒋莉萍. 德国分布式电源的发展经验及其启示[J]. 中外能源, 2013, 18(6): 26-30.  
HUANG Bibin, LI Qionghui, JIANG Liping. German experience in developing distributed power systems and lessons for China[J]. Sino-Global Energy, 2013, 18(6): 26-30(in Chinese).
- [34] 国家发改委能源研究所. 分布式发电发展模式和经营管理方式研究[EB/OL]. (2013-09-09)[2022-01-17]. <https://www.efchina.org/Reports-zh/reports-20130909-zh>.
- [35] Stromnetz Berlin. Feed-in management[EB/OL]. [2022-01-18]. <https://www.stromnetz.berlin/en/feed-in/feed-in-management>.
- [36] VDE FNN. Technical connection rules for medium-voltage: VDE-AR-N 4110[S]. Berlin: VDE VERLAG GmbH, 2018.
- [37] VDE FNN. Technical connection rules for low-voltage: VDE-AR-N 4105[S]. Berlin: VDE VERLAG GmbH, 2018.
- [38] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 分布式电源并网技术要求: GB/T 33593—2017[S]. 北京: 中国标准出版社, 2017.
- [39] 何国庆, 王伟胜, 刘纯, 等. 分布式电源并网技术标准研究[J]. 中国电力, 2020, 53(4): 1-12, 176.  
HE Guoqing, WANG Weisheng, LIU Chun, et al. Study on technical standard of distributed resources grid integration[J]. Electric Power, 2020, 53(4): 1-12, 176(in Chinese).
- [40] 艾斯卡尔, 朱永利, 唐斌伟. 风力发电机组故障穿越问题综述[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(19): 147-153.  
AISIKAER, ZHU Yongli, TANG Binwei. Summarizing for fault ride through characteristics of wind turbines[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(19): 147-153(in Chinese).
- [41] 黄越辉, 王跃峰. 德国新能源消纳的经验与启示[J]. 国家电网, 2017(7): 83-85.  
HUANG Yuehui, WANG Yuefeng. Experience and inspiration of new energy consumption in Germany[J]. State Grid, 2017(7): 83-85(in Chinese).
- [42] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 调度侧风电或光伏功率预测系统技术要求: GB/T 40607—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.
- [43] 樊宇琦, 丁涛, 孙瑜歌, 等. 国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5): 1729-1751.  
FAN Yuqi, DING Tao, SUN Yuge, et al. Review and cogitation for worldwide spot market development to promote renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1729-1751(in Chinese).
- [44] STERCHELE P, BRANDES J, HEILIG J, et al. Paths to a climate-neutral energy system[EB/OL]. [2020-02-20]. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/paths-to-a-climate-neutral-energy-system.html>.



梁志峰

在线出版日期: 2024-04-07。

收稿日期: 2024-02-05。

作者简介:

梁志峰(1984), 男, 博士研究生, 正高级工程师, 研究方向为电力系统调度运行、新能源发电;

礼晓飞(1986), 男, 通信作者, 硕士, 高级工程师, 研究方向为新能源调度运行及消纳能力分析, E-mail: lixaofei3@epri.sgcc.com.cn;

郭琳润(1995), 女, 工程师, 研究方向为新能源调度运行分析与控制, E-mail: guolinrun@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 马晓华)