



Federal Ministry  
for Economic Affairs  
and Climate Action



中德能源与能效合作  
Energiepartnerschaft  
DEUTSCHLAND - CHINA

*Coordinated Development of Distributed Renewables and New Type  
of Power System in China: Insights from Germany*

# 中国分布式可再生能源与新型电力系统 协调发展——德国实践的政策启示

中德能源转型研究项目



Agora  
Energiewende



**giz**

Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

# 版本说明

《中国分布式可再生能源与新型电力系统协调发展——德国实践的政策启示》在中德能源转型研究项目框架内发布。中德能源转型研究项目是在中国国家能源局与德国联邦经济和气候保护部（BMWK）的指导和支持下，由德国国际合作机构（GIZ）作为德方牵头机构，与Agora 能源转型论坛和德国能源署（dena）联合中方相关合作伙伴共同实施。该报告系统梳理了在构建新型电力系统背景下，中国分布式可再生能源发展相关政策要点与28个瓶颈问题，并在总结德国分布式能源发展经验基础上，从政府监管、源网关系、调度交易等维度提出28条解决措施和6条政策建议。报告成果旨在为关注中国能源转型的相关工作者和研究机构提供参考。

## ■ 项目负责人

Christoph Both, 德国国际合作机构

## ■ 研究负责人

尹明, Agora能源转型论坛

## ■ 作者

尹明、涂建军

Agora能源转型论坛

## ■ 致谢

Agora能源转型论坛是中德能源转型二期项目的德方执行机构之一。在德国国际合作机构（GIZ）的支持下，Agora能源转型论坛在2022年4月举办了2022年中德分布式可再生能源国际研讨会。与会专家广泛、深入地分析了中国发展分布式可再生能源相关问题，交流了德国在此领域积累的经验，有力支撑了本项目的研究。感谢德国能源署（dena）Tim Mennel博士为本项目研究提供的帮助！报告作者对其他各方的支持表示诚挚感谢！

此外，本报告的编写得到了Agora能源转型论坛同仁们的大力支持，他们是：张润、杨舟、魏斯琴、Marianna Morra-Skryabina、林丽雪和王立。

同时，报告作者也非常感谢孟伟对2022年中德分布式可再生能源国际研讨会的全力支持，以及在报告编写过程中提供的协助和贡献。

## ■ 图片来源

德国联邦经济和气候保护部/封面

司马台长城/涂建军 (p.1)

规模化分布式利用/涂建军 (p.4)

故宫/尹明 (p.11)

雕塑/尹明 (p.17)

怒放的季节/涂建军 (p.25)

## 英文执行摘要 Executive Summary

In recent years, China has achieved remarkable progress in green energy transition, and the share of renewable energy sources has continued to increase. Nevertheless, integration of new energy sources still faces a number of challenges such as a high share of coal, large scale energy and electricity demand and its growth, high industrial energy consumption, and an imbalance in energy use between the east and west of the country. China needs to accelerate the development of new energy sources in order to meet its commitment to achieve the goal of “carbon peaking by 2030 and carbon neutrality by 2060.”

In this context, Beijing has formally proposed to accelerate development of a new energy system with renewable energy sources as its mainstay, and to promote the safe and reliable replacement of traditional energy by new energy sources. The construction of a new type of power system is a fundamental change in China’s energy sector, which will require accelerated adjustments in power generation, grids, regulation, trading, and planning in order to improve the power system’s ability to accommodate new energy sources (including centralized and distributed development modes) in a safe manner.

With rapid decline in technology costs and growing demand for green energy, distributed renewable generation (DRG, excluding small hydropower), especially distributed photovoltaic (PV) power generation, has been developing on a large scale in China in recent years. China’s 14th Five-Year Plan for the national economy (2021–2025), the “Double Carbon” top-level policy documents, and the energy system development plan all propose to accelerate the roll out of distributed energy sources in the central-eastern part of China.

The future development of DRG in China will demonstrate the five following trends. 1) In terms of development and construction, installation of large-scale PV in towns and villages will be accelerated. 2) In terms of support mechanisms, subsidies and market distortions will be reduced and only subsidies for household distributed PV will remain. 3) In terms of the use of renewable sources, mandatory dispatching policies and abundant electricity scenarios will guarantee the use and hence consumption of new energy sources. 4) In terms of grid-connected operation, energy storage will be rationally configured, operational performance will be improved, and friendly interaction between DRG and the grid will be promoted. 5) In terms of market design and trading operations, there is a growing demand for large-scale distributed generation to participate in market trading.

However, the development of DRG in China faces many bottlenecks in terms of government regulation, development and operation, dispatching and trading, financing, project economics and source-grid relationship. Most of these bottlenecks are closely related to institutional mechanisms, while others are mainly related to technological innovation. ‘How can the institutional barriers that hinder large scale development of DRG in China be broken, so as to promote the sustainable development of DRG?’ has become a topic of great practical significance.

Germany has accumulated many successful experiences and policy inspirations in the safe and rapid development of DRG, including regulations and timely adjustments, standardization of grid-connected operation and management, with an emphasis on the role of flexible resources, adoption of suitable balancing mechanisms, and the role of grid interconnection, etc.

Considering China's national conditions and the various bottlenecks facing the development of DRG on a large scale, we offer major recommendations which propose relevant solutions. 1) Accelerate the improvement of DRG regulations and policies, and direct local governments to formulate their local strategies to ensure high-quality development of DRG. 2) Focus on three types of innovation mechanism – price, dispatch, and market – to rationalise the relationship between the interests of all parties in the source, grid, load, and storage. 3) Focus on three types of innovation – planning, technology, and flexible resources – to comprehensively improve the adaptability of distribution grids to integrating high ratios of renewables. 4) Develop a technical standard system for DRG grid connection according to local conditions, which takes into account system safety and sustainable development of DRG. 5) Actively promote the DRG Rural Revitalization Development Fund to ensure that DRG development benefits farmers, agriculture, and rural development. 6) Further deepen the institutional reform of electricity system to attract more social investments and the participation from all walks of life in DRG development.



# 目录

|       |                         |    |
|-------|-------------------------|----|
| ◆ 1   | 引言                      | 1  |
| ◆ 2   | 构建新型电力系统是对中国电力系统的颠覆性变革  | 4  |
| 2.1   | 新型电力系统建设面临的主要任务         | 5  |
| 2.2   | 电力系统各环节面临的新要求与转型方向      | 5  |
| 2.2.1 | 电力系统发展相关主要政策要点          | 8  |
| 2.2.2 | 电力系统各环节转型重点方向           | 9  |
| 2.3   | 新型电力系统中发展 DRG 的驱动力与价值   | 9  |
| 2.3.1 | DRG 的发展驱动力              | 9  |
| 2.3.2 | DRG 的价值                 | 10 |
| ◆ 3   | 中国加快发展 DRG，但面临多重瓶颈      | 11 |
| 3.1   | 分布式能源的定义                | 12 |
| 3.2   | 中国分布式光伏的发展现状            | 12 |
| 3.2.1 | 分布式光伏分类                 | 12 |
| 3.2.2 | 发展现状                    | 13 |
| 3.3   | 中国分散式风电发展现状             | 14 |
| 3.4   | 中国 DRG 规模化发展面临的瓶颈       | 15 |
| 3.4.1 | 中国 DRG 规模化发展面临多方面瓶颈     | 15 |
| 3.4.2 | 对 DRG 规模化发展所面临瓶颈问题的深入评估 | 16 |
| ◆ 4   | 推进 DRG 与新型电力系统的协调发展     | 17 |
| 4.1   | DRG 规模化发展相关主要政策要点       | 18 |
| 4.1.1 | 在开发建设方面                 | 18 |
| 4.1.2 | 在价格与补贴方面                | 19 |
| 4.1.3 | 在新能源消纳方面                | 19 |
| 4.1.4 | 在并网运行方面                 | 19 |
| 4.1.5 | 在市场交易方面                 | 19 |
| 4.2   | 中国 DRG 规模化发展主要趋势        | 20 |
| 4.3   | 德国的相关实践                 | 20 |
| 4.3.1 | 法规先行并适时调整               | 21 |
| 4.3.2 | 规范并网运行管理                | 21 |
| 4.3.3 | 重视灵活性资源作用               | 21 |
| 4.3.4 | 采用适合的平衡机制               | 22 |
| 4.3.5 | 发挥电网区域互联的作用             | 22 |
| 4.3.6 | 其他                      | 22 |
| 4.4   | 促进 DRG 与新型电力系统协调发展的措施   | 22 |
| 4.4.1 | 系统推进 DRG 与新型电力系统的协调发展   | 22 |
| 4.4.2 | 加强创新，促进 DRG 与新型电力系统协调发展 | 24 |

- ◆ 5 结论与建议 ..... 25
  - 5.1 主要结论 ..... 26
  - 5.2 主要政策建议 ..... 26
    - 5.2.1 加快完善 DRG 法规政策，指导地方政府制定发展战略，推动 DRG 高质量发展 ..... 26
    - 5.2.2 以“价格、调度和市场”三类机制创新为重点，理顺源网荷储各方利益关系 .... 27
    - 5.2.3 以“规划、技术和灵活性资源”三类创新为重点，全面提升配电网对高比例新能源的适应能力 ..... 27
    - 5.2.4 兼顾系统安全与 DRG 可持续发展，因地制宜制定 DRG 并网技术标准体系 ..... 27
    - 5.2.5 推动建立 DRG 乡村振兴发展基金，促进 DRG 的发展红利惠及“三农” ..... 27
    - 5.2.6 以激发社会资本和全民参与为重点，进一步深化电力体制改革 ..... 27
- ◆ 参考文献 ..... 28
- ◆ 附件 1：新型电力系统相关主要政策要点汇总 ..... 34





# 1

## 리言

---



当前，环境治理、应对气候变化已成为国际社会高度共识。中国是全球最大的二氧化碳排放经济体，年排放量接近全球三分之一的水平，其中，电力行业占到全国总排放量的40%左右。同时，中国人均二氧化碳排放量自2005年超过世界平均水平<sup>1</sup>以来，一直保持较快增长，2021年比工业化国家平均水平高出2.4%，比欧洲高出40%<sup>2</sup>。有鉴于此，中国需要进一步大力推进能源电力领域清洁低碳转型。发展以风电、光伏发电为主的非水可再生能源（本报告将所研究的可再生能源限定为非水可再生能源）是实现电源结构清洁转型的重点。

在过去的十多年，中国能源电力清洁转型既成效显著，又矛盾突出。根据国家统计局数据，2010~2021年，中国的煤炭消费比重从69.2%下降到56.0%<sup>3</sup>，年均降低1.2个百分点；天然气、风电、太阳能发电等清洁能源比重从13.4%增长到25.5%<sup>4</sup>，年均增长1.1个百分点。同期，中国煤电在全国发电装机比重从67.8%下降到46.7%，年均降低1.9个百分点；风电、太阳能发电装机比重从3.1%增长到26.7%，年均增长2.1个百分点。中国水电、风电、光伏、生物质发电装机的规模和在建核电装机规模已多年稳居世界第一，但是这些可再生能源的消费占比年均增长仅为0.65个百分点，仅占到煤炭消费比重年均降低值的54%，还不能实现对煤炭的完全替代。可见，中国清洁能源转型还有较大的潜力。

中国能源电力需求面临着存量与新增规模都很大的现实挑战。作为全球最大的能源消费国，中国能源消费超过全球总量的四分之一，而且每年新增消费在全球增量的占比也非常可观。2021年，中国的一次能源消费量是排名第二美国的近2倍，是排名第三印度的近5倍；在发电量方面，中、美、印三国的排序相同，也存在类似的倍数关系。从2010年至2021年，中国一次能源消费量、发电量保持着3.5%和6.3%年均增速，而同期很多欧美国家相关指标没有增长，甚至出现萎缩。过去十年，中国年均新增发电量达到3821亿千瓦时，相当于2021年英国和芬兰发电量的总和<sup>5</sup>。据预测，2021~2035年，中国经济总量大概率将保持在4%~5%的年均增速，这需要与之匹配的新增能源、电力支撑（前者大概率保持在年均2%~4%、后者需保持在年均5%~7%的增速）。随着用能、用电基数的不断增加，中国未来每年的新增用能、用电量仍将是非常可观的。

中国能源电力消费方面，工业用能用电的比重虽有所降低，但依然过高。2010年到2019年，中国工业领域的能源消费占比从72.5%下降到66.2%，电能消费占比从73.6%下降到67.7%<sup>6</sup>。据中国电力企业联合会《2021年全国电力工业统计快报》，2021年，在中国全社会用电量中，工业占比依然高达66.3%，其中制造业用电占比达50.3%。国内看，中国居民收入增长与经济增长基本同步，拥有世界上规模最大、成长最快的中等收入群体（总量超过4亿人），城镇化水平和质量不断提高，乡村建设全面提速，新型基础设施加快布局，这些因素都会有力带动用能用电需求增长。国际看，中国是唯一拥有联合国产业分类中所有工业门类的国家，在全球产业链供应链占据重要地位。2012~2021年，中国制造业增加值全球占比从22.5%提高到近30%<sup>7</sup>；2021年，中国货物贸易总额连续5年居世界第一，服务贸易总额保持世界第二<sup>8</sup>。尽管当前全球供应链受到新冠疫情和地缘政治因素的强烈冲击，但是依靠多年积累下来的制造能力、研发水平、相对成本优势和超大市场带来的多元化、规模化等优势，中国在国际货物贸易中较高的市场份额还将得以保持。由于中国国内的现代化发展以及出口贸易等都需要工业用能用电规模支撑，可以预见，中国工业用能用电占比较高的情况还将保持相对长的时间。需要注意的是，随着国际社会清洁、绿色、低碳需求的持续增加，产品、产业链、供应链的“碳含量”或“碳足迹”将直接影响企业的价值和市场空间，因此，中国的工业，特别是制造业需要加快清洁化、低碳化转型。

东西部发展不平衡是中国能源清洁低碳转型需要统筹解决的“拦路虎”。按照“胡焕庸线”<sup>9</sup>（又名黑河—腾冲线）将中国国土划分为东、西两个部分，东部与西部国土面积之比约9:11。据中国国家统计局数据，近年，东部和西部的地区人口、国民生产总值之比均超过9:1，用电量之比超过4:1。东部地区人口活动、经济活动、物资流动性强，能源消耗密度大、土地资源价值高，生态空间非常有限。东部省份以煤炭为主的能源、电力结构越来越难以为继，应加速调整当地能源、电力发展模式。因此，中国东部地区需要统筹能源、生态和经济、社会发展，将当地能源、电力发展更好融入生态、经济、社会发展之中，提高电源、电网与用户的集中开发程度，节能优先，提升能效水平，积极开发利用当地可再生能源，增加土地资源的复合利用水平。值得注意的是，中国的制造业主要集中在东部地区，这会进一步增加东部清洁低碳转型的内生动力与发展紧迫性。

中国东部地区是中国经济发展的“驱动器”，需要建立起来源多元、保障有力、供应可靠、清洁低碳的电力供给系统。第一层供电系统是以“西电东送”为主的大容量、远距离、高电压、依托特高压输电通道的跨区域供电系统；第二层供电系统是依托东部省份原有的以集中式火电电源、存量电网为主的当地集中式电力供应系统；第三层供电系统是指工业园区、高耗能企业、城市、乡村等地，因地制宜开发利用当地的太阳能、风电、生物

质能发电等可再生能源发电及建设配套的中低压配电网络，建立起本地化分布式供电系统。随着本世纪初以来可再生能源发电单位装机成本的大幅降低，分布式发电尤其是分布式可再生能源越来越成为电力系统的重要组成部分。根据中国第十四个五年（2021-2025）规划和2035年远景目标纲要<sup>10</sup>，中东部地区将加快发展分布式能源。这将有助于加快构建中国东部地区的第三层供电系统。

目前，国内外对于分布式能源尚未有统一的定义。国际能源署（IEA）、美国联邦能源监管委员会（FERC）、欧盟委员会（EC）、中国国家能源局等对分布式能源都有不同侧重的描述或规定<sup>11, 12, 13</sup>。本报告将重点研究非水可再生能源发电类型的分布式能源，即分布式可再生能源发电（DRG）。DRG具有建设周期短、应用场景多、环境负效应低、技术成熟度高等独特优势，近些年在国内外发展较快，前景广阔<sup>11</sup>。当前，分布式光伏是最具规模化发展前景的DRG。2021年中国分布式光伏新增装机历史上首次超过集中式光伏发电新增装机，分布式光伏达1.075亿千瓦，光伏发电的集中式与分布式并举发展趋势明显<sup>14</sup>。

在中国西部地区，当地风能、太阳能资源丰富，土地资源使用相对宽松，更适合建设大规模的风电、太阳能集中式可再生能源电站。同时，西部地区依托能源价格优势，将承接更多的来自东中部的高耗能产业。随着可再生能源和非水可再生能源电力消纳保障机制的实施，西部地区的高耗能企业对绿色电能需求也会逐渐增加，在企业自有土地或屋顶上建设分布式光伏发电也会有越来越强烈的需求。

可见，中国的东、西部发展分布式可再生能源发电具有相似的内生动力和外部压力，只是发展时序、发展模式、市场机制、规模化程度等方面存在一定差异。近年来分布式可再生能源发电（特别是光伏技术、风电技术）的技术成本持续快速降低，在很多应用场景下已经可以实现相对煤电的平价甚至低价上网<sup>15</sup>。因此，梳理好、解决好制约分布式可再生能源发电快速规模化发展的各类约束，不仅时不我待，而且对于构建新型电力系统意义重大。

另一个需要特别重视的问题就是整个中国的电力系统正在经历这一场颠覆性的变革。2020年9月22日，中国最高领导人正式提出“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”<sup>16</sup>（以下简称“双碳”目标），并在2021年3月对中国电力系统进一步提出明确要求<sup>17</sup>，即构建清洁低碳、安全高效的能源体系和新型电力系统的任务。加快电力系统建设，适应各类可规模化开发利用的非化石能源和可再生能源加速发展的需要，实现新能源对传统能源的安全可靠替代，已成为中国电力系统清洁化转型的大方向。其中，促进可规模化开发利用的分布式可再生能源发展，将是中国电力系统转型面临的一个重要课题。因此，非常有必要深入分析中国新型电力系统面临的主要任务和各环节面临的新要求和转型方向，系统梳理中国发展分布式可再生能源面临的多重瓶颈，进而提出实现分布式可再生能源与新型电力系统协调发展的政策建议。德国多年来在促进分布式可再生能源发展积累了不少成功经验，对中国具有较大的参考借鉴价值。

综上所述，在推动实现电力行业“实现双碳”目标和建设以可再生能源为主体的新型电力系统的背景下，中国的电力系统将在电网、电源、运行、市场和规划等方面发生颠覆性变革。报告首先将评估DRG在中国未来新型电力系统中所扮演的角色。其次，报告将系统地梳理出目前DRG大规模发展所面临的主要瓶颈问题。最后，报告在分析新型电力系统背景下DRG发展趋势的基础上，将德国DRG领域的成功经验与中国实际情况相结合，提出能够推动中国DRG与新型电力系统协调发展的现实可行的政策措施。





## 2

构建新型电力系统是对中国电力系统的颠覆性变革



## 2.1 新型电力系统建设面临的主要任务

自 2021 年 3 月构建新型电力系统的任务被提出以来，中央政府在多份重要文件<sup>10, 18~25</sup>中从不同维度提出新型电力系统建设面临的主要任务，详见附件 1。近期，中国在加快农村能源转型发展、开展整县市区屋顶分布式光伏发展、工业领域碳达峰和“十四五”可再生能源发展等方面也对新型电力系统建设提出了一系列的要求。

总结上述政策文件要求，新型电力系统发展面临如下主要任务：

**一是电力需求保障。**在庞大的存量规模基础上，切实保障中国年用电量的较快增长。随着新型工业化、信息化、城镇化和农业现代化的深入发展，中国全社会电气化水平不断提高，未来二十年中国年用电规模还将保持 4%~6% 的增速，这需要一个安全可靠、坚强有力的电力系统。

**二是电源结构优化。**新型电力系统是新能源占比逐渐提高的电力系统。可再生能源规模化发展和高比例消纳风能、太阳能等新能源发电将是近中期的主要任务。新能源发展既包括集中式，也包括分布式的规模化发展。这既涉及大电网和配电网的发展问题，也涉及与之相关的监管和改革问题。

**三是转型的公正性。**在安全可靠实现新能源占比逐渐提高的同时，加快实现煤电由主体电源向基础保障和调节性电源的转型，确保转型过程中煤炭产业、煤炭产地和煤电行业及相关从业人员实现公平公正的可持续发展。

**四是转型的成本可负担性。**确保在新能源对传统能源替代过程中所产生的社会成本是可承受的，不能过快增加社会用能用电成本——不能对中国的工业体系、产品国际竞争力造成过大的冲击，不能对社会弱势群体正常用电造成显著影响。

**五是协同创新。**重视电力系统的智能化、数字化，更加重视负荷柔性、需求侧的灵活性与用户的参与度，提高供需两侧的协同联系，加快形成全产业、全系统、全社会共同促进新能源占比不断增加的发展新合力，并在此过程中形成新业务、新业态和新市场主体，促进产业升级和经济结构优化。

电力需求保障、电源结构优化、转型的公正性、相关成本的可负担性和协同创新共同构成了中国新型电力系统建设所面临的“五维度”任务，构成了中国电力系统发展的“五维度”边界或约束条件。

## 2.2 电力系统各环节面临的新要求与转型方向

为了实现新型电力系统建设相关的任务要求，中国电力系统各环节需要做出大幅乃至颠覆性的变革。自从正式提出“双碳目标”以来，中国在电力系统发展领域出台了一系列政策，对电力系统发展提出新要求。梳理分析这些新要求，可以更清晰地把握中国电力系统各主要环节转向的主要方向。

### 2.2.1 电力系统发展相关主要政策要点

综合与电力系统发展紧密相关的重要政策，以下从电源、电网、市场、用电与灵活性资源等维度梳理、提炼对电力系统发展影响重大的主要政策要点。

#### （1）第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要

该文件<sup>10</sup>于 2021 年 3 月正式公布。

在电源方面。加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，加快发展东中部分布式能源，……，合理控制煤电建设规模和发展节奏，推进以电代煤。

在电网方面。提高特高压输电通道利用率。加快电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电力系统互补互济和智能调节能力，加强源网荷储衔接。

在市场方面。允许制造业企业全部参与电力市场化交易。

在用电与灵活性资源方面。推进煤电灵活性改造，加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用。

## （2）关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见

该文件<sup>18</sup>于2021年10月24日由中共中央和国务院联合印发。

在电源方面。积极发展非化石能源，……，坚持集中式与分布式并举，优先推动风能、太阳能就地就近开发利用，……，加快推进抽水蓄能和新型储能规模化应用。加快形成以储能和调峰能力为基础支撑的新增电力装机发展机制。

在电网方面。提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力。明确以消纳可再生能源为主的增量配电网、微电网和分布式电源的市场主体地位。

在市场方面。全面推进电力市场化改革，加快培育发展配售电环节独立市场主体，完善中长期市场、现货市场和辅助服务市场衔接机制，扩大市场化交易规模。

在用电与灵活性资源方面。大幅提升能源利用效率。把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域。统筹煤电发展和保供调峰，严控煤电装机规模，加快现役煤电机组节能升级和灵活性改造。

## （3）2030年前碳达峰行动方案

该文件<sup>19</sup>于2021年10月26日由国务院印发。

在电源方面。推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举。

在电网方面。严控跨区外送可再生能源电力配套煤电规模，新建通道可再生能源电量比例原则上不低于50%。构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。

在市场方面。加快构建全国统一电力市场体系。

在用电与灵活性资源方面。加快灵活调节电源建设，引导自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节。积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。

## （4）“十四五”现代能源体系规划

该文件<sup>22</sup>于2022年3月22日由国家发展改革委和国家能源局联合印发。

在电源方面。加快发展风电、太阳能发电。全面实施煤电机组灵活性改造。在具备条件的农村地区、边远地区探索建设高可靠性可再生能源微电网。实施千家万户沐光行动、千乡万村驭风行动，积极推动屋顶光伏、农光互补、渔光互补等分布式光伏和分散式风电建设。



在电网方面。推动电力系统向适应大规模高比例新能源方向演进。加快配电网改造升级，提高配电网接纳新能源和多元化负荷的承载力和灵活性，促进新能源优先就地就近开发利用。提高风电和光伏发电功率预测水平，完善并网标准体系，建设系统友好型新能源场站。

在市场方面。引导大工业负荷参与辅助服务市场。

在用电与灵活性资源方面。积极支持用户侧储能多元化发展。加强电力需求侧响应能力建设，整合分散需求响应资源。开展工业可调节负荷、楼宇空调负荷、大数据中心负荷、用户侧储能、新能源汽车与电网（V2G）能量互动等各类资源聚合的虚拟电厂。

### （5）关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见

该文件<sup>23</sup>于2022年2月11日由国家发展改革委和国家能源局联合印发。

在电源方面。推动构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系。各地区应当统筹考虑本地区能源需求及可开发资源量等，按就近原则优先开发利用本地清洁低碳能源资源，根据需要积极引入区域外的清洁低碳能源，形成优先通过清洁低碳能源满足新增用能需求并逐渐替代存量化石能源的能源生产消费格局。鼓励各地建设多能互补、就近平衡、以清洁低碳能源为主体的新型能源系统。

在电网方面。在农村地区优先支持屋顶分布式光伏发电以及沼气发电等生物质能发电接入电网，电网企业等应当优先收购其发电量。大力推进高比例容纳分布式新能源电力的智能配电网建设，鼓励建设源网荷储一体化、多能互补的智慧能源系统和微电网。

在市场方面。支持用户侧储能、电动汽车充电设施等用户侧可调节资源，以及微电网、分布式电源、负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节。积极推进分布式发电市场化交易，支持分布式发电（含电储能、电动车船等）与同一配电网内的电力用户通过电力交易平台就近进行交易。

在用电与灵活性资源方面。新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制。鼓励建设绿色用能产业园区和企业，发展工业绿色微电网，支持在自有场所开发利用清洁低碳能源，建设分布式清洁能源和智慧能源系统。完善建筑可再生能源应用标准，鼓励光伏建筑一体化应用，支持利用太阳能、地热能 and 生物质能等建设可再生能源建筑供能系统。

### （6）促进新时代新能源高质量发展实施方案

该文件<sup>24</sup>于2022年5月30日由国务院办公厅转发。

在电源方面。促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展，推动新能源在工业和建筑领域应用。加大力度支持农民利用自有建筑屋顶建设户用光伏，积极推进乡村分散式风电开发；在具备条件的工业企业、工业园区，加快发展分布式光伏、分散式风电，支持工业绿色微电网和源网荷储一体化项目建设，开展新能源电力直供电试点。

在电网方面。着力提高配电网接纳分布式新能源的能力。发展分布式智能电网。

在市场方面。开展绿色电力交易试点。推广绿色电力证书交易，加强与碳排放权交易市场的有效衔接。支持新能源项目与用户开展直接交易，鼓励签订长期购售电协议。在电力现货市场试点地区，鼓励新能源项目以差价合约形式参与电力市场交易。

在用电与灵活性资源方面。全面提升电力系统调节能力和灵活性。深入挖掘需求响应潜力，提高负荷侧对新能源的调节能力。

(7) “十四五” 可再生能源发展规划

该文件<sup>25</sup>于2022年6月1日由国家发展改革委、国家能源局等9部门联合印发。

在电源方面。大力推进风电和光伏发电基地化开发。积极推进风电和光伏发电分布式开发，积极推动风电分布式就近开发，大力推动光伏发电多场景融合开发。

在电网方面。加强电网基础设施建设及智能化升级。推动配电网扩容改造和智能化升级，提升配电网柔性开放接入能力、灵活控制能力和抗扰动能力，增强电网就地就近平衡能力，构建适应大规模分布式可再生能源并网和多元负荷需要的智能配电网。

在市场方面。健全可再生能源电力消纳保障机制。完善可再生能源市场化发展机制，完善可再生能源全额保障性收购制度，构建可再生能源参与市场交易机制。

在用电与灵活性资源方面。在工业园区、大型生产企业和大数据中心等周边地区，因地制宜开展新能源电力专线供电，推动绿色电力直接供应和对燃煤自备电厂替代。建立健全绿色能源消费机制，完善绿色电力证书机制。

2.2.2 电力系统各环节转型重点方向

将电力系统细分为电源、电网、用电、调控、市场、规划、灵活性资源等环节。在总结和分析电力系统发展相关主要政策要点的基础上，从功能、模式和特点等维度提炼出中国电力系统各环节转型的重点方向，这将有助于明确 DRG 规模化发展在新型电力系统建设中的定位和价值。

将电力系统划分为两个子系统。一是资产子系统，主要体现有形资产相关主要环节，包括电源、电网、负荷（用电）和灵活性资源环节。二是运行子系统，主要体现电力系统运行相关的主要环节，包括电力系统调控、交易和规划环节。表 2-1 和表 2-2 分别给出上述两个子系统转型的重点方向。

表 2-1 电力系统资产子系统转型的重点方向

| 系统环节  | 功能                                                   | 模式                        | 特点                                                          |
|-------|------------------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 电源    | 煤电从基础电源转向调节、保障性电源；可再生能源发电主要担负发电结构低碳化作用               | 从集中式为主转向集中分布并重            | 电源将从高碳转向低碳，从高可控性转向可控难度增大；接纳和配置高比例可再生能源发电，将深刻影响各利益相关方的成本和经济性 |
| 电网    | 从电能通道功能转向电能、数据资源配置平台功能                               | 从重输轻配转向输配并重               | 电网从交流为主转向交直流并重；配电网从无源转向有源                                   |
| 用电    | 从市场服务对象转向市场参与主体                                      | 从分散无序转向主动响应市场信号及源荷联合协调    | 从电能消费者转向电能产消者                                               |
| 灵活性资源 | 可调节负荷、电动汽车、需求响应、新型储能等成为电力系统在不同时间尺度上应对源、荷变动性、间歇性的重要资源 | 从被动管理对象转向基于市场信号的系统运行主动参与者 | 与应用场景深度融合，技术路线和商业模式多样；规模化发展受互动标准、技术规范、市场机制、价格政策影响大          |

表 2-2 电力系统运行子系统转型的重点方向

| 系统环节 | 功能                                            | 模式                                            | 特点                                                                  |
|------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| 调控   | 确保在转动惯量与爬坡能力降低情况下的电力、电量新平衡                    | 从浅层调度转向深层调度，从供给侧为主的传统调控转向供给与需求协同的新型调控         | 可观可测可控性要求延伸至低压配电网；调度与气象、天气预测，与各类灵活资源关系紧密                            |
| 市场   | 保障灵活性资源供应的充裕性，保障有效发电容量投资成本合理回收，健全分布式发电市场化交易机制 | 加快建设国家电力市场，稳步推进省（区、市）/ 区域电力市场建设，引导各层次电力市场协同运行 | 电力市场更多兼顾环境保护及气候治理要求；可再生能源参与各类市场交易；促进绿电交易、绿证交易、碳排放权交易与自愿减排交易有效衔接     |
| 规划   | 规划设计技术适应大规模高比例新能源、高比例电力电子接入以及各类新型负荷           | 规划设计技术从确定性转向兼容确定性与概率性方法                       | 规划正在越来越多地受到降碳、减污等环保因素的制约；从电力系统单一目标规划转向适应生态 - 经济 - 能源 - 社会整体多重目标统筹规划 |

综合电力系统资产子系统和运行子系统的转型重点方向，可以将新型电力系统各环节的转型特点归结如下：

一是构建新型电力系统是一个系统性工程，深刻影响现有电力系统技术体系、运行体系、市场体系、规划体系和标准体系、监管体系等，需要对传统电源、新能源发电、电网、用户及第三方服务商等进行新的定位和价值认定。

二是构建新型电力系统需要进一步深化改革，提高各环节的协同性。新型电力系统的核心任务是实现电力系统更快适应和更好支撑新能源对传统能源发电的安全可靠替代。完成这个核心任务需要电力系统各环节协同努力。这需提高各环节的协同性和运行效率，需要进一步深化电力领域体制机制改革，消除不利于完成这个核心任务的各种标准壁垒、低效管理和市场障碍等。

三是构建新型电力系统对中国而言是一项高难度的复杂工程。无论是用电和装机规模、电网技术复杂程度，中国电力系统本身就是一个复杂的巨系统。加之，电能从生产、传输到使用都是瞬时完成，电能暂时无法成本可控的大量存储等特性，使得电力系统体量“巨大”，但是运行又很“精密”。高比例的间歇性可再生能源接入电网，将使得难度越来越大的源荷平衡，变得更加复杂。

## 2.3 新型电力系统中发展 DRG 的驱动力与价值

分布式开发利用是可再生能源发展的主要模式之一，具有贴近用户、建设周期短、投资规模小、土地空间占用少和商业模式多样等优点，在国内外得到越来越多的关注与快速发展。在本报告中，**DRG** 是指就地开发可再生能源，接入配电网运行、发电量就近消纳的中小型发电设施。**DRG** 可采取多能互补方式建设，鼓励分布式发电项目安装储能设施，提升供电灵活性和稳定性。分布式发电可就近利用清洁能源资源，就近完成能源生产和消费，具有能源利用率高，污染排放低等优点。**DRG** 对提高终端用能电气化水平、推动能源清洁低碳转型、增加用户用能方式意义重大，是能源转型的一个重要发展方向。

### 2.3.1 DRG 的发展驱动力

中国构建新型电力系统的过程，也是 **DRG** 的规模从小到大、价值从低到高不断发展的过程。根据新型电力系统建设的内涵，可总结 **DRG** 发展驱动力主要包括：清洁驱动、技术驱动、安全驱动、用户驱动和产业驱动。

**清洁驱动** 体现为各地非水可再生能源电力消纳强制性责任权重与用能总量弹性控制机制。此驱动力主要体现为各地非水可再生能源电力消纳责任权重以及新增可再生能源用能不纳入能源消费总量控制等政策。清洁驱动将促进电力用户按照责任权重增加风电、太阳能发电等清洁电力使用，包括采用当地 **DRG** 作为新增用电的主要来源。



**技术驱动**具体体现为数字技术与储能技术快速发展。数字技术一方面可提高从新能源发电功率预测、用户用电需求的预测；另一方面，通过数字孪生技术可实现对各种场景仿真，寻找更好的规划设计、调度运行方案，提高电网与新能源发电的相互适应性。储能技术技术路线众多，包括能量、功率、容量和备用等类型，在电源、电网和用户侧具有丰富的应用场景，可以实现系统调频、紧急备用、提高可靠性等功能。近年来储能技术日趋成熟，成本不断下降，对保障 DRG 规模化发展起着重要支撑作用。

**安全驱动**体现为 DRG 可与储能装置、可调节负荷等构成既可离网又可并网运行的微网系统。大容量、高电压、远距离输送的传统电力系统面临的安全风险因素呈现出复杂性高、偶然性强、不确定性突出的特征，包括人为因素、极端天气、燃料供应中断、自然灾害以及网络安全风险等。电力基础设施已成为现代战争或网络攻击的优先打击目标。而以 DRG 和储能为基础的微网可以实现电源本地化、配送就近化、建设与使用灵活化、快速恢复能力强等特点，可与大电网一起形成对重要负荷的安全供电的多重保障。

**用户驱动**体现为 DRG 与储能为基础的微网系统具有良好的源荷匹配度和较好的传输效率。此类系统多能形成源网荷储集成一体化系统。该系统通常依托数字化调控平台，以用户为中心，采用用户定制化设计，具有良好的源荷互动能力，较高的源荷匹配度；另一方面，源、荷空间距离和电气距离很近，变电环节少，线路损耗程度比先升压、再经长距离输送、再降压到用户的传统模式小得多。对于高耗能用户而言，减排压力与减排效益都会进一步驱使其积极开发利用“身边的绿色能源”。最终，这些特点都会转化为对用户用电安全效益和（或）经济效益的改善。

**产业驱动**体现为新能源产业多维度领先为特征。除了具有全球最大的新能源市场和最丰富的应用场景外，中国具有风电和光伏发电完整的供应链，具有全球优势的新能源企业集群，还具有全球领先的新能源产业科技研发能力。这些优势构成了中国新能源发展的产业驱动力。此驱动力将进一步提高中国新能源产业的全球竞争力，进一步将中国新能源产品低成本优势转化为市场规模优势和应用场景多样化优势，降低风电、光伏发电分布式、本地化发展门槛。

### 2.3.2 DRG 的价值

在新型电力系统中，规模化发展 DRG 的价值将主要包括：

**一是电源体系价值。**规模化发展 DRG 有利于建立远近结合、来源多元的电源体系，提高负荷中心地区的电力自给能力和供电安全。

**二是闲置资源利用价值。**规模化发展 DRG 有利于综合利用土地、屋顶和建筑外立面资源，实现闲置资源盘活变现，增加屋顶、土地和建筑物产权方收入。

**三是绿色价值。**规模化发展 DRG 有利于在用户附近实现就近发电，建立可再生能源自备电源，有助于用户企业完成碳排放责任。同时，富余的绿色电能通过参加绿电交易或国家可核证自愿减排量 CCER 交易，实现绿色价值向经济价值转化。

**四是系统调峰和成本控制价值。**规模化发展 DRG 有利于在电力系统用电高峰时段减少系统峰值负荷，降低系统供电压力，减缓高峰负荷过快增长，有助于延缓或替代传统电源、配电线路投资建设，延缓输配电价增长，降低社会用电成本。

**五是经济协同价值。**规模化发展 DRG 有利于与储能、用户用电设备和制冷、暖通负荷等构成“新能源 + 储能”、源网荷储一体化和多能互补系统，提高用户综合能源效率和经济效益。



# 3 中国加快发展DRG， 但面临多重瓶颈

---



### 3.1 分布式能源的定义

目前国内外对于分布式能源尚未有统一的定义。各国主要是结合自身电力系统特点、技术状况、用户需求以及市场和监管条件，提出一些描述性概念。根据国际能源署（IEA）的相关报告<sup>9,10</sup>，国际社会对分布式能源的典型定义梳理如下：

美国联邦能源监管委员会（FERC）的定义：分布式能源是位于配电系统、其任何子系统或消费者电表后面的任何资源，可能包括电力储能、分布式发电、需求响应、能源效率、热存储和电动汽车及其供应设备。

欧盟委员会（EC）的定义：由中小规模的能源资源组成，主要连接到低电压等级配电网或靠近终端用户。主要类别是分布式发电、储能和需求响应。

中国国家能源局对分布式能源的规定<sup>11</sup>如下：在用户所在场地或附近建设安装、运行方式以用户端自发自用为主、多余电量上网，且在配电网系统平衡调节为特征的发电设施或有电力输出的能量综合梯级利用多联供设施。主要包括：总装机容量5万千瓦及以下的小水电站；以各个电压等级接入配电网的风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等新能源发电；除煤炭直接燃烧以外的各种废弃物发电，多种能源互补发电，余热余压余气发电、煤矿瓦斯发电等资源综合利用发电；总装机容量5万千瓦及以下的煤层气发电；综合能源利用效率高于70%且电力就地消纳的天然气热电冷联供等。

与国际机构对分布式能源的定义比较，中国的定义更加强调对电源类型、规模和运行模式的要求，而国际机构的定义包含了多类用户侧灵活性资源（如需求响应、电动汽车等）。

综合以上内容，可将分布式能源的核心要素总结如下：一是“项目地点靠近用户”——分布式能源的建设地点应该靠近用户；二是“本地消纳”——分布式能源的用户主要是邻近的用户，也可就近接入本地配电网向本地用户分配电能；三是“规模小”——分布式能源的装机规模不应太大，应考虑配电网的接纳配置能力，以满足就近消纳为主；四是“能源绿色清洁”，即电源可以是可再生能源，也可以是有电力输出的能量综合梯级利用多联供设施等。

本报告将重点研究不含水电的DRG发展，主要包括分布式光伏发电（Distributed PV Power, D-PV）和分散式风电（Dispersed Wind Power, D-WP）。

## 3.2 中国分布式光伏的发展现状

### 3.2.1 分布式光伏分类

根据国家能源局印发的《关于印发分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》<sup>26</sup>（2013年3月）、《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》<sup>27</sup>（2014年9月）、《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》<sup>28</sup>（2019年5月）等文件，中国对分布式光伏的规定可总结为：位于客户所在地附近，不以大规模远距离输送电力为目的，所生产的电力以客户自用和就近利用为主，多余电力送入当地配电网的光伏发电项目，电压等级一般在35kV以下，装机规模一般不大于2万千瓦。分布式光伏项目具体分类包括：

第一类：户用分布式光伏，10千伏及以下电压等级接入，且单个并网点总装机容量不超过6MW的分布式电源。

第二类：工商企业分布式光伏，在火车站（含高铁站）、高速公路服务区、飞机场航站楼、大型综合交通枢纽建筑、大型体育场馆和停车场等公共设施系统建设的光伏发电以35千伏及以下电压等级接入电网、单个项目容量不超过20MW。



第三类：分布式地面光伏电站，在地面或利用农业大棚等无电力消费设施建设、以 35 千伏及以下电压等级接入电网（东北地区 66 千伏及以下）、单个项目容量不超过 20MW 且所发电量主要在并网点变电台区消纳的光伏电站项目。

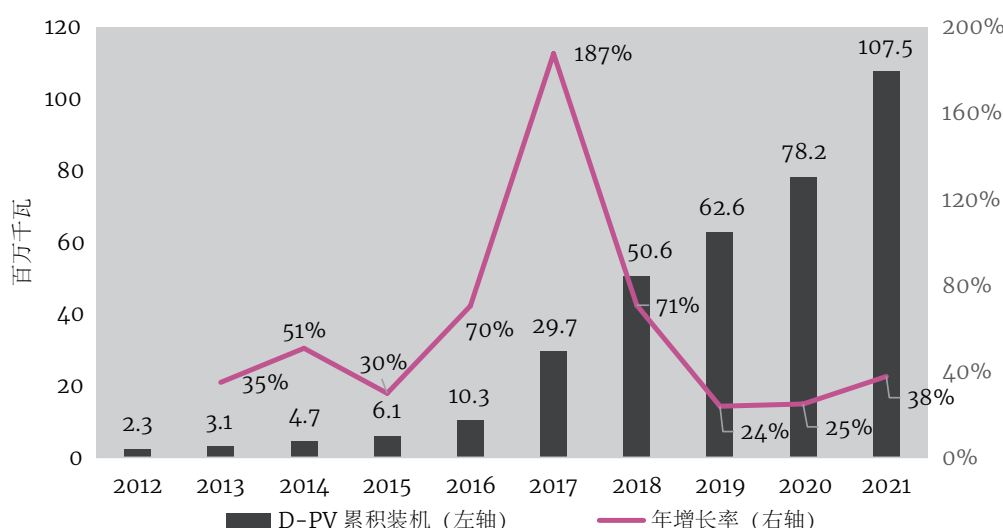
当前，DRG 通常被认为具有以下特点：一是电压等级在 10 千伏及以下；二是单点容量不超过 6MW（多点接入的，以最大为准）；三是接入配电网并在所在变电台区内消纳，不向上一级电压等级电网反向送电。

### 3.2.2 发展现状

目前，可规模化开发的分布式能源主要是光伏发电、风电两类。尤其是，可规模化推广的分布式光伏发电，因为更具有与其他产业复合开发度高、生态环境负效应低、产业成熟度高等独特优势，成为中国发展最快的一类分布式能源。2021 年，中国分布式光伏新增装机历史上首次超过集中式光伏发电新增装机<sup>14</sup>，分布式光伏累积装机容量达 1.075 亿千瓦，光伏发电集中式与分布式并举发展趋势明显。

图 3-1 给出了 2012~2021 年中国分布式光伏装机及其在光伏总装机占比变化情况。中国分布式光伏自 2013 年进入加快发展阶段，年均新增装机近 1200 万千瓦，年均增速达到 53%。

图 3-1 2012~2021 年中国分布式光伏 D-PV 累积装机变化情况



数据来源：中国国家能源局

近年来，在支持性政策和产业装备技术水平不断提高等因素驱动下，中国分布式光伏累计装机快速增加，但各省份差异较大。根据国家能源局数据，截至 2021 年底，全国分布式光伏累积装机达到 10751 万千瓦，其中，排名前五位的省份分别是山东（2334.4 万千瓦）、浙江（1264.8 万千瓦）、河北（1262.5 万千瓦）、江苏（974.9 万千瓦）、河南（929.8 万千瓦）<sup>29</sup>。

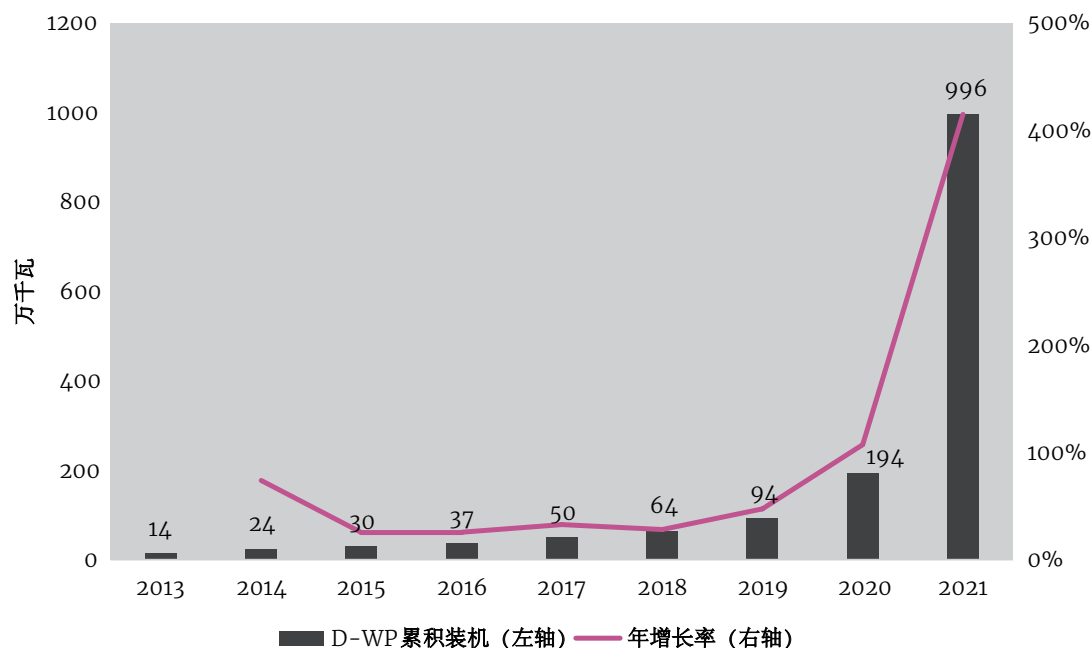
2021 年 6 月，中国启动了整县屋顶分布式光伏发电规模化开发。2021 年 6 月，国家能源局印发《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》<sup>30</sup>，启动整县分布式光伏试点申报，并规定 2023 年底之前试点地各类屋顶可安装光伏发电要达到的最低比例（机关建筑屋顶为 50%，学校、医院等公共建筑为 40%，工商业厂房屋顶为 30%，农村居民屋顶为 20%）。2021 年 9 月，国家能源局印发《关于公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知》<sup>31</sup>，共有 676 个县（市、区）被纳入整县屋顶分布式光伏开发试点。

### 3.3 中国分散式风电发展现状

根据中国国家能源局 2018 年 4 月印发的《分散式风电项目开发建设暂行办法》<sup>32</sup>，分散式风电项目是指所生产电力可自用，也可上网且在配电系统平衡调节的风电项目，一般指接入电压等级在 110 千伏及以下，并在 110kV 及以下电压等级内消纳，总容量不超过 5 万千瓦的风电项目。国家关于分布式发电的政策和管理规定均适用于分散式风电项目；110 千伏（东北地区 66 千伏）电压等级接入的分散式风电项目，接入系统设计和管理按照集中式风电场执行。

根据中国可再生能源学会统计<sup>33</sup>，2013 年~2021 年中国分散式风电装机从 14 万千瓦增长到了 996 万千瓦，年均增长率 71%。如图 3-2 所示。2020 年以前，中国分散式风电装机增长较慢，2020 年底的累积装机仅为 194 万千瓦。2021 年增长加快，当年新增装机 800 万千瓦。究其原因，一是在国家提出实现“双碳”目标后，地方政府对发展分散式风电的积极性有所提高；二是发展分散式风电能够与乡村振兴等国家战略相结合；三是 2021 年以来国内风机大型化的趋势明显，2021 年新招标的分散式风机单机容量较 2019 年投运项目单机容量提升 50%。《“十四五”可再生能源发展规划》<sup>25</sup>已经明确提出，启动“千乡万村驭风计划”，支持性政策将有力推动分散式风电发展。2021 年，中国分散式风电装机容量排前五的省份分别是河南、山西、山西、内蒙古和黑龙江，合计装机容量为 679 万千瓦，占全国分散式风电总装机容量的 69%。

图 3-2 2013~2021 年中国分散式风电装机 D-WP 累积装机变化情况



数据来源：中国可再生能源学会

## 3.4 中国 DRG 规模化发展面临的瓶颈

作为近年才发展起来的新型发电技术，快速发展的 DRG 在政府监管、项目开发运营、项目经济性、调度与交易、融资、源网关系等多方面面临诸多发展瓶颈。

### 3.4.1 中国 DRG 规模化发展面临多方面瓶颈

#### （1）在政府监管方面

- 用地政策存在不确定性，分布式光伏项目用地、复合式光伏项目用地（特别是涉及水库、湖泊、河流水面的）存在不确定性
- 当前项目前期工作流程效仿集中式能源项目，效率低，不适合分布式项目特点
- 对于风光发电开发建设、价格和补贴等几乎每年都会出新政策
- 推进整县屋顶分布式光伏政策过程中出现的市场准入、公平参与等问题
- DRG 技术规定不能及时反映新发展（如电动汽车、虚拟电厂等）和新需求（如用户参与需求）
- 项目规划设计、接入电网所需数据信息由相关企业掌握，存在提供不及时、缺乏透明度等问题
- DRG 设备质量参差不齐、涉网参数标准不规范等问题

#### （2）在源网关系方面

- 配电网的规划设计、运行管理、保护配置等尚不能适应从“无源”向“有源”的转变
- 配电网发展需要兼顾终端电气化水平不断提高、电力电子类负荷持续增多、用电需求多样化等因素影响
- 分布式发电市场化交易在一定程度上会减少电网公司的售电量，大概率会减少电网企业售电收入
- 对于并网性分布式发电项目，大电网还需要承担接入工程及相关电网改造投资，缺乏成本回收机制
- 大电网需要为分布式发电项目运行提供备用和调节服务，目前缺乏成本回收机制

#### （3）在调度交易方面

- DRG 业主的市场主体地位尚不明确
- 分布式发电市场化交易面临调度运行与交易结算等方面的困难
- 分布式发电绿证市场和国家核证自愿减排量（CCER）市场尚未启动，绿色价值缺乏向经济价值转化的市场渠道

#### （4）在开发运营方面

- 项目协调难度大，标准化程度低、信用风险高
- 项目用户有违约不缴纳或延期缴纳电费的风险
- 项目发电量与营收与用户企业的效益紧密相关
- 屋顶分布式光伏项目没有产权，资产不稳定
- 大规模发展 DRG 将会面临现场维护的问题

#### （5）在项目融资方面

- 项目融资难，渠道窄、成本高
- 资产评价标准及保险机制欠缺
- 未能调动起各类用户（包括企业和个人）参与到分布式可再生能源投资的积极性

#### （6）在项目经济性方面

- 户用分布式光伏补贴政策延续存在不确定性
- 用户电价变化，特别是电价降低的影响
- DRG 技术成本（为满足并网运行要求的投资）的影响
- 上游产品价格市场化程度高，波动性强
- 屋顶质量参差不齐，改造成本影响大



### 3.4.2 对 DRG 规模化发展所面临瓶颈问题的深入评估

以上中国规模化发展 DRG 所面临的六类“瓶颈”，总体上可分为与政策机制相关的“软瓶颈”和与技术相关的“硬瓶颈”。

其中，在政府监管、开发运营、项目经济性和项目融资中的“瓶颈”几乎都可归属于政策机制“软瓶颈”。此类“瓶颈”主要与政府治理模式、监管能力、政策导向等因素有关。调度与交易、源网关系中利益调整、价值实现等相关“瓶颈”也属于“软瓶颈”。破解此类“瓶颈”，必须建立起利益分配与环境价值、系统价值之间的有效联系，需要重点理顺“三个关系”——处理好 DRG 与传统发电、大电网、用户之间的利益关系，处理好 DRG 项目经济性与系统整体经济性的关系，处理好大电网与 DRG 之间的调度关系。

调度与交易、源网关系中电力系统稳定运行相关的“瓶颈”（如有源配电网、分布式发电调度运行等）属于技术“硬瓶颈”。此类“瓶颈”主要与电力系统的技术标准体系、技术创新能力等因素相关。



# 4 推进DRG与新型电力系统的协调发展

---



作为新型电力系统的重要组成部分，中国 DRG 的发展也需要与新型电力系统所担负的“五维度任务”（即电力需求保障、电源结构优化、转型的公正性、相关成本的可负担性和协同创新）所明确的方向和任务相一致。“五维度任务”也指出了中国发展 DRG 的价值所在。

4.1 DRG 规模化发展相关主要政策要点

根据 DRG 项目的全寿命周期特点，选取开发建设、价格与补贴、新能源消纳、并网运行和市场交易等五个方面，系统梳理中国 DRG 主要政策要点，展望 DRG 未来发展趋势，提炼出 DRG 价值。

4.1.1 在开发建设方面

政策要点主要包括：

- 各省级能源主管部门负责制定本区域的年度新增风光发电规模<sup>34</sup>
- 开展整县屋顶分布式光伏开发建设。截至 2022 年 10 月，共计 676 个县（市、区）纳入试点范围
- 鼓励工业园区和企业利用自有场地建设 DRG
- 分布式风光发电场景化发展趋势明显，重视新能源一体化应用场景
- 支持具备资源条件的地区，利用农户闲置土地和农房屋顶，建设分布式风电和光伏发电<sup>35</sup>

DRG 的价值主要体现为：结构优化、需求保障、协同创新和成本可负担。

2021 年 10 月，国家能源局印发《“十四五”可再生能源发展规划》<sup>25</sup>，给出了分布式风光发电 6 类主要场景（见表 4-1），提出：优先支持农村地区屋顶分布式光伏发电以接入电网，电网企业应当优先收购其发电量。

表 4-1 光伏发电、风电分布式开发利用政府行动

| 行动          | 内容                                                                                                               |
|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 城镇屋顶光伏行动    | 重点推动可利用屋顶面积充裕、电网接入和消纳条件好的政府大楼、交通枢纽、学校医院、工业园区等建筑屋顶，发展“自发自用，余电上网”的分布式光伏发电。                                         |
| “光伏+”综合利用行动 | 推动农光互补、渔光互补等光伏复合开发，在新能源汽车充电桩、高速铁路沿线设施、高速公路服务区等交通领域和 5G 基站、数据中心等信息产业领域推动光伏综合利用                                    |
| 千乡万村驭风行动    | 以县城为单位大力推动乡村风电建设，推动 100 个左右的县、10000 个左右的行政乡村风电开发                                                                 |
| 千家万户沐光行动    | 统筹农村具备条件的屋顶或统筹安排村集体中场地开展分布式光伏建设，建成 1000 个左右光伏示范村                                                                 |
| 新能源电站升级改造行动 | 在风光资源禀赋优越区域，推进已达成或临近寿命期的风电和光伏发电设备退役改造，提升装机容量、发电效率和电站经济性。因地制宜推进受环保约束与经济性提升要求提早退役的风电机组和光伏电站升级改造，理顺相关政策与管理机制，推动有序发展 |
| 光伏廊道示范      | 重点利用铁路边坡、高速公路、主干渠道、园区道路和农村道路两侧用地范围外的空闲土地资源，推进分布式光伏或小型集中式光伏开发建设                                                   |

上表所列六类政府行动中，有四类与分布式光伏相关，有一类与分散式风电相关，“新能源电站升级改造行动”与风电、光伏发电等各类新能源分布式开发利用都相关。值得注意的是，上述六类行动都在强调规模化开发利用，同时，也都突出了分布式新能源在县城、乡村的应用场景。



### 4.1.2 在价格与补贴方面

政策要点主要包括：

- 工商业分布式光伏实现平价，新建项目可自愿参与市场化交易；户用分布式光伏定额补贴存在不确定性<sup>36</sup>
- 分布式光伏发电在政府性基金、附加、备用费等多方面享有优惠。分布式光伏发电项目自用电量免收随电价征收的各类政府性基金及附加、系统备用容量费和其他相关并网服务费

DRG 的价值主要体现为结构优化和成本可负担。

2021 年，除户用光伏外的光伏发电项目已不再享受中央财政补贴，而户用光伏仍享受 0.03 元 / 千瓦时的补贴标准。

### 4.1.3 在新能源消纳方面

主要政策要点包括：

- 我国可再生能源发电实施的是全额保障性收购政策
- 建立省级区域可再生能源和非水可再生能源电力消纳保障机制
- 对可再生能源电量实施能源消费总量豁免，各地区“十四五”时期新增可再生能源电力消费量不纳入地方能源消费总量考核<sup>37</sup>

DRG 的价值主要体现为：结构优化、需求保障和协同创新。

2022 年 3 月住建部印发的《“十四五”建筑节能与绿色建筑发展规划》<sup>38</sup>，提出到 2025 年，全国新增建筑太阳能光伏装机容量 0.5 亿千瓦以上。

### 4.1.4 在并网运行方面

一些地方对分布式光伏项目的并网要求提出了日益严格的技术要求：

- 2021 年 12 月，山东省要求：全面实现省级电力调度机构对 10 千伏及以上分布式光伏实现监测调控；10 千伏及以上接入公网分布式光伏，应具备高、低电压穿越能力等<sup>39</sup>
- 2022 年 3 月，河北省要求屋顶分布式光伏项目逐步按照“光伏 + 储能”方式开发建设<sup>40</sup>

DRG 的价值主要体现为需求保障和公正转型。

截至 2022 年 8 月，山东、河北、江苏、浙江等地区已要求分布式配置储能。

### 4.1.5 在市场交易方面

政策要点主要包括：

- 鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易<sup>21</sup>
- 支持微电网、分布式电源、储能和负荷聚合商等新型市场主体独立参与电力交易
- 积极推进分布式发电市场化交易，支持分布式发电（含电储能、电动车船等）与同一配电网内电力用户通过电力交易平台就近交易

DRG 的价值主要体现为需求保障和协同创新。

2022 年 2 月国家发改委印发的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》<sup>23</sup> 规定：在符合电力规划布局和电网安全运行条件的前提下，鼓励通过创新电力输送及运行方式实现可再生能源电力项目就近向产业园区或企业供电。

## 4.2 中国 DRG 规模化发展主要趋势

通过以上 DRG 政策要点梳理，可总结提炼中国 DRG 的主要发展趋势如下。

一是在开发建设上，加强城镇、乡村光伏规模化发展。中国已经开始更加重视分布式光伏的规模化开发，主要措施包括开展整县屋顶光伏开发和开展千乡万村驭风行动、千家万户沐光行动，并重点关注光伏与农业的复合发展。

二是在价格补贴上，减少补贴和市场扭曲，仅保留户用分布式光伏补贴。中国的工商业分布式光伏已进入平价时代；户用分布式光伏由于和乡村振兴计划紧密相关，可能还需要一段时期的补贴支持，但这个时间预计不会过长。

三是在新能源消纳方面，强制性消纳政策与丰富的用电场景保障新能源消纳。大力增加 DRG 应用场景，提高新增用电中的可再生能源发电比例，包括鼓励产业园区和企业利用自有场地建设 DRG、鼓励在交通枢纽场站以及公路和铁路沿线合理布局“DRG+ 储能”设施、加强 DRG 赋能农业发展等。

四是在并网运行方面，合理配置储能、改善运行性能，促进 DRG 与电网友好互动。随着中国分布式光伏发电进入快速增长期，大规模分布式光伏并网运行，将对配电网的规划、运行、维护、调度产生重要影响，源网之间的矛盾逐渐凸显，电力系统运行需要充分考虑分布式光伏的影响。可以预见，将会有越来越多的地方会对分布式光伏发电提出并网技术要求。

五是在市场交易方面，分布式发电规模化发展，对参与市场交易的需求越来越强。随着应用场景不断增加、装机规模的不断增大，在分布式发电中，因各种原因产生的非自发自用的电量规模也大概率会增加。这部分电量如果能够通过市场化机制实现就近交易，将会进一步增加可再生能源消纳规模，实现更大减排价值。然而，分布式发电市场化交易会降低电网企业的销售电量，影响其营收和投资回收。如何破解利益冲突问题，是影响分布式发电市场化交易能否实质性开展的关键。

## 4.3 德国的相关实践

从国际上看，很多国家都非常重视 DRG 发展，并积累了不少成功经验。中国发展 DRG 需要了解国际最新动态，并积极借鉴适合本国国情的国外经验教训。德国是分布式能源发展较早而且较为成功的国家，其相关实践对中国有相当的政策启示意义。

德国多年以来一直是应对气候变化和能源绿色转型的积极倡导者和实践者。2022 年 7 月上旬，德国联邦议院和联邦参议院先后通过“复活节一揽子方案”（Easter Package），修订了可再生能源法（EEG）、海上风电和电网扩展等五项法律，要求德国发电领域在 2035 年基本实现温室气体排放中性，可再生能源在终端电能消费中的占比到 2030 年至少要达到 80%（2021 年该指标是 42.4%），可再生能源在终端能源消费中的占比要达到欧盟要求的 30% 的约束性目标（2021 年该指标为 19.7%）<sup>41</sup>。

德国可再生能源中大部分是分布式能源，特别是分布式光伏发电。随着大规模 DRG 接入电网，供电可靠性并没有下降。根据德国联邦网络局公布的数据，德国电力系统平均停电时间（SAIDI）从 2017 年的 15.1 分钟持续下降到 2020 年的 10.7 分钟。2021 年该指数虽然小幅上升到 12.7 分钟，但依然达到了很高的供电稳定性水平<sup>42</sup>。德国分布式能源安全高效发展的主要经验包括：

4.3.1 法规先行并适时调整

自 2000 年，德国的《可再生能源法》<sup>43, 44, 45</sup>（EEG）进行了多轮修订，主要政策变化包括：EEG 2000 出台了以固定上网电价为主的激励政策；EEG 2004 提高了对光伏发电补贴，取消了对光伏发电设备补贴的上限；EEG 2009 建立了固定上网电价调减机制，鼓励自发自用；EEG 2012 鼓励新能源发电进入市场，实行电价补贴；EEG 2014 严格控制可再生能源发电补贴，实施光伏发电招投标制度试点；EEG 2017 全面引入可再生能源发电招投标制度，全面推进可再生能源发电市场化；EEG 2021 进一步提高可再生能源发展目标，增加了上网电价与市场化运行衔接的内容。德国结合分布式能源发展的实际情况，特别是规模增大后带来的新问题，多次修订 EEG 后，突出了机制和措施创新，从政策护航到回归市场，以及中间的政策调整与过渡，基本都取得了预期效果。

4.3.2 规范并网运行管理

一是重视并网技术标准。自 2011 年出台《分布式电源接入低压配电网技术要求》<sup>46</sup> 以来，德国已经多次更新接入中、低压电网分布式电源的认证标准，包括接入系统原则、电能质量、功率控制与电压调节、短路电流、孤岛保护等，同时强制要求光伏发电所采用的逆变器必须满足认证标准。二是重视并网运行管理。德国超过 25 千瓦的分布式电源必须配置至少一个符合标准的可控技术装置，并在投运之日起启用；容量超过 100 千瓦的，电网运营商可在任何时候调用实际出力并可通过远程控制实现减出力。对于向外部销售电力的分布式电源，德国法律规定此类分布式电源必须是可控的。三是重视功率预测。较为精准的可再生能源发电预测，进一步提高了电力系统的保持供需平衡的能力。

4.3.3 重视灵活性资源作用

德国非常重视发挥电力系统灵活性资源的作用<sup>47, 48</sup>。下表给出了在德国电力系统灵活性的主要分类及其作用<sup>47</sup>。德国经验表明，技术性灵活性资源需求量是由净负荷（用户负荷减去可再生能源发电后的值）的爬坡率决定的。而系统净负荷爬坡率取决于多个因素。可再生能源发电占比（特别是光伏发电）越高，净负荷爬坡率就越高，对灵活性资源需求越大。净负荷变化率越大，就越需要系统可调度电源（如储能、气电等）提供越大的爬坡率。根据欧盟单一电力市场规则，德国的电网运营商不能拥有发电资产。根据《电网发展计划 2019》（Grid Development Plan 2019），德国的输电商在试点项目中可以运营所谓的“电网增效装置”（grid boosters），例如大规模电池储能资产<sup>47</sup>。电网扩展与升级有助于解决对技术性灵活性需求的不断增长。

表 4-2 德国电力系统灵活性服务分类及其作用

| 服务提供者            | 服务接受者               | 分类           |                                                                           | 作用                                        |
|------------------|---------------------|--------------|---------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| 消费者或电厂运营商        | 平衡基团管理方、配电商或输电商     | 技术性灵活服务      | 常规电厂灵活性改造、生物质发电或生物燃气电站改造、抽水蓄能、电池、电能非电多元转化技术（PtX）                          | 用户相关功能、市场相关功能、市场化服务对电网运行的支持功能、电网自身提供的支撑功能 |
|                  |                     | 需求侧灵活服务（DSF） | 工业需求侧、中小企业需求侧、家庭需求侧                                                       |                                           |
| 配电商和输电商一方或通过双方配合 |                     | 系统运行         | 电网扩展、再调度（Redispatch）、减出力、可再生能源高级预报服务、提高既有电网利用率、加强配电商和输电商配合、输电商合作协同、跨境电力交换 |                                           |
| 监管机构与立法机关        | 消费者、平衡基团管理方、配电商或输电商 | 市场设计         | 提高电力市场颗粒度、辅助服务、支持计划                                                       |                                           |



采用用户侧光伏储能补贴支持。2013年，德国联邦政府设立光伏储能补贴支持计划，可为用户储能设备提供投资额的30%的补贴，但要求光伏运营商须将其60%的发电量送入电网，同时储能系统必须有7年质保。该政策直至2015年底。2016年开始，德国复兴信贷银行（KfW）通过提供低息贷款和现金补助的方式支持用户侧光伏配储能<sup>49</sup>。该政策鼓励用户最大限度自发自用，延续到2018年底。

#### 4.3.4 采用适合的平衡机制

为更好消纳可再生能源发电，德国实施了电网平衡基团机制。平衡基团可以包括多个发电商和电力供应商，或者仅有单独一个大型能源电力集团。每个平衡基团是一个电力供需平衡责任方<sup>50</sup>，首选要争取各自内部实现供需平衡，当无法实现平衡基团内部平衡时，该平衡基团可以向其所在的输电网控制区进行平衡（即向同一个输电网控制区内其他平衡集群购买平衡服务），如果还实现不了平衡，可以跨输电网控制区实现平衡；如还不能实现平衡，再到欧洲大电网购买平衡服务。在此过程中，平衡基团和输电商的合作是电力供需平衡的关键。目前德国共有2,700多个平衡基团，在电力市场和电网运行中发挥着重要作用。

#### 4.3.5 发挥电网区域互联的作用

德国可再生能源加快发展离不开邻国电网分担相关发展压力。德国与奥地利、荷兰、法国、瑞士、捷克、波兰、丹麦、比利时和卢森堡等九个国家接壤。德国与这些邻国同属于欧洲大陆同步电网（欧洲大陆同步电网与北欧、波罗的海、英国、爱尔兰五个同步电网构成欧洲输电系统运营商网络ENTSO-E）。德国电网通过30条220千伏~400千伏的跨国输电通道与邻国电网互联，还通过海底电缆与瑞典、挪威电网互联<sup>51</sup>。德国与邻国之间的这些跨国输电线路扩大了德国新能源发电的平衡区域，有利支撑了德国电力系统运行。在德国风电、光伏等新能源发电出力大发，与常规电源发电出力超过德国用电负荷时，这些跨国输电线路可以将德国自己无法消纳的多余电力出口到邻国。在德国新能源发电受天气等因素影响出力较小，加上常规电源出力还尚不能满足德国用电需求时，这些跨国输电线路又可以将邻国电力输送给德国。总体而言，德国在近些年是欧洲国家中出口电能最多的国家之一。

#### 4.3.6 其他

德国电网基础设施建设，特别是规划多年连通北部北海风电富集区与南部负荷中心的“南北输电大通道”建设延缓，也从一定程度上刺激具有本地化特点的DRG在德国的发展<sup>52</sup>。此外，为了克服规模小、分散分布的可再生能源间歇性强、波动性大，很难向电网提供有效的运行服务等问题，德国积极推动将此类电源进行聚合<sup>53, 54</sup>，提高分布式能源对电力系统运行的支撑功能。

### 4.4 促进 DRG 与新型电力系统协调发展的措施

受德国发展DRG实践的启发，结合中国规模化发展DRG面临的主要瓶颈和未来发展趋势，提出促进DRG与新型电力系统协调发展的措施如下。

#### 4.4.1 系统推进 DRG 与新型电力系统的协调发展

从政府监管、源网关系、调度交易、开发运营、项目融资和项目经济性方面提出推进DRG与新型电力系统协调发展的措施。具体如下：

##### （1）在政府监管方面的主要措施

- 根据分布式光伏典型应用场景特点，结合新型电力系统发展趋势，重新制定分布式光伏相关规范，重点支持“自发自用，余量上网”模式
- 对分布式发电配储能的，在上网电价或（和）购电价上基于优惠

- 加强对整县屋顶分布式光伏项目业主选择中出现的市场准入、公平参与等问题的监管和纠正
- 加强标准体系建设，提高 DRG 相关设备质量，规范涉网参数管理

#### （2）在源网关系方面的主要措施

- 研究创新适应高比例可再生能源配电网规划、设计、运行方法，重点加强直流配电技术、柔性直流技术和新型储能技术等研究，提高配电网接纳分布式新能源的能力
- 加大对现有配电网升级改造力度，提高配电网智能化水平，提升存量资产利用率
- 加强配电网与用户侧涉网设备 / 终端接口标准、通信规约建设，增加对用户侧可调节负荷、需求侧资源的互动水平，提高配电系统的感知能力与运行韧性，确保系统物理安全 and 信息安全
- 加强源网荷储集成一体化模式探索与创新发展
- 针对 DRG 项目是民生类，还是商业类的不同，建立接入工程成本回收机制。民生类项目的，通过输配电价回收；商业类项目的，主要通过电源企业投资为主
- 制定备用容量定价机制，确保电网企业服务价值和服务质量
- 针对大电网为消纳分布式发电提供的调节服务，制定分布式发电企业与用户合理分担的成本回收机制

#### （3）在调度交易方面的主要措施

- 明确分布式发电商以及储能服务商、灵活性资源集成商等的市场主体地位
- 建立不同平衡区域的灵活调节资源库，建立不同范围平衡区域的灵活性协同机制，适应多样运行方式需要
- 探索建立适应分布式发电规模化发展的电力市场体系，完善分布式发电市场化交易
- 创新调度体制，确保省调度中心对中低压接入、容量达到一定规模的 DRG 项目实现“可观、可测、可控”，在分布式发电较多的地区开展平衡集群试点
- 提高信息通信安全性和数据处理功能，提高数据信息的透明性，建立高效、顺畅、安全的源网荷储数据信息交互机制，发挥数据服务作用，利用数字化技术提高系统可靠性
- 尽快启动温室气体自愿减排交易市场（CCER），推动分布式发电绿证市场、绿电市场和碳市场协同发展

#### （4）在开发运营方面的主要措施

- 加强分布式发电技术和管理标准体系建设，规范涉网设备的技术检测与认证
- 加强分布式发电业务信用体系建设，涵盖从上游设备制造、设计、投资、施工、运营和维护、用户等全链条，加强信用评估，并与社会信用体系联动，减少信用风险
- 建立分布式发电企业与用电企业银行账号绑定关系，能够采用月度自动划拨的形式来收取电费，解决收取电费问题
- 制定屋顶分布式光伏项目产权确权办法，提高相关资产稳定性和融资能力
- 鼓励采取智能化、物联网技术，提高对点多面广的分布式发电项目的状态监测水平，支持采取专业化、本地化、平台化运维新模式

#### （5）在项目融资方面的主要措施

- 完善分布式发电资产评估体系，完善相关保险制度，将其纳入绿色金融支持范围，合理界定分布式发电绿色金融项目的信用评级标准和评估准入条件
- 拓宽分布式发电项目融资渠道，加大绿色债券、绿色信贷对分布式发电项目的支持力度
- 研究探索将分布式发电项目纳入基础设施不动产投资信托基金（REITs）试点支持范围
- 支持将符合条件的分布式发电项目温室气体核证减排量 CCER 纳入全国碳排放权交易市场进行配额清缴抵消

#### （6）在项目经济性方面的主要措施

- 明确户用分布式光伏补贴延续年限，减少政策不确定性
- 加强对分布式发电涉网设备（含通信）造价管理，确保投资更合理、更透明

#### 4.4.2 加强创新，促进 DRG 与新型电力系统协调发展

上述政策措施建议从政策法规、标准制定、发挥灵活性资源作用、加强配电网升级改造、完善市场机制等方面借鉴了德国发展 DRG 的成功经验。

尽管中国 DRG 发展面临多重瓶颈，但是大力发展 DRG 是由中国中东部的能源资源禀赋、生态环境保护、土地资源情况、电价承受能力和产业基础等多重因素决定，是大势所趋。这也决定了推进 DRG 大规模发展是一个系统性问题。同时，分布式能源开发建设相关政策大多都是由地方政府制定的，因此，很多政策都具有“地方特色”，这需从中央层面加强指导和监督、纠偏。以上提出的政策措施有些是需要从中央层面推动，但是更多的政策可以从地方政府层面先行先试。

因此，确保中国 DRG 规模化发展，基础是加快形成 DRG 对地方经济、生态、社会发展的推动促进作用，关键是建立起 DRG 与电力系统协调关系，核心是加强体制机制创新、技术创新和市场创新。

- 体制机制创新的重点应包括：探索建立适应 DRG 规模化、提高本地供电保障能力的平衡基团，提高负荷中心用电的本地化供给能力；建立大电网与 DRG、微网、源网荷储集成一体化等新型市场主体的关系，包括数据信息交换关系、调度控制关系等；建立适合 DRG 规模化发展成本疏导机制，将绿色转型发展的责任与收益在各利益相关方之间合理分担
- 技术创新的重点应围绕直流配电网技术、源网荷储交互调控技术、微网技术、分布式可再生能源多元利用技术等
- 市场创新重点围绕如何通过市场化方式，推动包括 DRG 在内的新能源规模化发展，推动新能源发电进入中长期电力市场，推进新能源积极参与现货市场





# 5

## 结论与建议

---

## 5.1 主要结论

加快 DRG 规模化发展是中国能源清洁低碳转型，加快形成绿色生产生活方式，促进能源、经济、社会 and 生态协调发展的重要举措。通过分析研究，我们认为，构建新型电力系统是对中国电力系统的颠覆性变革，中国规模化发展 DRG 具有多重驱动力和多维价值，并呈现出五大发展趋势，但还需要突破多重瓶颈制约。德国作为国际上 DRG 发展较成功的国家，可以为中国规模化发展 DRG 提供诸多政策启示和参考。

**结论 1：**构建新型电力系统的中心任务是提高电力系统对新能源（包括集中式和分布式开发模式）的接纳和配置能力，需要对现有电力系统主要承载电源集中开发、大容量和远距离输送功能进行颠覆性变革，包括电源、电网、调控、交易、规划等电力系统相关环节的发展思路都需要围绕以上任务进行深刻调整。

**结论 2：**实现分布式能源项目实现点多面广模式发展（即规模化发展），是中国加快能源结构低碳转型的必然要求，具有多重驱动力和多维价值。在构建新型电力系统中，中国发展 DRG 的驱动力主要包括：清洁驱动、安全驱动、技术驱动、用户驱动和产业驱动。规模化发展 DRG 可以带来多方面的价值，主要包括：电源体系价值、闲置资源利用价值、环保价值、系统调峰和成本控制价值和经济协同价值。

**结论 3：**中国 DRG 处于加快发展起步阶段，但在政府监管、开发运营、项目经济性、调度与交易、融资、源网关系等方面面临发展瓶颈。政府监管、开发运营、项目经济性和项目融资中的“瓶颈”绝大部分都与政策机制相关，主要与政府治理模式、监管能力、政策导向等因素有关。调度与交易、源网关系两类瓶颈中，有些与利益分配、资源分配相关，有些与电力系统安全运行相关，前者更需要从政策机制上实现突破，后者更多需要技术创新突破。

**结论 4：**中国规模化发展 DRG 呈现几个值得关注的趋势。一是在开发建设上，加强城镇、乡村光伏规模化发展；二是在价格补贴上，减少补贴和市场扭曲，仅保留户用分布式光伏补贴；三是在新能源消纳方面，强制性消纳政策与丰富的用电场景保障新能源消纳；四是在并网运行方面，配置储能、改善运行性能，促进 DRG 与电网友好互动；五是在市场交易方面，规模化分布式发电对参与市场交易的需求越来越强。

**结论 5：**中国规模化发展 DRG 应采用开放的态度，德国实践在安全高效发展 DRG 方面可以为中国提供诸多政策启示，包括：法规先行并适时调整，规范并网运行管理，重视灵活性资源作用，采用适合的平衡机制，发挥电网互联互通的作用等。中国推进 DRG 规模化发展是一个系统性问题，在借鉴国际经验的同时，还需要充分考虑本国国情，关键是加快形成 DRG 对地方经济、生态、社会发展的促进推动作用，基础是建立起 DRG 与电力系统协调关系，核心是加强体制机制创新、技术创新和市场创新。

## 5.2 主要政策建议

参考德国发展 DRG 的成功实践，并结合我国电力发展现状和新型电力系统发展方向，我们认为，近中期中国要规模化发展 DRG 需要从战略法规、理顺各利益相关方关系、提高电网对规模化 DRG 发展的适应性、完善并网技术标准、加大金融支持和进一步深化电力体制改革等方面系统谋划。具体建议如下：

### 5.2.1 加快完善 DRG 法规政策，指导地方政府制定发展战略，推动 DRG 高质量发展

加快修订《可再生能源法》，增加鼓励利用乡村、城镇和公共建筑、各类园区、厂区等有闲置屋顶或土地建设 DRG，促进清洁能源开发利用。完善《物权法》，明确屋顶分布式光伏项目的独立产权性质，解决确权问题。推进可核证自愿减排碳市场建设，加快实现可再生能源的清洁价值市场化。启动地方分布式可再生能源资源量调查，建立典型场景库，由各地能源主管部门牵头研究编制本地包含 DRG 在内的分布式可再生能源多元化发展战略，指导 DRG 规模化健康发展。



### 5.2.2 以“价格、调度和市场”三类机制创新为重点，理顺源网荷储各方利益关系

加快建立可有效及时反映 DRG 系统价值，准确反映为电网为接纳和配置 DRG 电能进行的合理投资的定价机制，在 DRG 项目与用户、电网企业之间建立合理的电力系统成本分摊机制，确保各参与方的合理经济诉求和可持续投资能力。加强调度机制创新，借鉴德国经验，探索在地市级区域建立平衡基团式本地化平衡与邻近基团协同平衡新模式，推动形成适应源网荷储集成一体化发展新模式。推进分布式发电市场化交易落到实处，依托地市调度机构建立市域范围内的 DRG 交易中心，鼓励 DRG 项目与邻近用户建立长期交易关系，形成稳定的 DRG 市场化发展条件。

### 5.2.3 以“规划、技术和灵活性资源”三类创新为重点，全面提升配电网对高比例新能源的适应能力

针对配电网从“无源”变成“有源”、新型用电负荷不断出现、电源随着 DRG 比例增加呈现结构性变化的情况，创新配电网规划技术、评价体系。加强以新型储能技术、功率预测技术、直流配电技术和柔性直流输电技术、高比例新能源配电网的仿真技术等，解决 DRG 发展相关技术瓶颈。加强数字化、智能化技术应用，高效、科学集成 DRG、电动汽车、需求侧响应、可调节负荷等各类灵活性资源，参与电力市场现货与辅助服务市场，适应 DRG 规模化发展。

### 5.2.4 兼顾系统安全与 DRG 可持续发展，因地制宜制定 DRG 并网技术标准体系

针对 DRG 点多面广式发展造成的电能质量、配电网可靠性和韧性降低等问题，各地应科学研究当地配电网为实现安全可靠接纳配置 DRG，在信息通信、故障穿越、设备调节控制等方面所需要的最低的技术条件。重视对 DRG 配储能技术标准的研究编制，避免电网系统调节责任过度转移给新能源发电企业。设置上述技术条件，原则上不能过度增加 DRG 项目的投资成本，不能影响投产 DRG 项目的正常运行。

### 5.2.5 推动建立 DRG 乡村振兴发展基金，促进 DRG 的发展红利惠及“三农”

建立 DRG 助力乡村振兴发展基金，积极吸纳金融机构、设备制造企业、电网企业、乡村集体等参与，支持分布式光伏、分散式风电发展，因地制宜推动生物质能多元利用，助力乡村用能绿色转型，改善农民用能用电状况，增加农民收入，促进乡村农业与 DRG 的复合式发展，打造绿色、宜居、幸福的现代化新农村。

### 5.2.6 以激发社会资本和全民参与为重点，进一步深化电力体制改革

自从 2015 年 3 月发布的新一轮电力体制改革纲领性文件《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》明确了“管住中间、放开两头”的思路之后，本轮电改迄今既取得了一定的成绩，有效激活了市场活力，但也暴露了一些弊端。特别值得注意的是，由于“管好中间”一直没有完全落到实处，“隔墙售电”等阻碍 DRG 规模化发展、阻碍社会资本和全民参与的体制桎梏依旧亟待解决。加快落实《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号），在符合电力规划布局和电网安全运行条件的前提下，鼓励通过创新电力输送及运行方式实现可再生能源电力项目就近向产业园区或企业供电。展望未来，为了持续推动新型电力系统建设以及实现 DRG 在中国发展的广阔潜力，进一步深化电力体制改革已经刻不容缓。



## 参考文献

1. “CO<sub>2</sub> emissions per capita in selected countries and regions, 2000-2020,” IEA, 26 Oct. 2022, at <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/co2-emissions-per-capita-in-selected-countries-and-regions-2000-2020>
2. “Global Energy Review: CO<sub>2</sub> Emissions in 2021, Part of Global Energy Review” IEA, 12 Oct. 2022, at <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2>
3. “中国统计年鉴 2021 [China Statistical Yearbook 2021],” National Bureau of Statistics of China, 8 Aug. 2022, at <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2021/indexch.htm>
4. “中国统计年鉴 2021 [China Statistical Yearbook 2021],” National Bureau of Statistics of China, 8 Aug. 2022, at [http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202202/t20220227\\_1827960.html](http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202202/t20220227_1827960.html)
5. “Statistical Review of World Energy,” BP, accessed 10 Aug. 2022, at <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
6. “中国统计年鉴 2021 [China Statistical Yearbook 2021],” National Bureau of Statistics of China, 8 Aug. 2022, at <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2021/indexch.htm>
7. “全面建设社会主义现代化国家的物质基础更坚实 [The material basis for building a comprehensive socialist modern country is more solid]” People’s Daily, 11 Nov. 2022, at [http://paper.people.com.cn/rmrb/html/2022-11/11/nw.D110000ren-mrb\\_20221111\\_1-09.htm](http://paper.people.com.cn/rmrb/html/2022-11/11/nw.D110000ren-mrb_20221111_1-09.htm)
8. “Total merchandise, Exports, 2021”, WTO, 10 Nov. 2022, at [https://stats.wto.org/dashboard/merchandise\\_en.html](https://stats.wto.org/dashboard/merchandise_en.html)
9. “胡焕庸线 [Heihe-Tengchong Line]”, Baidu, 8 Oct. 2022, at <https://baike.baidu.com/item/胡焕庸线/9370486?fr=Aladdin>
10. “中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要, [Outline of the 14th Five-Year Plan for National Economic and Social Development and Vision 2035 of the People’s Republic of China]”, the State Council of the People’s Republic of China, 13 Mar. 2021, at [http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content\\_5592681.htm](http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm)
11. “Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources,” IEA, May 2022, at <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>
12. “Prospects for Distributed Energy Systems in China,” IEA, Oct. 2017, at <https://iea.blob.core.windows.net/assets/aa7ab168-91db-4528-aefe-82ba76654950/Prospects-forDistributedEnergySystemsinChina.pdf>

13. “分布式发电管理暂行办法，发改能源〔2013〕1381号 [Interim Measures for the Management of Distributed Generation],” National Development and Reform Commission of China, 18 Jul. 2013, at [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201308/t20130813\\_963924.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201308/t20130813_963924.html?code=&state=123)
14. “国家能源局 2022 年一季度网上新闻发布会文字实录，[Transcript of the Online Press Conference of the National Energy Administration for the First Quarter of 2022],” National Energy Administration, 28 Jan. 2022, at [http://www.nea.gov.cn/2022-01/28/c\\_1310445390.htm](http://www.nea.gov.cn/2022-01/28/c_1310445390.htm)
15. “关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知，发改能源〔2019〕19号，[Notice on Actively Promoting the Work Related to Unsubsidised Grid Parity for Wind Power and Photovoltaic Power Generation],” National Development and Reform Commission of China, National Energy Administration of China, 10 Jan. 2019, at [http://www.nea.gov.cn/2019-01/10/c\\_137731320.htm](http://www.nea.gov.cn/2019-01/10/c_137731320.htm)
16. “习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话，[Xi Jinping’ s Address to the General Debate of the 75th Session of the United Nations General Assembly],” Xinhua News Agency, 22 Sept. 2020, at <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1678546728556033497&wfr=spider&for=pc>
17. “中央财经委员会第九次会议强调把碳达峰碳中和纳入生态文明建设整体布局，[The Ninth Meeting of the Central Finance and Economics Committee Emphasized the Integration of Carbon Peaking and Carbon Neutrality Into the Overall Layout of Ecological Civilization Construction],” People’ s Daily, 15 Mar. 2021, at <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1694303804509433187&wfr=spider&for=pc>
18. “关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见，[Opinions on the Complete and Accurate Implementation of the New Development Concept to Do a Good Job of Carbon Peaking and Carbon Neutrality],” the State Council of the People’ s Republic of China, 24 Oct. 2021, at [http://www.gov.cn/xinwen/2021-10/24/content\\_5644613.htm](http://www.gov.cn/xinwen/2021-10/24/content_5644613.htm)
19. “2030 年前碳达峰行动方案，国发〔2021〕23号，[Carbon Peaking Action Programme by 2030],” the State Council of the People’ s Republic of China, 26 Oct. 2021, at [http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content\\_5644984.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm)
20. “中央经济工作会议在北京举行，[Central Economic Work Conference held in Beijing],” the Xinhua News Agency, 10 Dec. 2021, at [http://www.news.cn/politics/leaders/2021-12/10/c\\_1128152219.htm](http://www.news.cn/politics/leaders/2021-12/10/c_1128152219.htm)
21. “关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见，发改体改〔2022〕118号，[Guidance on Accelerating the Construction of a National Unified Electricity Market System],” National Development and Reform Commission, 28 Jan. 2022, at [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128\\_1313653\\_ext.html](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653_ext.html)

22. “‘十四五’现代能源体系规划，发改能源〔2022〕210号，[The “14th Five-Year Plan” for a Modern Energy System]”，National Development and Reform Commission, 22 Mar. 2022, at [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220322\\_1320016.html?state=123&code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220322_1320016.html?state=123&code=&state=123)
23. “关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见，发改能源〔2022〕206号，[Views on Improving Institutional Mechanisms and Policy Measures for Green and Low Carbon Energy Transition]”，National Development and Reform Commission, 11 Feb. 2022, at [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-02/11/content\\_5673015.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-02/11/content_5673015.htm)
24. “关于促进新时代新能源高质量发展实施方案，国办函〔2022〕39号，[Implementation Plan on Promoting High Quality Development of New Energy in the New Era]”，the State Council of the People’s Republic of China, 30 May 2022, at [http://www.gov.cn/zhengce/content/2022-05/30/content\\_5693013.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2022-05/30/content_5693013.htm)
25. “‘十四五’可再生能源发展规划，发改能源〔2021〕1445号，[The 14th Five-Year Plan for Renewable Energy Development]”，National Development and Reform Commission, 1 Jun. 2022, at [https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/t20220601\\_1326720.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/t20220601_1326720.html?code=&state=123)
26. “分布式光伏发电项目管理暂行办法，国能新能〔2013〕433号，[Interim Measures for the Management of Distributed Photovoltaic Power Generation Projects]”，National Energy Administration, 18 Nov. 2013, at [http://www.qixian.gov.cn/zwgk/bmxxgkml/31nyj/fdzdgnrnyj/zcwjnyj/zcwj31nyj/content\\_71775](http://www.qixian.gov.cn/zwgk/bmxxgkml/31nyj/fdzdgnrnyj/zcwjnyj/zcwj31nyj/content_71775)
27. “关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知，国能新能〔2014〕406号，[Notice on Further Implementation of Relevant Policies on Distributed Photovoltaic Power Generation]”，National Energy Administration, 2 Sep. 2014, at [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201409/t20140904\\_1837.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201409/t20140904_1837.htm)
28. “关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知，国能发新能〔2019〕49号，[Notice on Matters Relating to the Construction of Wind Power and Photovoltaic Power Generation Projects in 2019]”，National Energy Administration of China, 28 May 2019, at [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201905/t20190530\\_3667.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201905/t20190530_3667.htm)
29. “2021年光伏发电建设运行情况，[PV Power Generation Construction and Operation Situation in 2021]”，National Energy Administration, 9 Mar. 2022, at [http://www.nea.gov.cn/2022-03/09/c\\_1310508114.htm](http://www.nea.gov.cn/2022-03/09/c_1310508114.htm)
30. “关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知，[Notice on the Submission of Pilot Schemes for Whole County (City, District) Rooftop Distributed Photovoltaic Development]”，National Energy Administration, 20 Jun. 2021, at <http://sdtaixu.com/Item/Show.asp?m=1&d=1573>



31. “关于公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知，国能综通新能〔2021〕84号，[Notice on the Announcement of the Pilot List of Rooftop Distributed Photovoltaic Development in Whole Counties (Cities and Districts)],” National Energy Administration, 15 Sept. 2021, at [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-09/15/content\\_5637323.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-09/15/content_5637323.htm)
32. “分散式风电项目开发建设暂行管理办法，国能发新能〔2018〕30号，[Interim Management Measures for the Development and Construction of Decentralised Wind Power Projects],” National Energy Administration, 3 Apr. 2018, at [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2018-12/31/content\\_5433876.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2018-12/31/content_5433876.htm)
33. “分散式风电装机情况，同比大幅增长 702%，[Decentralised wind power installations, up a whopping 702% year-on-year],” China Renewable Energy Society, 11 Nov. 2022, at [http://www.cres.org.cn/art/2022/8/2/art\\_6900\\_334522.html](http://www.cres.org.cn/art/2022/8/2/art_6900_334522.html)
34. “关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知，发改能源〔2019〕807号，[Notice on the Establishment of a Sound Guarantee Mechanism for the Consumption of Renewable Energy Electricity],” National Development and Reform Commission, National Energy Administration, 16 May 2019, at [http://www.gov.cn/xinwen/2019-05/16/content\\_5392082.htm](http://www.gov.cn/xinwen/2019-05/16/content_5392082.htm)
35. “加快农村能源转型发展 助力乡村振兴的实施意见，国能发规划〔2021〕66号，[Opinions on Accelerating the Development of Rural Energy Transformation and Helping the Implementation of Rural Revitalization],” National Energy Administration, 29 Dec. 2021, at [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/07/content\\_5666809.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/07/content_5666809.htm)
36. “国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知，发改价格〔2021〕833号，[Notice on matters related to the new energy feed-in tariff policy in 2021],” National Development and Reform Commission, 30 June 2021, at [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202106/t20210611\\_1283088.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202106/t20210611_1283088.html?code=&state=123)
37. “国务院关于印发‘十四五’节能减排综合工作方案的通知，国发〔2021〕33号，[Comprehensive Work Plan for Energy Conservation and Emission Reduction in the 14th Five-Year Plan],” State Council of the People’s Republic of China, 28 Jan. 2022, at [http://www.gov.cn/zhengce/content/2022-01/24/content\\_5670202.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2022-01/24/content_5670202.htm)
38. “‘十四五’建筑节能与绿色建筑发展规划，建标〔2022〕24号，[The 14th Five-Year Plan for Building Energy Efficiency and Green Building Development],” Ministry of Housing and Urban and Rural Development of the People’s Republic of China, 11 Mar. 2022, at [https://www.mohurd.gov.cn/gongkai/fdzdkgknr/zfhcxjsbwj/202203/20220311\\_765109.html](https://www.mohurd.gov.cn/gongkai/fdzdkgknr/zfhcxjsbwj/202203/20220311_765109.html)
39. “关于切实做好分布式光伏并网运行工作的通知，[Notice on Effectively Doing a Good Job in the Grid-Connected Operation of Distributed Photovoltaics],” Shandong Energy Regulatory Office of National Energy Administration, 29 Dec. 2022, at [http://sdb.nea.gov.cn/tzgg/content\\_7086](http://sdb.nea.gov.cn/tzgg/content_7086)

40. “屋顶分布式光伏建设指导规范（试行）, [Guiding Code for Rooftop Distributed Photovoltaic Construction (Trial)],” Hebei Development and Reform Commission of the People’s Republic of China, 16 Mar. 2022, at [http://hbdrc.hebei.gov.cn/web/web/nyj\\_xnyc\\_gzdt\\_gzdt/2c9473847f812e59017f90c8b3440a6e.htm](http://hbdrc.hebei.gov.cn/web/web/nyj_xnyc_gzdt_gzdt/2c9473847f812e59017f90c8b3440a6e.htm)
41. “Easter package for energy transition approved by the Bundesrat,” the Federal Government of Germany, 20 Sept. 2022, at <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/amendment-of-the-renewables-act-2060448>
42. “Bundesnetzagentur: Security of supply remains very high,” energate-messenger, 22 Oct. 2022, at <https://www.energate-messenger.com/news/227255/bundesnetzagentur-security-of-supply-remains-very-high>
43. “The reform of the Renewable Energy Act,” Clean Energy Wire CLEW, accessed 11 Sept. 2022, at <https://www.cleanenergywire.org/dossiers/reform-renewable-energy-act>
44. “What ‘s new in Germany ‘s Renewable Energy Act 2021,” Clean Energy Wire CLEW, accessed 11 Sept. 2022, at <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/whats-new-germanys-renewable-energy-act-2021>
45. “德国可再生能源法（第 97 条）经验报告 , [Courtesy Translation – BMWi Field Report on the Renewable Energy Sources Act ( § 97 EEG)]” , Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Aug. 2022, at [https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user\\_upload/china/media\\_elements/publications/cn/EEG\\_Erfahrungsbericht/EEG-Erfahrungsbericht\\_CN\\_-final.pdf](https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/cn/EEG_Erfahrungsbericht/EEG-Erfahrungsbericht_CN_-final.pdf)
46. “VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2018-11 Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage)” , VDE, Accessed 12 Oct. 2022, <https://www.vde-verlag.de/standards/0100495/vde-ar-n-4110-anwendungsregel-2018-11.html>
47. “Flexibility Technologies and Measures in the German Power System,” Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Nov. 2021, at [Flexibility-Technologies-and-Measures-in-the-German-Power-System.pdf](https://www.transition-china.org/Flexibility-Technologies-and-Measures-in-the-German-Power-System.pdf) (transition-china.org)
48. “Incentivizing Flexibility: the Role of the Power Market in Germany,” Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Oct. 2019, at [https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user\\_upload/china/media\\_elements/publications/2019.10\\_Flex\\_Studie/CH\\_Final\\_giz\\_Study\\_Flexibility\\_2019\\_CH\\_Web\\_Master\\_2\\_.pdf](https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2019.10_Flex_Studie/CH_Final_giz_Study_Flexibility_2019_CH_Web_Master_2_.pdf)
49. “KfW-programm erneuerbare energien ‘Speicher’ ,” KfW, accessed 20 Aug. 2019, at [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002700\\_M\\_275\\_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf)

50. Yin Yuxia, “德国虚拟电厂发展经验 [German Experience in the Development of Virtual Power Plants],” 中国电力企业管理 [China Power Enterprise Management]. Aug. 2022, at <http://www.chinapower.com.cn/zx/jzqb/20220822/163862.html>
51. “ENTSO-E Transmission System Map,” ENTSO-E, accessed 20 Sept. 2021, at <https://www.entsoe.eu/data/map/>
52. “Grid Study III,” German Energy Agency (dena), accessed 15 Oct. 2022, at <https://www.dena.de/en/topics-projects/projects/energy-systems/dena-grid-study-iii/>
53. “Sector coupling - Shaping an integrated renewable energy system,” Clean Energy Wire CLEW, accessed 10 Oct. 2022, at <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/sector-coupling-shaping-integrated-renewable-power-system>
54. “Energy solutions made in Germany,” Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK), accessed 10 Sep. 2022, at [https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/EN/Publications/GermanEnergySolutions/energy-solutions-made-in-germany.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/EN/Publications/GermanEnergySolutions/energy-solutions-made-in-germany.pdf?__blob=publicationFile&v=2)



## 附件 1：新型电力系统相关主要政策要点汇总

1、2021 年 3 月，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》

- 加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，加快发展东中部分布式能源等
- 加快电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电力系统互补互济和智能调节能力，加强源网荷储衔接，提升清洁能源消纳和存储能力，提升向边远地区输配电能力，推进煤电灵活性改造，加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用等

2、2021 年 9 月，《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》

提出从多方面积极发展非化石能源，主要包括：

- 实施可再生能源替代行动
- 坚持集中式与分布式并举，优先推动风能、太阳能就地就近开发利用
- 因地制宜开发水能。积极安全有序发展核电。合理利用生物质能。加快推进抽水蓄能和新型储能规模化应用。统筹推进氢能“制储输用”全链条发展
- 提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力
- 推进电网体制改革，明确以消纳可再生能源为主的增量配电网、微电网和分布式电源的市场主体地位，加快形成以储能和调峰能力为基础支撑的新增电力装机发展机制

3、2021 年 10 月，《2030 年前碳达峰行动方案》

- 构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置
- 大力提升电力系统综合调节能力，加快灵活调节电源建设，引导自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节，建设坚强智能电网，提升电网安全保障水平
- 积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。
- 制定新一轮抽水蓄能电站中长期发展规划，完善促进抽水蓄能发展的政策机制。加快新型储能示范推广应用
- 深化电力体制改革，加快构建全国统一电力市场体系

4、2021 年 12 月，中央经济工作会议

- 传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上
- 立足以煤为主的基本国情，抓好煤炭清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤炭和新能源优化组合
- 狠抓绿色低碳技术攻关
- 新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变等

5、2022 年 1 月，《国家发展改革委、国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》从四方面提出构建适应新型电力系统的市场机制：

- 提升电力市场对高比例新能源的适应性
- 因地制宜建立发电容量成本回收机制
- 探索开展绿色电力交易
- 健全分布式发电市场化交易机制

6、2022 年 1 月，《“十四五”现代能源体系规划》从五方面提出推动构建新型电力系统：

- 推动电力系统向适应大规模高比例新能源方向演进
- 创新电网结构形态和运行模式

- 增强电源协调优化运行能力
- 加快新型储能技术规模化应用
- 大力提升电力负荷弹性

7、2022 年 2 月，《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》

- 提出从六方面完善新型电力系统建设和运行机制，包括：
- 加强新型电力系统顶层设计
- 完善适应可再生能源局域深度利用和广域输送的电网体系
- 健全适应新型电力系统的市场机制
- 完善灵活性电源建设和运行机制
- 完善电力需求响应机制
- 探索建立区域综合能源服务机制

8、2022 年 5 月，《国家发展改革委 国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》

提出从四方面加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统，包括：

- 全面提升电力系统调节能力和灵活性
- 着力提高配电网接纳分布式新能源的能力
- 稳妥推进新能源参与电力市场交易
- 完善可再生能源电力消纳责任权重制度

[www.energypartnership.cn](http://www.energypartnership.cn)

网站



微信



中德能源合作

微信



Agora能源转型论坛