

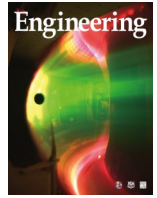


ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng



Research

Clean Power Technology—Feature Article

中国高比例可再生能源电力消纳的瓶颈与对策

刘吉臻^a, 王庆华^a, 宋子秋^b, 房方^{a,b,*}

^a State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing, 102206, China

^b School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Beijing, 102206, China

ARTICLE INFO

Article history:

Received 16 April 2020

Revised 21 August 2020

Accepted 27 August 2020

Available online 1 December 2020

关键词

瓶颈

对策

弃风与弃光

可再生能源

摘要

中国已成为世界上最大的能源生产国和消费国,风力发电和太阳能装机容量均位居世界第一。然而,中国日益严重的弃风弃光问题,严重阻碍了可再生能源的开发利用。针对可再生能源消费中存在的问题,本文分析了制约可再生能源发电容量的4个关键性因素:功率平衡、功率调节性能、输电容量和负荷水平。针对这些瓶颈,我们提出了7个解决方案:促进集中式和分布式可再生能源的协同发展、提高火力发电调峰的灵活性、增加灵活可调的能源比例、加快输电通道和柔性电网的建设、发展需求响应和虚拟发电厂、发展可再生能源主动支撑与储能技术、建立合适的政策和市场机制。中国政府和能源部门出台了一系列政策措施,三年来,中国可再生能源发展取得了显著成就。风力发电弃风率由2016年的17%下降到2018年的7%,太阳能弃光率由2016年的10%下降到2018年的3%。

© 2020 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

地球上化石燃料枯竭、环境污染、气候变化等问题日益突出,清洁高效地利用传统能源、开发利用可再生能源、提高电力系统灵活性、发展智能电力系统,已成为大多数国家达成共识的应对策略[1]。

中国的电力工业发展规模居世界首位,2018年,装机容量达到 1.9×10^9 kW,发电总量达到 7×10^{12} kW·h [2]。中国2018年和2019年电力供应结构和发电能力如图1、图2所示。数据显示,从2018年到2019年,中国非化石燃料(以下简称非化石)能源装机容量比例增加了1%,发电量下降了1.6%,这主要是因为火力发电厂的数量高于非化石燃料发电厂的数量。在中国,两种主要的可再生

能源是风力发电和太阳能发电。中国在风力发电、太阳能发电发展方面居世界首位。截至2018年年底,风力发电和太阳能发电装机容量分别为 1.84×10^8 kW 和 1.74×10^8 kW,占发电总装机容量的9.7%和9.2%。风力发电、太阳能发电量分别为 3.658×10^{11} kW·h 和 1.769×10^{11} kW·h,占总发电量的5.2%和2.5% [3-4]。如图3、图4所示,从2005年到2018年,中国风力发电和太阳能光伏发电装机容量分别增长了15倍和1740倍,表明中国可再生能源的开发和建设已上升到一个新的水平。近年来,中国分布式可再生能源发展迅速,特别是分布式太阳能发电。截至2018年年底,中国分布式太阳能装机容量达50.61 GW,比2017年增加20.96 GW,增长了71%。

此外,国务院在《能源发展战略行动计划(2014—

* Corresponding author.

E-mail address: ffang@ncepu.edu.cn (F. Fang).

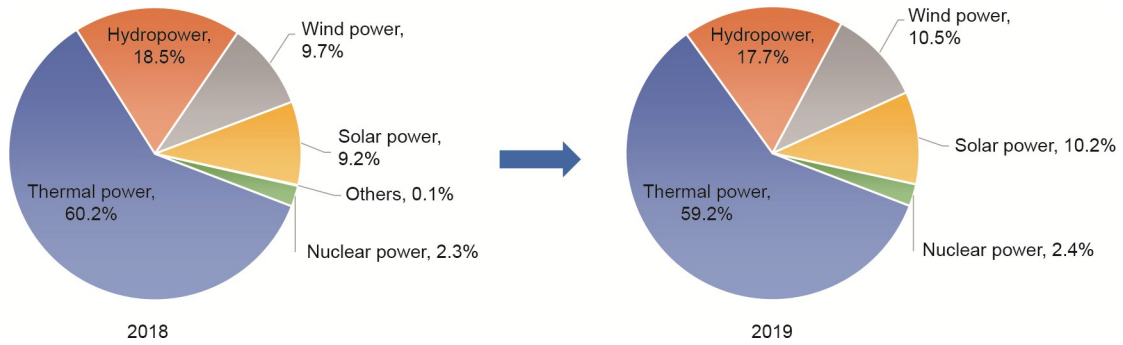


图1. 2018年和2019年中国电力供应结构。

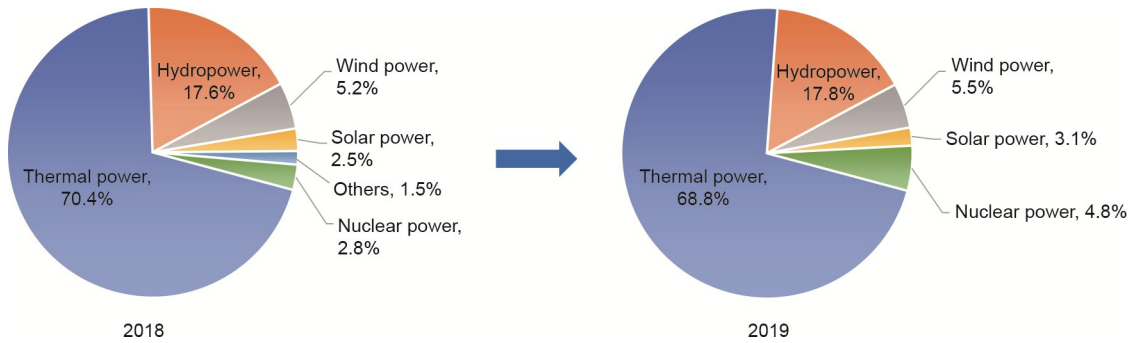


图2. 2018年和2019年中国发电量构成。

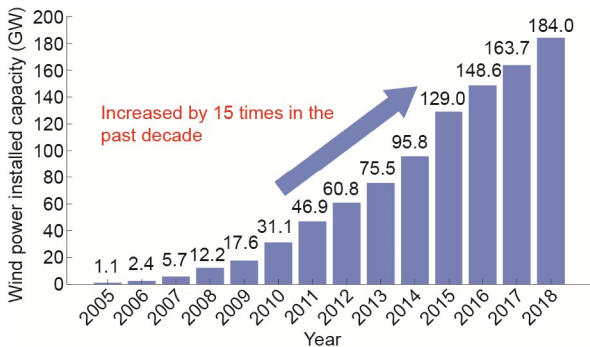


图3. 2005—2018年中国风力发电装机容量。

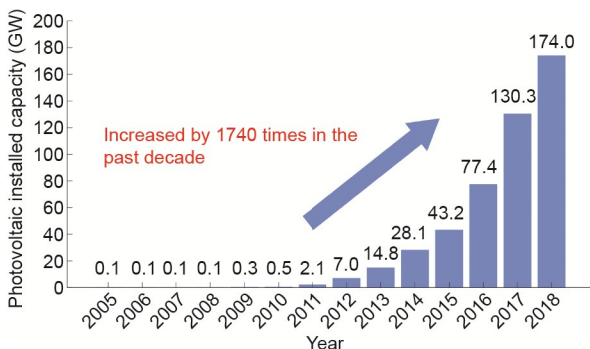


图4. 2005—2018年中国太阳能光伏发电装机容量。

约 5×10^8 kW。截至2018年年底，中国海上风力发电总装机容量达 4.45×10^6 kW，在建 6.47×10^6 kW。同时，中国在海上风力发电方面排名第三，仅次于英国和德国[6-8]。

《中国可再生能源展望2018》显示，到2035年，中国的风力发电和太阳能发电装机容量预计将达到 1.826×10^9 kW 和 1.962×10^9 kW，占预估总装机容量 (5.366×10^9 kW) 的34.0%和36.6%，比2018年增加了 1.642×10^9 kW 和 1.788×10^9 kW。可再生能源的比重正在迅速增长，将成为中国未来的主要能源来源。

然而，《电力发展“十三五”规划（2016—2020年）》（以下简称“十三五”规划）指出，尽管过去两年中国弃风、弃光和弃水的问题有所缓解，但在一些地区仍然严重[9]。截至2018年年底，中国弃风电量为 2.77×10^{10} kW·h，弃光电量为 5.5×10^9 kW·h，分别比2016年减少 2.2×10^{10} kW·h 和 1.5×10^9 kW·h [10]。然而，2018年新疆、甘肃、内蒙古等地的风力发电量和太阳能发电量下降超过 3×10^{10} kW·h，占全国弃风和弃光总容量的90%以上，说明部分地区弃风和弃光问题严重。能源供应松散是近年来弃风和弃光问题的原因之一。但问题的根本原因是风力发电和太阳能发电的发展与现有的电力系统不匹配、技术不成熟、跨地区吸收风力发电和太阳能发电困难、需求侧缺乏大规模吸收风力发电和太阳能发电的能力。因此，解决弃风弃光的瓶颈问题是能源转型和发展的

2020年)》中提出，大力发展分布式风力发电，稳步发展海上风力发电[5]。中国海上风力发电发展势头强劲，海上风力发电储量巨大，深度为5~50 m，高度为70 m，可发电

关键[11-14]。此外，由于可再生能源装机容量的快速增长以及未来可再生能源比重的不断增加，可再生能源的吸收将面临更多的问题。因此，研究当前和未来中国可再生能源消费的瓶颈和解决方案具有重要意义。

从发电平衡的角度看，电力调节性能、电网输送容量和负荷水平是影响可再生能源消纳容量的重要因素。另外，可再生能源的特性，如可再生能源布局、功率预测水平和控制性能也是重要的影响因素。此外，电力市场机制对可再生能源的消纳也有显著影响[15]。一些学者已经发表了关于评价可再生能源消纳能力的论文，以概述相关的方法。Wang等[16]提出了一种考虑可再生能源不确定性和相关性的风力发电、太阳能发电一体化电力系统可再生能源消纳能力的评价方法。可再生能源的不确定性给研究可再生能源发电带来了挑战，现有研究由于数据的频繁更新而面临着较高的计算成本。为了解决这些问题，Liu等[17]提出了一种基于深度强化学习的近似最优采用率确定算法。在需求侧管理方面，促进可再生能源整合的潜力巨大，Hungerford等[18]将基于详细终端用户数据的柔性负荷表示方法集成到澳大利亚国家电力市场（Australian National Electricity Market）的系统级模型中，并提出了一种应用能量约束发电机的柔性负荷表示方法。并网的高渗透率可再生能源给电网稳定性带来了挑战，因此Al-Shetwi等[19]评估了近期关于可再生发电厂在电网中渗透的综合需求和合规的控制方法。此外，Wu等[20]提出了一种基于电压源变换器的高压直流（VSC-HVDC）设计方法，以加强可再生能源比例高的区域电网。此外，可以采用基于市场的方法来缓解整合问题。Li等[21]将基于市场的方法应用于中国的可再生能源整合，包括发电权交易和调峰辅助服务。Guo等[15]引入了中国两级市场模型，提出了基于最小可调度区间的分段竞价机制，验证了可再生能源运用的有效性。以中国唐山为例，Zhen等[22]研究采用可

再生能源的电力系统规划，其中补贴政策对电力系统的发展影响较大，因为补贴政策降低了常规发电的成本优势，提高了公用事业公司发展可再生发电的积极性。

针对日益严重的弃风弃光问题，结合中国电力发展的现状和趋势，本文提出了可再生能源高消纳的解决方案：

(1) 以中东部地区分布式可再生能源开发利用为重点，将可再生能源集中开发与分布式开发相结合，缓解可再生能源建设布局与源负荷的不匹配；

(2) 提高火力发电柔性调峰能力，开展火力发电柔性改造，发展智能发电技术[23-24]，适应可再生能源发电的大规模采用；

(3) 提高燃气轮机和抽水蓄能供电比例，缓解供电结构矛盾；

(4) 增加输电渠道和灵活的智能电网建设[25]，提高可再生能源的交付；

(5) 构建需求响应[26-27]和虚拟电厂[28-29]，引导需求侧容量的增长；

(6) 研究可再生能源主动支持技术，提高可再生能源发电并网友好性性能和电网的主动支持能力；

(7) 建立促进高渗透率可再生能源消纳的政策和市场机制，完善灵活的交易机制，消除省际市场壁垒。

瓶颈与对策之间的关系如图5所示。

本文其他部分的安排如下：第二部分分析总结了可再生能源大规模利用的四大瓶颈。第三部分将这些瓶颈放在中国的实际背景下，提出了实现可再生能源高使用率的7种途径，并详细概述了一些应用场景和实例。最后，第四部分对全文进行总结。

2. 大规模可再生能源电力消纳的瓶颈问题

电力系统的基本特征是能源的实时供需平衡。随着风

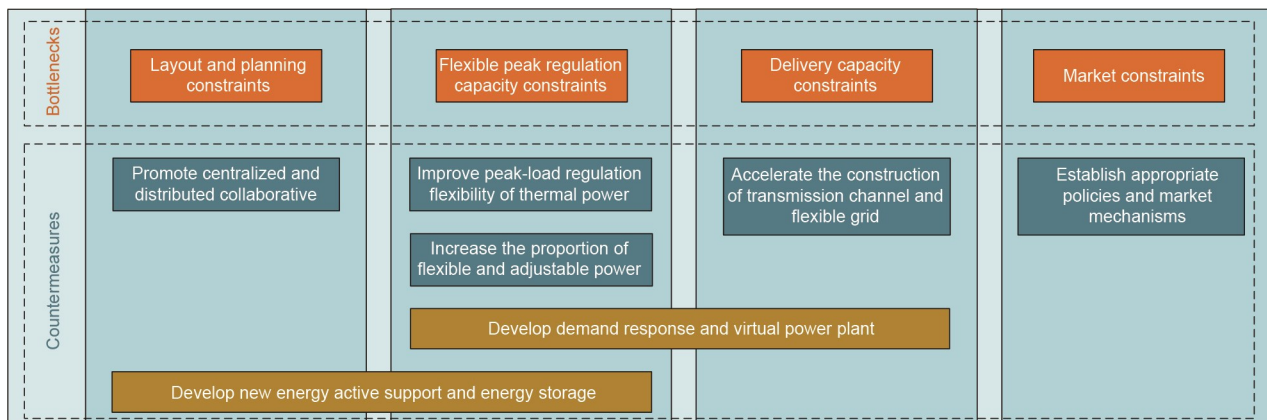


图5. 所提瓶颈与相应对策。

力发电、太阳能发电等可再生能源的开发利用，间歇性强的发电（供应）和随机波动的负荷（需求）之间必须达到平衡。当电力供应和需求之间存在不平衡时，调度必须采取措施减少负荷（当供给小于需求时）或删除发电限制（当供给大于需求时）以保持安全、稳定的电力系统的操作。因此，弃风和弃光问题的根本原因是电力系统未能保证能源供需的实时平衡。下面，我们结合实际情况，分析制约中国可再生能源发展的瓶颈。

2.1. 布局和规划的约束

中国可再生能源装机容量分布不均匀，与负荷呈负向分布。三北地区（东北、西北和华北北部地区）拥有全国75%的可再生能源装机容量，但仅占全国总负荷的36%。截至2018年年底，中国72%的风力发电和56%的太阳能发电来自这些地区。但这些地区绝大多数经济发展相对落后，电力需求不足，电力市场较小，可再生能源负荷无法得到充分利用。

表1列出了2018年中国部分省份的可再生能源装机容量和渗透率（渗透率=2018年年底可再生能源装机容量/2018年最大负荷），表明中国可再生能源负荷容量不足。部分省份（内蒙古东部、宁夏、甘肃、青海、新疆）可再生能源普及率超过100%，超过丹麦、西班牙、葡萄牙等发达国家。

表1 2018年中国部分省份可再生能源装机容量和渗透率情况

Province (area)	Installed capacity (GW)	Penetration rate (%)
Eastern Inner Mongolia	12.41	196
Ningxia	18.28	141
Gansu	21.21	140
Qinghai	12.29	133
Xinjiang	28.44	112

在本节中，我们以新疆为例。截至2018年年底，新疆电网装机容量为 8.991×10^7 kW，是全新疆地区最大用电负荷（ 2.824×10^7 kW）的3.18倍。同期，新疆可再生能源装机容量达到 2.871×10^7 kW，完全满足当地最大用电量要求。

根据我们的分析，新疆的装机容量远远大于当地的负荷需求。换句话说，即使所有区域的电网都使用可再生能源，一些风力发电和太阳能发电仍处于弃置状态，因为在可再生能源调峰和调频过程中，也必须预留一定数量的常规电厂（火力发电厂或水力发电厂），以保持电力系统的实时供需平衡。然而，新疆只是本文研究的三个地区的一

个缩影，大多数地区的装机容量过剩，但当地的吸收能力不足。相比之下，特别是在欧洲和美国，陆上风力发电以分布式为主。例如，在德国和丹麦，90%的陆上风力发电都接近电力负荷，可以在附近直接使用。此外，可再生能源主要分布在葡萄牙和德国，占50%以上。

2.2. 灵活调峰能力的约束

中国主要使用煤炭发电，尤其是三北地区：70%的电力来自煤炭发电，7.7%来自灵活能源发电（占可再生能源装机容量的37%）。灵活能源的最大调节能力与可再生能源的波动不匹配，制约了中国部分地区对可再生能源的采用。与欧美等发达国家不同，中国缺乏灵活的、可调度的电力供应。图6为中国与几个可再生能源普及率较高的国家的电力供应结构对比情况。

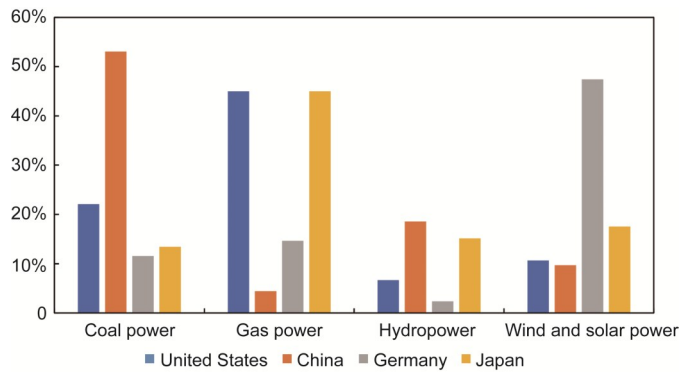


图6. 不同国家供电结构的比较。

截至2018年年底，中国4.41%的发电厂采用燃气发电，燃气发电能够对可再生能源的随机波动做出快速响应。中国水力发电供电占比18.6%左右，其中抽水蓄能电站仅占1.5%，其余多为径流型水力发电站（具有明显的季节性特征）。除发电外，水库蓄水量还应满足防洪和农田灌溉的需要。燃煤发电占总发电量的53.1%，但纯凝机组最小出力为额定负荷的50%，冬季供热机组最小出力为额定负荷的60%~70%。这些电站的深峰调峰能力与国外同类电站有较大差异。此外，中国燃煤机组的可变负荷率为每分钟额定负荷的1%~1.5%，无法满足可再生能源比重较高的需求。

下面以甘肃、内蒙古和东北地区为例，这些地区的可再生能源消费问题比较严重。

第一，甘肃是中国可再生能源的主要使用省份。截至2018年年底，可再生能源装机容量占总装机容量的40%以上。虽然水力发电占比已达18.1%，但灵活可调的抽水蓄能装机容量为 1.2×10^6 kW，占2.34%。因此，火力发电仍是其主要的可调度资源，其中40%用于供热，现有

可调度容量无法满足可再生能源的并网需求。

第二，内蒙古2018年年底风力发电装机容量为 2.869×10^7 kW，太阳能发电装机容量为 9.45×10^6 kW，风力发电和太阳能装机容量占比合计为30.9%。灵活可调的抽水蓄能占0.9%，燃气发电占0.5%。火力发电机组是电力供应的主要类型，装机容量比例约为70%，其中以供热机组居多，占60%以上。在冬季，大部分供热厂不能进行调峰，电网的调峰能力大大降低。但自供电厂比重较高：电网自供电厂总装机容量已超过 9×10^6 kW，发电量约占全省发电总量的三分之一。自供电厂的平均利用时间超过6000 h，严重占用清洁能源消费空间。

第三，东北地区2018年年底区域电网可再生能源并网装机容量达到 2.655×10^7 kW，占各类能源发电总装机容量的25.62%。风力发电装机容量为 1.873×10^7 kW，太阳能发电装机容量为 7.82×10^6 kW，灵活可调抽水蓄能装机容量达 1.5×10^6 kW（占总装机容量的1.0%）。此外，火力发电约占70%，其中大部分用于加热，其调峰和调频能力远远不够。

2.3. 输电能力的约束

当本地负荷出现富余且本地消费能力不足时，可通过建设跨地区输电通道将电力送往负荷需求高的地区。然而，三北地区由于风力、太阳能发电站建设周期短，输电渠道建设周期长，跨区域输电渠道建设严重滞后。目前，只有新疆等少数地区完成了更多大容量输电通道的建设，其他地区的输电通道大多还在规划或在建中。

2018年年底，新疆输电能力达到 1.3×10^7 kW，2018年总输电能力超过 5×10^{10} kW，但输出通道容量仍仅占电网发电总装机容量（ 8.991×10^7 kW）的14.5%，甚至低于该地区风力发电装机容量（ 1.921×10^7 kW）。新疆地方电力负荷为 2.824×10^7 kW，对外输电通道容量为 1.3×10^7 kW，共计 4.124×10^7 kW，占新疆电网发电总装机容量的45.8%。然而，剩余装机容量超过50%，无法使用。2018年新疆弃风电量为 1.0691×10^{10} kW·h，风力发电利用率才刚刚起步，距离 1×10^6 kW还很远，单靠本地负荷很难实现进一步的大规模开发。因此需要将风力发电输送到其他地方。

相比之下，在欧洲大陆，各国之间形成了紧密联系的网络结构，促进了可再生能源的跨境采用。目前，葡萄牙已通过6路400 kV和3路220 kV输电网络接入西班牙电网，交换功率为 $2.2 \times 10^6 \sim 2.8 \times 10^6$ kW，为葡萄牙 5.26×10^6 kW的风力发电和太阳能发电[$(4.83 + 0.43) \times 10^6$ kW]提

供42%的电力。这一网络有助于加快可再生能源的发展，实现可靠的电力供应。

2.4. 市场的约束

中国电力市场机制尚处于初级阶段，调峰辅助服务尚处于试点阶段。中国采用固定电价和优先接入互联网的担保购买机制。此外，中国建立了可再生能源发电完全有保障的购买制度，可再生能源发电收入由电网企业按当地脱硫燃煤电厂基准电价支付的发电费用和政府可再生能源的补贴构成。

中国尚未建立统一的全国电力市场，各省之间存在严重的市场壁垒。而且，跨省、跨地区交易缺乏完善的市场环境。更严重的是，电力输配的数量和输配方式一般由输配地区的地方政府通过长期协议达成一致，输电价格以当地价格管理部门批准的价格为准。而且接收省份的电价相对较高。此外，中国各地区和各省的可再生能源消费仍受政府定价的影响，削弱了接受补贴省份的积极性。因此，必须明确政策和电价机制，以减少跨省壁垒。

中国电力市场以中长期交易为主，短期灵活的交易机制尚未完善，现货市场尚未实现可再生能源边际成本低的优势。在欧盟建立统一电力市场的目标指导下，欧盟各国相互开放市场，逐步走向统一电力市场，促进可再生能源的消费。欧盟已经实施了额外的法规，要求更大的市场统一，扩大电力市场的交易和流动性范围，以提高市场竞争和资源配置效率。近年来，可再生能源在欧盟得到迅速发展，确保了可再生能源的采用，但有必要打破原有的电力与电力局部平衡的格局。为此，欧盟也在加强传输基础设施和跨境网络的建设。例如，葡萄牙和西班牙属于同一个Mercado Ibérico da Energia Eléctrica (MIBEL)市场，该市场与德国的欧洲能源交易所 (EEX)、北欧北部地区、中欧和西欧、意大利和斯洛文尼亚共同运营。基于市场几天的边际价格和日内市场联合清算，欧洲形成了新的统一的电力竞价市场，实现了可再生能源在其他市场的消纳。

3. 高比例可再生能源消纳的对策

3.1. 促进集中式和分布式可再生能源的协作发展

第一个解决方案是坚持集中发展和分布式发展相结合的原则，重点加强中部和东部地区分布式可再生能源的开发利用。一方面，中国可再生能源资源集中在三北地区，适合采取集中发展模式。但这种模式在增加开发利用力度的同时，还应结合地区自身资源、当地负荷特点和不同地区可再生能源输出特点。另一方面，尽快完成出线通道建

设，加强大电网资源优化配置。

与此同时，中国中东部和南部地区的电力消费能力高于三北地区。因此，应加强风力发电在消费能力较强地区或负荷中心的开发，特别是海上风力发电的开发利用，以提高附近区域风力发电的消费能力。

表2、表3显示了2019年上半年中国风力发电和太阳能发电的运行情况，三北地区有大量弃风弃光问题，而中部和东部地区没有弃风弃光问题。因此，应优化可再生能源布局，加强东南沿海城市和近海地区风力发电建设，注重分布式发展模式。

3.2. 提高火力发电调峰的灵活性

具体措施包括：发展低成本、高效率的热电耦合技术；降低燃煤电厂最低发电量；提高负荷响应速度；确保安全灵活运行；在低负荷运行下保持高效率，使调峰范围达到20%~100%、负荷上升率达到5% $\text{Pe} \cdot \text{min}^{-1}$ 。目前，中国电厂深度调峰能力远低于丹麦和德国，快速调峰能力仅为德国的一半。此外，实现启停循环基本上是不可能的。

另外，提高火力发电灵活性至关重要。中国的电力供应结构以燃煤发电为主，缺乏抽水蓄能、燃气等灵活的电

表2 2019年上半年中国各省(自治区、直辖市)风力发电并网运行情况

Province/municipality	Cumulative grid-connected capacity (MW)	Generating capacity ($\times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$)	Abandoned electricity consumption ($\times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$)	Rate
Beijing	190	2.0	—	—
Tianjin	520	6.6	—	—
Hebei ^a	14 650	170.3	7.4	4.2%
Shanxi	11 340	113.7	1.2	1.0%
Inner Mongolia ^a	28 960	356.2	30.5	8.2%
Liaoning	7 890	104.8	0.6	0.6%
Jilin	5 140	64.7	2.2	3.3%
Heilongjiang	6 020	74.7	1.5	2.0%
Shanghai ^b	710	7.9	—	—
Jiangsu ^b	9 270	91.4	—	—
Zhejiang ^b	1 570	15.1	—	—
Anhui ^b	2 580	22.6	—	—
Fujian ^b	3 250	36.3	—	—
Jiangxi ^b	2 470	24.8	—	—
Henan ^b	5 620	42.6	—	—
Guangdong ^b	4 020	35.5	—	—
Guangxi ^b	2 600	30.8	—	—
Hainan ^b	290	2.3	—	—
Chongqing ^b	560	5.2	—	—
Sichuan ^b	2 640	44.4	—	—
Hubei ^b	3 710	35.3	—	—
Hunan	3 810	37.7	1.1	2.9%
Shandong	11 910	126.2	0.2	0.2%
Guizhou	4 250	42.5	0.3	0.7%
Yunnan	8 630	159	0.5	0.3%
Tibet	8	0.1	—	—
Shaanxi	4 400	34.3	0.4	1.1%
Gansu ^a	12 820	118.9	13.3	10.1%
Qinghai	3 520	34.8	0.5	1.4%
Ningxia	10 110	90.4	2.3	2.4%
Xinjiang ^a	19 260	207.9	42.4	17.0%
Total	192 690	2 145.0	104.6	4.7%

^a Regions with major idle wind power.

^b Regions without idle wind power.

表3 2019年上半年中国各省(自治区、直辖市)太阳能发电建设和运营情况

Province/municipality	Cumulative installed capacity (MW)		Newly installed capacity (MW)		Idle electricity capacity ($\times 10^8$ kW·h)	Rate
	Total	Solar power plant	Total	Solar power plant		
Tianjin	1 380	1 020	100	50	—	—
Hebei	13 190	8 990	850	440	1.6	1.8%
Shanxi	9 760	7 850	1 120	1 040	0.1	0.2%
Shandong	14 370	6 520	760	40	0.1	0.2%
Inner Mongolia	9 780	9 560	500	440	0.6	0.6%
Liaoning	3 100	2 220	80	30	—	—
Jilin	2 710	2 050	60	20	0.4	1.9%
Heilongjiang ^a	2 210	1 450	60	40	—	—
Shanghai ^a	1 000	60	120	0	—	—
Jiangsu ^a	14 050	8 130	730	210	—	—
Zhejiang ^a	12 360	3 930	980	310	—	—
Anhui ^a	11 540	6 980	360	210	—	—
Fujian ^a	1 570	400	90	30	—	—
Jiangxi ^a	5 670	3 110	300	160	—	—
Henan ^a	10 120	6 000	210	0	—	—
Hubei ^a	5 510	3 550	410	190	—	—
Hunan ^a	3 110	1 380	190	120	—	—
Chongqing ^a	630	580	200	200	—	—
Szechwan ^a	1 850	1 680	50	10	—	—
Shaanxi	8 050	6 790	890	660	1.9	3.9%
Gansu	8 660	8 130	370	340	4.3	6.9%
Qinghai	10 790	10 680	1 230	1 220	5.2	6.3%
Ningxia	8 320	7 660	160	40	1.9	3.2%
Xinjiang (including XPCC)	10 660	10 610	740	700	7.7	10.6%
Tibet	1 020	1 020	40	40	2.1	25.7%
Guangdong	5 600	2 820	330	0	—	—
Guangxi	1 340	1 040	100	100	—	—
Hainan	1 400	1 270	40	40	—	—
Guizhou	1 780	1 600	80	0	0.1	0.7%
Yunnan	3 640	3 460	210	150	0.1	0.3%
Total	185 590	130 580	11 400	6 820	26.1	2.4%

XPCC: Xinjiang production and construction group.

^aRegions without idle solar power.

力供应类型。到2030年,这两种柔性电源的总装机容量将在10%左右,仍远低于德国、美国、日本等国家目前的比例。因此,应严格按照“十三五”规划,尽快提高中国现有火力发电机组,特别是热电联产机组的灵活性。但火力发电厂的灵活改造不应“一刀切”,应根据火力发电厂的地域、等级和特点进行统筹规划。目标是完成 4×10^8 kW火力发电厂调峰灵活改造和三北地区 2.15×10^8 kW的燃煤电厂的深度调峰改造,其中包括 8.2×10^7 kW的纯

凝机组、 1.33×10^8 kW的热电联产机组。改造完成后,新增调峰能力 4.6×10^7 kW。

此外,开发单元储能深度利用的智能发电与控制技术必不可少,包括开展发电过程智能检测与控制技术、智能仪表控制系统设备、解决先进运行控制技术和发电机组示范应用的关键问题。同时,开展凝结水节流快速变负荷控制技术、高给水节流快速变负荷控制技术、加热萃取节流快速变负荷控制技术等具有重要意义。

例如, 辽宁电网在提高火力发电灵活性后, 大大提高了供热时可再生能源的采用率。表4为吉林和黑龙江电网具体数据对比。辽宁电网供热运行能力为 1.5×10^7 kW, 纯冷凝运行能力为 2.4×10^6 kW。假设供热容量和纯冷凝容量分别提高20%和15%, 计算定容调峰容量可提高 3.36×10^6 kW, 比吉林电网和黑龙江电网分别提高54.8%和66.3%。此外, 还可以增加风力发电电量 1.9×10^9 kW·h, 使辽宁成为东北地区弃风电量最少的省份: 2019年为 1.6×10^8 kW·h, 比吉林和黑龙江分别低79.2%和72.4%。这有助于解决冬季弃风的问题, 使辽宁减少煤炭消耗62.7万吨、二氧化碳排放150万吨、二氧化硫排放8000 t、氮氧化物排放4.4万吨。

3.3. 增加灵活可调的能源比例

2018年年底, 中国燃气发电装机容量为 8.33×10^7 kW, 抽水蓄能装机容量为 2.999×10^7 kW, 占全国总装机容量的5.8%。因此, 抽水蓄能的装机容量还有很大的提升空间。“十三五”规划提出, 加快大型抽水蓄能电站建设, 2020年新增建设 6×10^7 kW、运行 4×10^7 kW。

抽水蓄能是机械能蓄能的一种方法。抽水蓄能的储能功率范围为100~2000 MW, 可持续4~10 h, 储能成本为480~800美元·kW⁻¹。抽水蓄能具有无可比拟的技术和经济优势, 应进一步加快抽水蓄能电站的建设。抽水蓄能电站具有调峰和填谷双重功能, 具有响应快、运行灵活、启停方便等特点。从静态到满载状态只需要发电2~4 min, 从空载到满载状态只需30~35 s, 从泵状态快速切换到满载状态只需3~4 min, 因此满足系统中各种操作模式的要求。从技术可靠性、经济成本等方面来看, 抽水蓄能发电具有目前其他储能技术无法比拟的优势, 是现代电网中最好的峰值功率来源之一。因此, 中国应加快抽水蓄能电站的建设, 特别是在有迫切需求且条件允许的三北地区, 充分发挥抽水蓄能电站的备用功能, 增强系统灵活性。

此外, 储能应用场景广泛, 如平滑发电侧可再生能源发电系统输出、输电侧调峰调频、提高配电侧分布式太阳能利用率、提高用户侧的需求响应特性。因此, 对电池储能、压缩空气储能、蓄热等相关技术进行深入研究具有重要意义。

表4 东北三省火力发电灵活调峰能力比较

Province	Heating unit capacity (GW)	Pure condensing unit (GW)	Peak regulation capacity improved (GW)	Wind power consumption increased ($\times 10^8$ kW·h)	Wind power abandoned in 2019 ($\times 10^8$ kW·h)
Liaoning	15	2.4	3.36	19	1.6
Jilin	10.4	0.6	2.17	18	7.7
Heilongjiang	9.8	0.4	2.02	14	5.8

3.4. 加快输电通道和柔性电网的建设

输电通道的建设是消纳高比例可再生能源最直接的方法。截至2018年年底, 中国已建成8条交流特高压输电通道和13条直流特高压输电通道, 正在建设4条交流特高压输电通道和2条直流特高压输电通道。国家电网特高压累积输电电量及线路长度如图7、图8所示。考虑柔性直流输电是国际公认的技术上最具优势的风力发电并网方式和连接远距离海上风力发电的最佳方式, 并可大大提高大型风力发电场的并网性能, 因此应加强柔性智能电网建设。

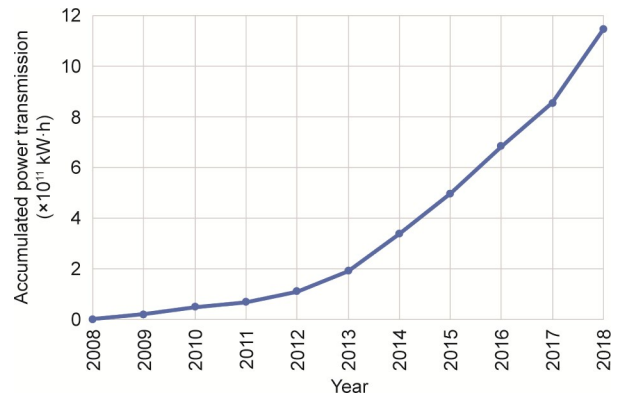


图7. 国家电网特高压累积输电电量。

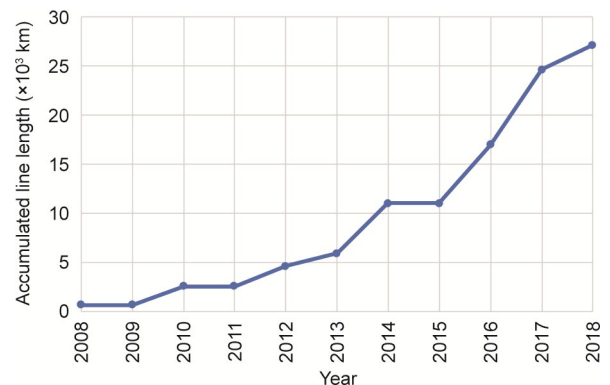


图8. 国家电网特高压累积输电线路长度。

此外, 为了在未来能够实现智能输配电网络, 还应采取以下重要措施: 新一代智能电网调度控制系统、透明的配电网架构与智能运维、多元信息融合的智能控制、大数据驱动的运行优化、全景信息融合与安全防护。

以国家电网特高压输电线路建设为例, 图7、图8分

别为2008—2018年累计输电量和累计输电线路长度。在此期间，特高压输电线路长度从640 km增加到27 114 km，增长了42倍。累计输电量从2008年的 $7.7 \times 10^7 \text{ kW}\cdot\text{h}$ 增加到2018年的 $1.145777 \times 10^{12} \text{ kW}\cdot\text{h}$ ，增长了14 880倍。特高压输电线路的建设有助于解决电源和负荷不平衡问题，提高了可再生能源的消纳能力。

3.5. 发展需求响应和虚拟发电厂

电力系统包括许多可调节负荷（如空调、供暖设备）和可延迟负荷（如洗衣机、消毒柜），它们与电网配合良好。据统计，中国消费者15%~20%的用电为高峰负荷，其中约一半为可平移负荷。电动汽车（EV）既可以充电也可以放电。电动汽车入网技术（V2G）的应用场景如图9所示，图中假设到2020年中国将拥有 5×10^6 辆电动汽车。电动汽车当前充放电功率高达7 kW，可向电网（双向）上传调节容量 $7 \times 10^7 \text{ kW}$ （约占中国电网当前装机容量的4%）。

因此，许多对环境友好的需求侧资源尚未得到充分利用。在全面理解这种资源特点的情况下，我们应该大力发展和使用需求侧灵活的调度资源，构建新能源场站、储能系统，以及负荷和电网调度中心等广泛互联的泛在电力物联网。从而使我们可以充分检测源网络负荷存储设备的运行、状态和环境信息，以市场方式引导用户进行可再生能源消费，挖掘需求侧消费潜力。通过建立合理的价格机制，引导用户进行负荷转移、削峰填谷，协调和优化供需关系，从而扩大系统的可再生能源消费能力。

虚拟发电厂是基于分布式能源生产数据运行的云控制系统。此外，虚拟电厂提供的多集成模式及其协同调节下的稳定输出特性，为实现可再生能源的高效利用开辟了新的途径。

以江苏电网采用的源-网络-负荷友好交互技术为例，如图10所示，江苏将大量分散的微负荷纳入可控资源，并网发电，并实现了源-网络-负荷之间的大规模友好交互。传统的“源随网动”模式转变为“源随荷动、荷随网动”的智能交互模式。通过大规模毫秒/秒/分精确负荷控制，实现发电、供电、用电的友好互动，从而有效扩展电网故障时的可控资源，完善大电网安全控制措施，以及推进可再生能源全额保障性消费和能源供给侧结构性改革。

2016年6月15日，全国首个大型源-网络-负荷友好交互系统在江苏建成并投入运行。经过二期和三期扩建，实现了 $3.76 \times 10^6 \text{ kW}\cdot\text{s}$ 和 $2.6 \times 10^6 \text{ kW}\cdot\text{ms}$ 的精确负荷控制能力。该项目取得了明显的成果，目前正在进行推广。2021年12月6日，国网浙江省电力有限公司与中国移动通信集团浙江有限公司、华为技术有限公司等单位共同开展5G硬切片秒级可中断负荷终端设备调试工作。截至2021年年底，浙江省已有1016家企业用电客户接入国网浙江电力5G硬切片秒级可中断负荷平台，该公司5G硬切片秒级可中断负荷资源池容量可达到 $2 \times 10^6 \text{ kW}$ 。

3.6. 发展可再生能源主动支撑与储能技术

可再生能源利用率的不断提高给未来电力系统安全稳

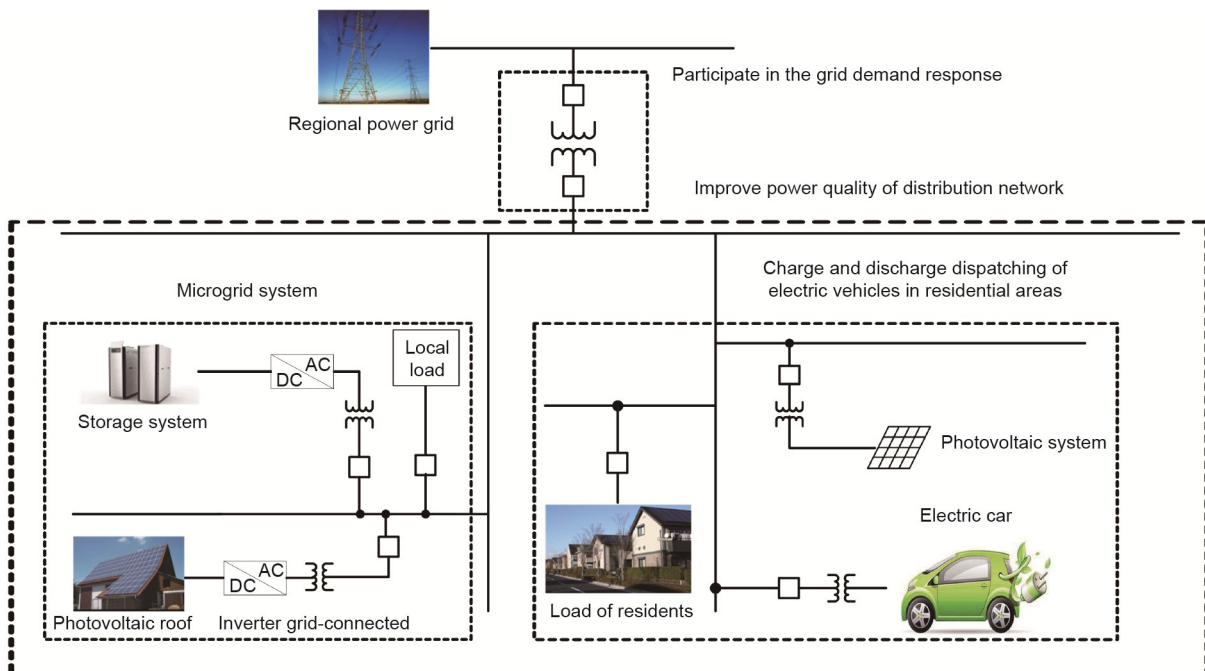


图9. 电动汽车V2G应用场景。AC：交流电；DC：直流电。

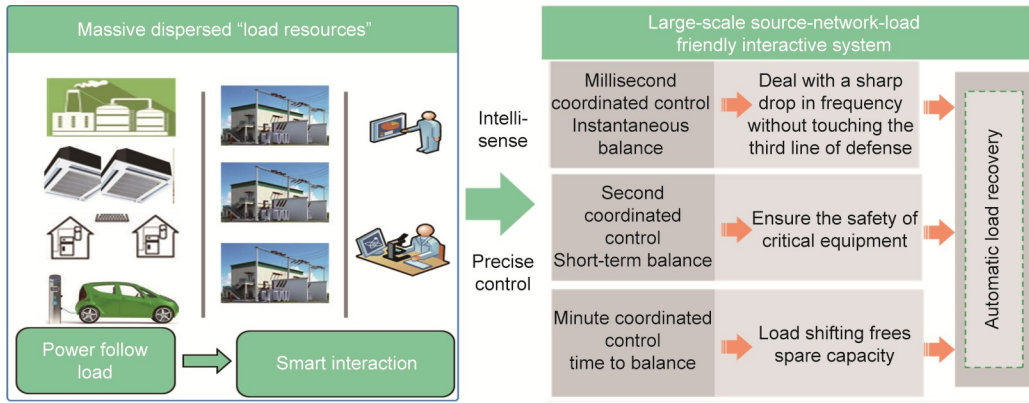


图 10. 源-网络-负荷友好交互技术示意图。

定的运行带来了不可忽视的挑战。大规模的可再生能源应该成为主要的能源来源。对可再生能源发电的调峰、调频、惯性支撑等关键技术进行研究是十分必要的。图 11、图 12 给出了用于风力发电和太阳能发电的虚拟同步机技术，对提高可再生能源发电的并网友好性能和电网的主动支撑能力具有重要意义。

3.7. 建立合适的政策和市场机制

电力市场的发展必然要求对电厂的发电量进行市场竞价。因此，火力发电的灵活性、低碳含量和可再生能源的可持续性应成为市场竞价的主要考虑因素。转变能源结构，引导火力发电企业提高经营灵活性，促进可再生能源的大规模消费，是中国能源发展的必由之路。因此，迫切需要市场机制，如辅助服务市场政策以增强各类供电的灵活性。2012 年，英国政府首次提出了海上风力发电场成本降低政策，以此降低由化石燃料产生的温室气体排放，这一政策已被其他国家效仿。中国政府强调以清洁技术为

基础的能源政策，不断推动能源革命和治理污染。2016—2018 年旨在扩大可再生能源消纳的政策如表 5 所示。

同时，考虑目前中国各省之间的壁垒严重制约了能源资源在更大范围内的优化配置，因此大市场、大电网的效益难以充分发挥。在电力交易过程中，有必要推动跨省电力交易，打破政府间壁垒，放开省间优先发电权，建立有效的市场交易机制。

因此，国家和地方政府应加快电力市场改革，充分发挥市场调节功能，提高中长期电力交易机制，扩大清洁能源的跨省市场交易，统筹推进电力现货市场建设。加强宏观政策引导，形成有利于清洁能源消费的制度机制，研究实施可再生能源电力配额制度，制定逐年补贴退坡计划，加快推进互联网平价接入进程，建立可再生能源发电、可调度资源和电网一体化的市场机制，实现可再生能源大规模应用。这样，企业在规则的与市场改革一致的框架内，在降低成本的同时，可以提高竞争力。最后，建立充分竞争、开放、有序、健康的市场体系，加快中国能源结构

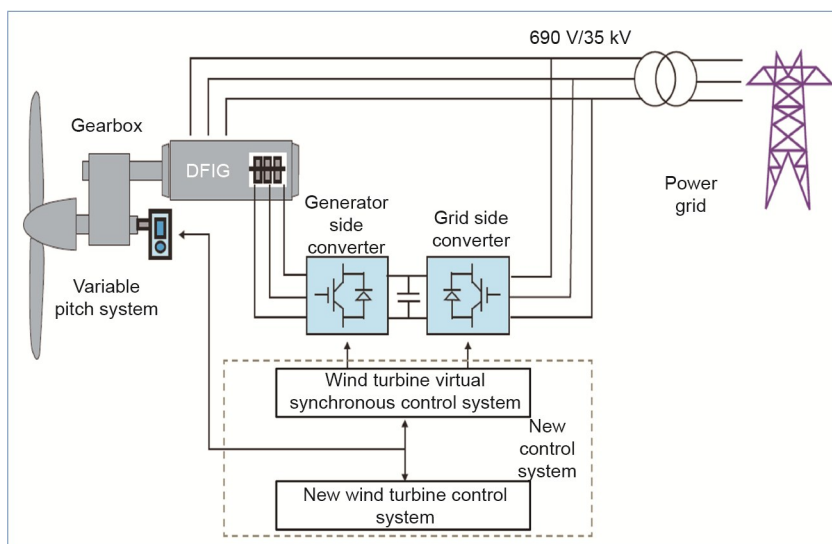


图 11. 风力发电虚拟同步机示意图。DFIG：双馈感应发电机。

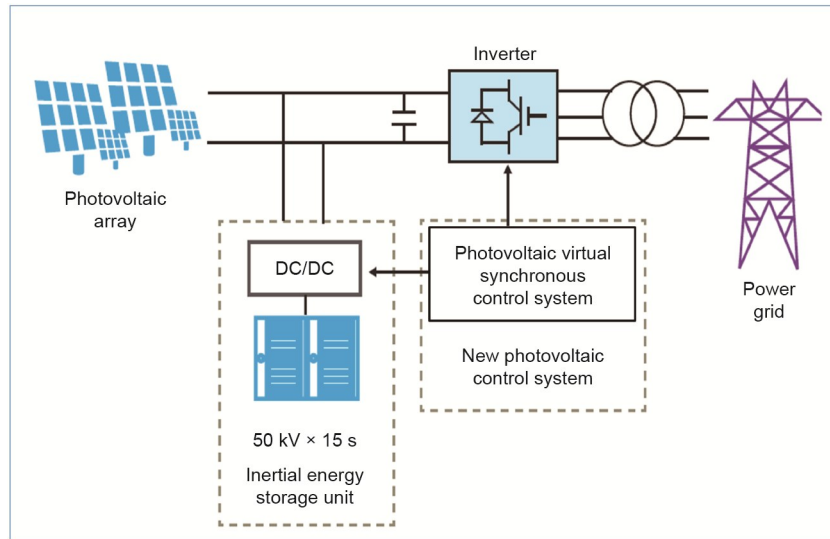


图12. 太阳能发电虚拟同步机示意图。

转型。

以广西电网的清洁能源采用情况为例。广西地处沿海地区，夏季台风频繁，短时强降雨，水库水位急剧上升。而且，台风期间，由于负荷低，水力发电消纳困难，存在较大的消纳风险。2018年，广西风力发电总装机容量为 2.7×10^6 kW，且风力发电输出存在逆调峰现象，在低负荷时期供需不匹配问题严重。广西电网以市场为导向，鼓励用户使用更多的清洁能源，引导大型企业从自供型电厂向主供型电厂转变。自2018年以来，水力发电和火力发电权利转让交易总共进行了17笔，消纳富余水力发电约 7.5×10^9 kW·h，实现了采用清洁能源与市场化交易合同履约“双赢”的局面，同时缓解了火力发电企业的运行压力。

4. 结论

本文根据中国可再生能源发展的现状，结合资源禀赋和分布特点，探讨了高比例用户消纳可再生能源的四大瓶颈制约因素：布局规划、调峰灵活性、运力和市场转型。针对这些问题，提出了7种解决方案：促进集中式和分布式可再生能源的协作发展、提高火力发电调峰的灵活性、增加灵活可调的能源比例、加快输电通道和柔性电网的建设、发展需求响应和虚拟发电厂、发展可再生能源主动支撑与储能技术、建立合适的政策和市场机制。

实际上，中国政府和能源部门发布了一系列政策和措施，包括可再生能源监测和预警、发电市场开放、跨省跨地区电力交易、绿色电力证书、火力发电厂灵活改造、利

表5 政府和能源部门发布的可再生能源消费政策

Time	Department	Policy name
2016-02-05	National Energy Administration (NEA)	Circular on the consumption of renewable energy in the three northern provinces areas
2016-03-24	National Development and Reform Commission (NDRC)	Measures for the administration of full guarantee purchase of renewable energy power generation
2016-05-27	NDRC, NEA	Notice on full guarantee purchase and management of wind power and solar power generation
2017-01-18	NDRC, Ministry of Finance, NEA	Notice on trial issuance of renewable energy green power certificates and voluntary subscription trading system
2017-02-14	NEA	Response letter on the pilot project of incremental spot trading in renewable energy across regions and provinces
2017-07-19	NEA	Guidance on the implementation of the thirteenth five-year plan for the development of renewable energy
2017-08-14	NEA	Reply to agree to start the pilot implementation of Fujian electric power auxiliary service market
2017-11-08	NDRC, NEA	Implementation plan to address the problem of idle water, wind, and solar power
2018-03-23	NDRC, NEA	Guidance on improving the regulatory capacity of power systems
2018-12-04	NDRC, NEA	Clean energy consumption action plan (2018-2020)

用可再生能源进行清洁供暖，这些措施解决了可再生能源规划、并网、补贴、交易和能源消耗等问题。2016—2018年，中国扩大可再生能源消费成效显著。弃风弃光率逐年下降。弃风率由2016年的17%下降到2018年的7%，弃光率由2016年的10%下降到2018年的3%。

中国能源结构将长期处于转型期。从中国电力发展战略规划和各方预测来看，未来中国可再生能源电力发展有望保持较快发展。可再生能源的使用也面临着更大的挑战，各部门必须相互合作，实施有针对性的措施，推动能源生产和消费革命，建设清洁、低碳、安全、高效的能源体系。

对于高渗透率可再生能源的技术瓶颈及其对策，我们的研究没有给出任何固定的标准，因为每种技术都有自己的技术瓶颈，这可能是相应领域的研究重点。例如，中国海上风力发电的技术瓶颈之一是机组技术、建设技术、传输技术，以及运行技术与海上风力发电发展的需求不匹配等。因此，从长远来看，一个有效的对策是加大对各领域核心技术的投资。

致谢

本工作由中国工程院战略咨询研究项目(2017-XY-16)和国家自然科学基金项目(52061635102)资助。

Compliance with ethics guidelines

Liu Jizhen, Wang Qinghua, Song Ziqiu, Fang Fang declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

References

- [1] Rueda-Bayona JG, Guzmán A, Eras JJC, Silva-Casarin R, Bastidas-Arteaga E, Horrillo-Caraballo J. Renewables energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology. *J Cleaner Prod* 2019;220:529–43.
- [2] China electric power industry annual development report [Internet]. Beijing: China Electricity Council; 2019 Jun 14 [cited 2020 Oct 24]. Available from: <http://www.cec.org.cn/yaowenku-aidi/2019-06-14/191782.htm>. Chinese.
- [3] Wind power grid-connected operation in 2018 [Internet]. Beijing: The State Council the People's Republic of China; 2019 Jan 29 [cited 2020 Oct 24]. Available from: http://www.gov.cn/xinwen/2019-01/29/content_5361945.htm. Chinese.
- [4] Statistics on photovoltaic power generation in 2018 [Internet]. Beijing: National Energy Administration; 2019 Mar 19 [cited 2020 Oct 24]. Available from: http://www.nea.gov.cn/2019-03/19/c_137907428.htm. Chinese.
- [5] Energy development strategy action plan (2014–2020) [Internet]. Beijing: The State Council of the People's Republic of China; 2014 Nov 19 [cited 2020 Oct 24]. Available from: http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content_9222.htm. Chinese.
- [6] Sahu BK. Wind energy developments and policies in China: a short review. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;81(Pt 1):1393–405.
- [7] Zhao XG, Ren LZ. Focus on the development of offshore wind power in China: has the golden period come? *Renewable Energy* 2015;81:644–57.
- [8] deCastro M, Salvador S, Gómez-Gesteira M, Costoya X, Carvalho D, Sanz-Larruga FJ, et al. Europe, China and the United States: three different approaches to the development of offshore wind energy. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;109:55–70.
- [9] “13th Five-Year” plan for electric power development [Internet]. Beijing: National Development and Reform Commission; 2016 Nov 7 [cited 2020 Oct 24]. Chinese. Available from: <http://www.gov.cn/xinwen/2016-12/22/5151549/files/696e98c57ecd49c289968ae2d77ed583.pdf>.
- [10] 2018–2019 National electricity supply and demand situation analysis forecast report [Internet]. Beijing: China Electricity Council; 2019 [cited 2020 Oct 24]. Available from: <http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2019-01-29/188578.html>. Chinese.
- [11] Kumar L, Hasanuzzaman M, Rahim NA. Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects: a review. *Energy Convers Manage* 2019;195:885–908.
- [12] Feng J, Feng L, Wang J, King CW. Evaluation of the onshore wind energy potential in mainland China—based on GIS modeling and EROI analysis. *Resour Conserv Recycl* 2020;152:104484.
- [13] Fan W, Hao Y. An empirical research on the relationship amongst renewable energy consumption, economic growth and foreign direct investment in China. *Renewable Energy* 2020;146:598–609.
- [14] Tang N, Zhang Y, Niu Y, Du X. Solar energy curtailment in China: status quo, reasons and solutions. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;97:509–28.
- [15] Guo L, Ding Y, Zeng D, Liu L. A mechanism for two-level power market in China: promoting cross regional consumption of renewable energy. *Energy Procedia* 2019;159:255–60.
- [16] Wang C, Liu S, Bie Z, Wang J. Renewable energy accommodation capability evaluation of power system with wind power and photovoltaic integration. *IFAC-PapersOnLine* 2018;51(28):55–60.
- [17] Liu Y, Guan X, Li J, Sun D, Ohtsuki T, Hassan MM, et al. Evaluating smart grid renewable energy accommodation capability with uncertain generation using deep reinforcement learning. *Future Gener Comput Syst* 2020;110:647–57.
- [18] Hungerford Z, Bruce A, MacGill I. The value of flexible load in power systems with high renewable energy penetration. *Energy* 2019;188:115960.
- [19] Al-Shetwi AQ, Hannan MA, Jern KP, Mansur M, Mahlia TMI. Grid-connected renewable energy sources: review of the recent integration requirements and control methods. *J Cleaner Prod* 2020;253:119831.
- [20] Wu X, Xiao L, Yang J, Xu Z. Design method for strengthening high-proportion renewable energy regional power grid using VSC-HVDC technology. *Electr Power Syst Res* 2020;180:106160.
- [21] Li S, Zhang S, Andrews-Speed P. Using diverse market-based approaches to integrate renewable energy: experiences from China. *Energy Policy* 2019;125(2):330–7.
- [22] Zhen JL, Huang GH, Li W, Wu CB, Wang S. Electric power system planning with renewable energy accommodation for supporting the sustainable development of Tangshan City, China. *J Cleaner Prod* 2016;139:1308–25.
- [23] Liu J, Hu Y, Zeng D, Xia M, Cui Q. Architecture and feature of smart power generation. *Proc Chin Soc Elect Eng* 2017;37(22):6463–70. Chinese.
- [24] Liu J, Wang Q, Fang F, et al. Data-driven-based application architecture and technologies of smart power generation. *Proc Chin Soc Elect Eng* 2019;39(12):3578–86. Chinese.
- [25] Alirezazadeh A, Rashidinejad M, Abdollahi A, Afzali P, Bakhshai A. A new flexible model for generation scheduling in a smart grid. *Energy* 2020;191:116438.
- [26] Jordehi AR. Optimisation of demand response in electric power systems, a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;103:308–19.
- [27] Ju L, Tan Q, Zhao R, Gu S, Yang J, Wang W. Multi-objective electro-thermal coupling scheduling model for a hybrid energy system comprising wind power plant, conventional gas turbine, and regenerative electric boiler, considering uncertainty and demand response. *J Cleaner Prod* 2019;237:117774.
- [28] Hany Elgamal A, Kocher-Oberlehner G, Robu V, Andoni M. Optimization of a multiple-scale renewable energy-based virtual power plant in the UK. *Appl Energy* 2019;256:113973.
- [29] Kong X, Xiao J, Wang C, Cui K, Jin Q, Kong D. Bi-level multi-time scale scheduling method based on bidding for multi-operator virtual power plant. *Appl Energy* 2019;249:178–89.