



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

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

on the basis of a decision
by the German Bundestag

中德能源转型研究项目

分散式灵活性和 可再生能源的整合

德国的经验和对中国的展望



giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

dena
German Energy Agency

法律信息

出版方:

德国能源署 (dena)
German Energy Agency
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin, Germany
电话: +49 (0)30 66 777-0
传真: +49 (0)30 66 777-699
电子邮件: info@dena.de
网站: www.dena.de

作者:

蒂姆·门内尔 (Tim Mennel), 德国能源署
赫尔沃耶·布尔列西奇·蕾尔 (Hrvoje Brlecic Layer), 德国能源署
丽莎·施特里普根 (Lisa Strippchen), 德国能源署
侯安德 (Anders Hove), 德国国际合作机构
钱文昀, 德国国际合作机构

日期:

2022年8月
版权所有。此出版物的任何使用都须得到德国能源署的同意。

引用格式:

德国能源署 (出版商) (dena, 2022) “分散式灵活性和可再生能源的整合”

本报告《分散式灵活性和可再生能源的整合》由德国能源署 (dena) 发布, 属于中德能源转型项目的一部分。本项目支持中国政府智囊团和德国研究机构之间的交流, 以加强中德两国在能源转型方面的科学交流, 并与中国受众分享德国能源转型的经验。本项目旨在推广以低碳为导向的能源政策, 通过国际合作以及互惠互利的政策研究和建模, 帮助中国打造更高效的低碳能源系统。本项目得到了德国联邦经济和气候保护部 (BMWK) 的支持, 构成中德能源与能效合作伙伴 (Sino-German Energy Partnership) 的一部分, 后者为德国和中国在国家层面开展能源政策对话提供了一个中心平台。中国国家能源局 (NEA) 作为中方牵头单位, 为项目提供总体的指导支持。德国国际合作机构 (GIZ) 联合德国能源署 (dena) 和德国Agora能源转型论坛 (Agora Energiewende), 负责项目的实施。

目录

1	德国的分布式发电和分散式灵活性	5
1.2	储能和需求侧管理目前在德国的部署.....	6
1.3	德国和欧盟在分布式可再生能源和灵活性方面的政策目标.....	7
2	高比例波动性可再生能源电力系统的技术挑战	8
2.1	对配电网的挑战.....	8
3	电网整合分布式可再生能源的灵活性	11
3.1	以灵活性作为配电和系统层面所出现问题的补救办法.....	11
3.2	配电网的灵活性.....	11
3.3	分散式灵活性的聚合.....	12
4	分散式灵活性在德国配电网中的应用	14
4.1	用户侧的电池储电.....	14
4.2	需求侧管理.....	17
5	在中国的应用	21
5.1	中国的分布式发电.....	21
5.2	分布式储能.....	24
5.3	集中式储能.....	24
5.4	需求侧管理.....	25
5.5	燃煤电厂灵活性.....	25
5.6	辅助服务市场.....	26
5.7	德国经验的相关性.....	26
5.8	对中国分散式灵活性的建议.....	27
	图目录.....	28
	表目录.....	29
	参考文献.....	30

摘要：灵活性的使用可以克服波动性可再生能源给电网带来的挑战

分布式发电在能源转型中发挥着越来越重要的作用。德国的目标是到2030年将可再生能源在净电力消费中的占比从2021年的45%提高到80%，因此，与配电网相连接的小规模可再生能源必须与陆上风电和海上风电等大规模能源一起，在国家能源产出中贡献更大的份额。

到目前为止，德国的大部分分布式发电是由太阳能光伏设施构成的，包括屋顶设施和小规模地面安装设施。其他小规模技术包括生物质、生物气和小规模水力发电。到2021年，德国有200万套屋顶太阳能光伏设施，约占全国光伏总容量的15%。

尽管使用太阳能取代化石燃料发电，有助于减少碳排放，但太阳能发电的波动性给配电网带来了技术挑战，其中最突出的是网络设备的热过载、电压越限、反向馈电问题以及相位不平衡。波动的可再生能源馈入可能在系统层面上导致总体的发电充裕度和稳定性的问题，尤其是随着德国逐步淘汰更多能够提供稳定容量和辅助服务的传统发电技术。

为解决这些配电网问题并使分布式能源能够充分发挥取代系统中传统电厂的作用，灵活性措施是其中关键。对于配电网，灵活性指的是增加电力储存（主要是电池）和需求侧管理（DSM）的使用。

储能：在配电网层面上，电池是最相关的技术。电池可以提供负荷转移以及各种电网服务，包括平衡电力、空转备用以及黑启动容量。在电表背后，电池可以帮助增加用户的自用消费，并改进用电质量。

需求侧管理：在配电网层面上，提供需求侧管理的典型技术是空调或热泵等家用电器，或者冷冻仓库等商用设备或化学工艺。电表计量的用户可以对市售电器进行需求侧管理，从而优化自身的购电策略，减少电费开支。此外，配电网运营商可以和去分散式需求侧管理提供者签订负荷控制合同，以管理电网阻塞，降低所有用户的成本。

要激活灵活性，就需要改变电力部门的监管。在自由化的欧盟电力系统中，网络运营已从发电和电力交易中拆分出来，须接受管理监督，尤其是在电网投资方面。为发挥储能和需求侧管理的潜力，欧盟及成员国须做出进一步的监管变化：

首先，电网监管必须**有利于智能电网投资**，例如电网公司的通讯和控制技术，这是激活灵活性的先决条件。其中应该包括现代智能电表技术，以及为所有用户和产消者提供入口，让他们能够参与实时负荷控制计划——让网络运营商能够利用灵活性、可能由第三方聚合商公司管理的计划。

其次，灵活性资产所有人需要一个**为灵活性提供报酬**的适当框架。理想情况下，为分散式灵活性支付的报酬应该充分反映其对系统的价值，避免电网或发电投资。其中应该包括引进灵活性市场或创新性辅助服务，将负荷控制和电池交由配电网运营商（DNO）支配。动态电网费用会激励将灵活性用于阻塞管理。

第三，监管机构必须通过市场数据透明性和市场准入，**进一步鼓励分散式灵活性的聚合**。通过独立的聚合商，可以使产消者和小公司为批发和平衡市场提供分散式灵活性。因此，分散式灵活性可以帮助负荷转移和系统稳定性。

即便德中两国的监管制度不同，但德国也能为中国提供有用的经验教训。过去十年间，中国的分布式发电容量激增，到2021年，中国的分布式光伏发电容量已超过100吉瓦，其中工业设施占主导地位。工业用户是分散式灵活性的理想选择，因为他们比居民用户更加复杂，并且更可以接触到能源服务公司。

我们建议同时加速储能和需求侧管理的发展：当各地实现太阳能光伏的高渗透率时，网络设备的热限值越限、电压以及反向馈电等电网问题就可能给中国的配电网带来挑战。激活灵活性提供了应对这些挑战的机会。配电网运营商应该使用储电和需求侧管理来管理阻塞问题。**这要求通过适当的报酬激励分布式灵活性。**

1 德国的分布式发电和分散式灵活性

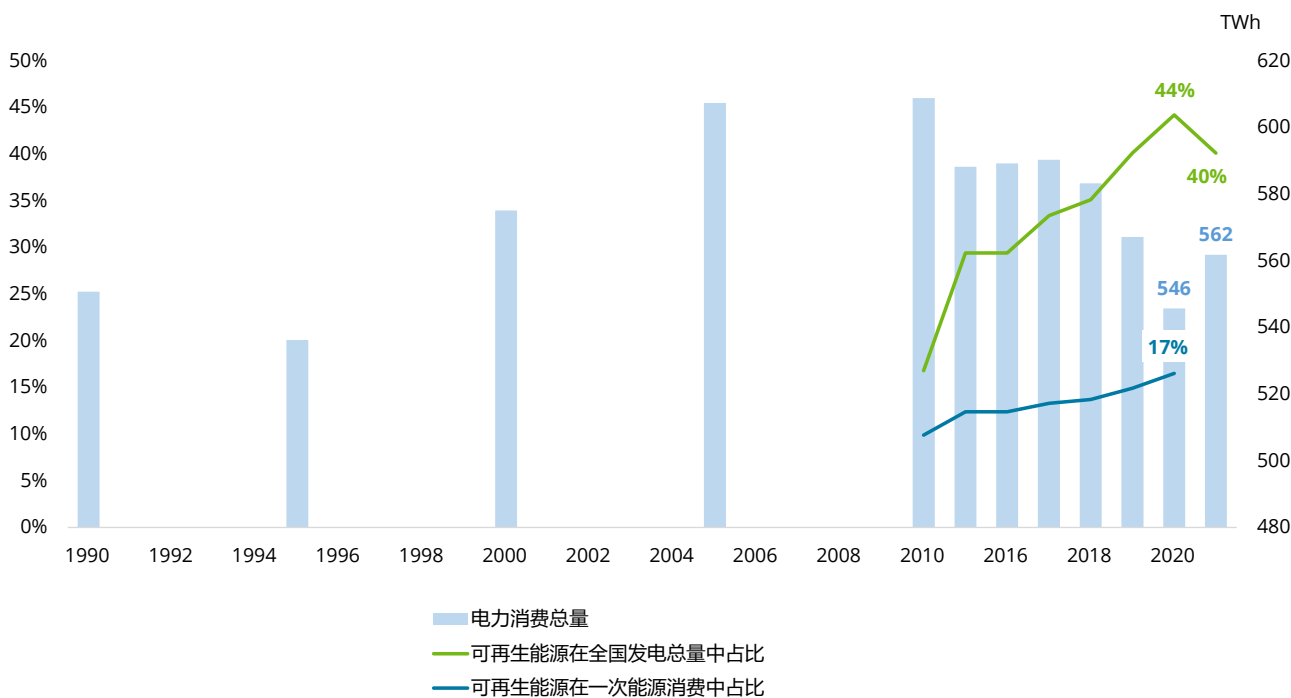
2021年，基于风能和太阳能光伏的可再生能源发电在德国发电量中所占比重达到45%，到2030年，即便届时德国实现了交通、工业和供热领域的电气化，此比重也可能会超过80%。分布式发电将做出巨大贡献。随着风电和太阳能光伏装机容量的增长，系统需要采用灵活性措施来平衡波动性可再生能源的输出。在配电网层面上，小规模储能和需求侧管理会有助于提高电网的稳定性。因其与日俱增的重要性的价值，当前的德国和欧盟立法都聚焦于推动分布式发电和分散式灵活性。

可再生能源在德国一次能源消费中所占比重越来越高，在2020年达到了17%。过去二十年间，可再生能源在电力供应中占据了举足轻重的地位。2021年，可再生能源在净发电量中所占比重达到大约45%，而在2000年时，此数值尚不足4%。

相反，可再生能源目前在消费部门中所起到的作用不大。

例如，在交通部门，石油及石油制品提供了90%的能源。¹在工业和供热部门的能源使用中，化石燃料也占到巨大比重。随着热泵、电动汽车和制氢的应用，电气化程度将不断提高，再加上能效的提升，这些部门的化石燃料消费量将会下降。因此，未来二十年间，即便波动性可再生能源所占比重将提高，电力消费量也会提高。

图1：可再生能源在一次能源总消费量和发电量中所占比重



来源：能源平衡工作组（AGEB），2022年3月

德国当前的年电力消费总量大约为500太瓦时。根据2021年政府的联合协议，由于电气化的原因，到2030年，德国的用电负荷可能增长到750太瓦时。²

要通过可再生能源满足此种电力消费量的大部分增长，就必须大幅增加可再生能源的装机容量。截至2021年，德国可再生能源装机容量为138吉瓦：64吉瓦的陆上和海上风电以及59吉瓦的太阳能光伏。最常见的光伏发电技术是屋顶太阳能系统和空地太阳能。

风能和太阳能都是波动性能源，其馈入量的波动性会给电网带来挑战，例如过载或者电压问题。相反，水力发电或生物质等可调度可再生能源波动性较低，在没有储能作为补充的情况下，更容易调度。但是，德国水力和生物质资源的增长潜力有限。2021年，生物质和水力发电在德国发电量中所占比重约为11%，数值为65太瓦时。生物质和水力发电无法

填补传统资源退出和替代留下的空缺。未来，大多数可再生能源增长将来自于波动的风能和太阳能，因此必须更加注重灵活性措施。^{3 4}

1.1 2000–2022年分布式发电的发展

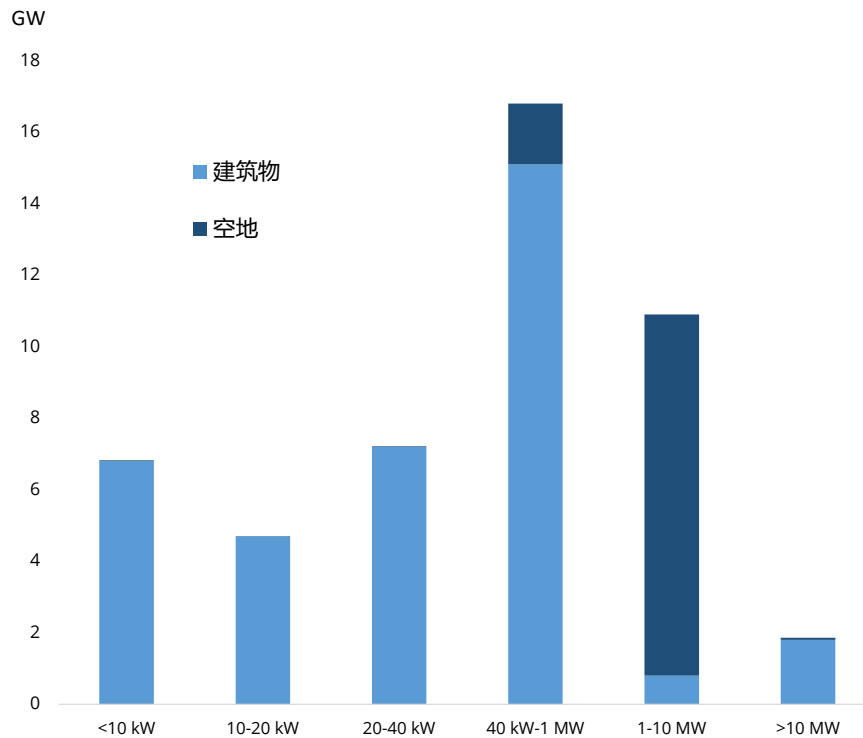
之前的可再生能源扩张在很大程度上是源于接入配电网的大规模设施，德国对此的定义是电压在220伏特以上的长距离输电。在未来的低碳电力供应系统中，发电将更加分散，直接在电力生产地使用。居民和小企业已经在使用与配电网和中低压电网相连的可再生能源发电机组。

产消者是一类分布式能源的所有者，他们既消费分布式能源生产的能量，又能将一部分发电量馈入到电网中。能源社区是一个类似的概念，即附近的邻居直接消费发电量。小

规模光伏没有通用的定义。在本报告中，容量不到1兆瓦的设施被视作小规模设施。

分布式发电已经是德国可再生能源总容量中的主要组成部分，其中大多数为太阳能光伏。2021年，德国的太阳能光伏容量约为59吉瓦，分布于大约200万个系统中，其中60%容量不到10千瓦。⁵2019年，德国10千瓦以下光伏系统的总容量为7.1吉瓦，在总光伏装机容量占到约15%。10千瓦到20千瓦之间的小规模光伏系统的容量总和约为4.7吉瓦，在总容量中占到10%。空地光伏系统仅在小规模光伏的装机容量中

图 2：德国光伏系统的装机容量，按规模列示



来源：德国联邦网络局 (Bundesnetzagentur)，2020

1.2 储能和需求侧管理目前在德国的部署

从高电压水平的可控发电向输配电网层面的波动性发电的能源系统转型，给电网带来了新的挑战，尤其是在配电网层面上。可再生能源发电馈入量的短期变化可能导致网络问题，例如过载、电压问题、相位不平衡和反向馈电问题。这些可能损害电网的热限值。此外，不断提高的电气化所产生的新负荷模式，可能会引起新的需求峰值，从而引发电网阻塞。

至关重要，产消者要发挥建设性的作用，为电力供应的效率和稳定性做出贡献，降低阻塞成本，或避免不必要的电网或发电资产投资。要发挥此种作用的关键在于激活和提供灵活性，这也是本报告研究的内容。两个技术灵活性选择分别是需求侧管理 (DSM) 和储能。

需求侧管理 (DSM) 可以通过接通或关闭需求负荷或调节负荷的增减来帮助平衡生产和需求的波动性。配电网运营商 (DNO) 使用的需求侧管理可以通过个体电力用户或第三方聚合商管理的大量用户帮助稳定电网。取决于设备或负荷的类型，需求侧管理可以缓解峰值需求，补偿可再生能源电力的大量馈入，并通过负荷转移或可中断负荷，在计划停电和减少配电网的技术损耗方面开辟新的途径，来降低运营成本。

占到一小部分。⁶

未来，为了充分发挥光伏发电的潜力，浮动光伏或者建筑一体化光伏 (BIPV) 等创新和整合技术将发挥更大的作用。

除了太阳能光伏以外，各种其他小规模可再生能源也接入了低电压水平的电网。其中包括小规模水力、生物质和生物气。⁷ 生物质和生物气的角色有别于分布式光伏发电。生物质主要用于灵活性。生物气不仅可生产电力，也可以馈入普通供气网络用于供热。还有基于化石燃料的分布式发电系统，例如热电联产 (CHP) 系统，通常会使用沼气。

但在德国，需求侧管理解决方案目前的应用范围依然有限。小型和普通规模的用户电价还没有充分反映电网的阻塞和平衡成本。聚合商服务在市场准入方面面临着诸多障碍。此外，很多需求侧管理技术才刚开始进入市场。章节4.2提供了几个例子和试点项目作为例证。

分布式**储能**可以作为一种技术灵活性工具，为输电和配电网提供平衡能量。储能可以直接推动可再生能源的整合。

尽管很多参与者都在探索创新的储能技术，但在德国，传统电池储能是最受欢迎的选择。随着成本的下降和产品选择的增加，德国的分布式储能系统在过去两年间取得了指数级增长。截至2022年，德国安装了超过500,000个光伏储能系统，总储存容量约为4.4吉瓦时、储能输出容量约为2.5吉瓦。⁸ 这些储能系统可以通过提高自用消费比例、降低峰值负荷和峰值太阳能发电馈入量，为分布式电力的整合做出巨大贡献。

电动汽车 (EV) 电池是一个可以帮助整合分布式能源的新兴领域。2021年，新增电动汽车注册量增加到了680,000辆，总容量约为22.45吉瓦时，总输出量31吉瓦。⁹ 德国政府宣布了在2030年之前实现1500万辆电动汽车的目标。未来，电动汽车将用作一种灵活性选择。目前仅在少数车型上提供的双

向充电技术可以使电动汽车作为一种电力储存设备。私人电动汽车平均每天停放大约23个小时，因此它们有提供电网服务或者储存分布式可再生能源发电量的巨大潜力。随着交通领域的电气化，电动汽车将在提供灵活性、整合可再生能源方面发挥更加重要的作用。

使用电动汽车作为灵活性工具，也给电网运营商带来了挑战。目前，电动汽车充电、储电和放电时间缺乏可预测性，尤其是在最小规模的居民或社区层面上。要确保车辆充电及其向电网的馈电在整体系统功能中发挥有益的作用，则一定要协调车辆的充电。

1.3 德国和欧盟在分布式可再生能源和灵活性方面的政策目标

欧盟设定了在2050年之前达成气候中和的目标。德国甚至提出了更高目标，力争在2045年之前实现气候中和。要实现这些目标，必须扩大可再生能源的应用，包括分布式的波动性可再生能源。在政府层面上，欧盟和德国认可分布式发电的作用，以及需要灵活性选择来顺利实现能源转型。即便欧盟没有就分布式发电或灵活性选项设定明确的目标，但当前的法规中包含安装分布式能源系统的激励措施和义务。

在欧盟层面上，可再生能源指令（RED II）引进了相关措施，作为《全欧洲人共享清洁能源倡议》的一部分。在屋顶太阳能的推广方面，可再生能源指令针对成员国设定了一项义务，即使用公共建筑以及公私混合建筑安装可再生能源发电设施。此外，可再生能源指令禁止针对能源社区的歧视性措施或条件：

“成员国应确保终端用户——尤其是居民用户——有权参与可再生能源社区，同时也要维持他们作为终端用户的权利或义务，不得施加不公平或歧视性的条件或程序，阻碍他们参与可再生能源社区，前提是对于私营企业而言，参与可再生能源社区不能构成它们的主要商业或专业活动。”¹⁰

一揽子立法计划也包括关于欧盟内部电力市场共同规则的指令中关于灵活性服务的规定，以及对电力指令的修正：

“成员国应提供必要的监管框架允许提供灵活性，并通过激励措施鼓励配电系统运营商获取灵活性服务，包括其区域内的阻塞管理，以改进配电系统运营和发展的效率。尤其是，监管框架应确保配电系统运营商能够从分布式发电商提供处获得这些服务、需求侧响应或者储能，并应推广能效措施的应用，因为这些服务可以经济有效的减少升级或更换电力容量的需求，支持配电系统的高效和安全运行。”¹¹

尽管德国还没有全面落实欧盟的措施，但新政府已经发布了发电部门的新目标，即在2030年之前实现可再生能源占比80%，并在2038年全面淘汰燃煤电容量之后或者理想情况下在2030年实现碳中和。分布式发电和灵活性将这种碳中和电力系统中发挥重要作用。新政府的联合协议中宣布了改进对能源社区和分布式发电的规章，引进新的指令。其中包括在新建筑物上安装屋顶太阳能系统的义务。可再生能源法律的修正设定了扩大太阳能光伏的新目标，其中包含能源共享法规的改进。联合协议也提到了旨在改进储能和负荷管理的工具，但其中并未描述具体的措施：

“为了激励发电容量的快速扩张，我们将评估现有工具，调查具有竞争力的技术中和的容量机制和灵活性。这包括可再生能源、配有热电联产的高效燃气电厂（作为相应的法律进一步发展的一部分）、一个创新项目、储能、能效措施和负荷管理。”¹²

因此，德国目前正在扩大分布式可再生能源、储能和电动汽车的规模，同时政策制定者也处于探索监管选择以确保分布式能源在能源系统中发挥更大作用的早期阶段。正如下一章中所讨论的，这给电网带来了挑战，要求额外的政策支持灵活性。

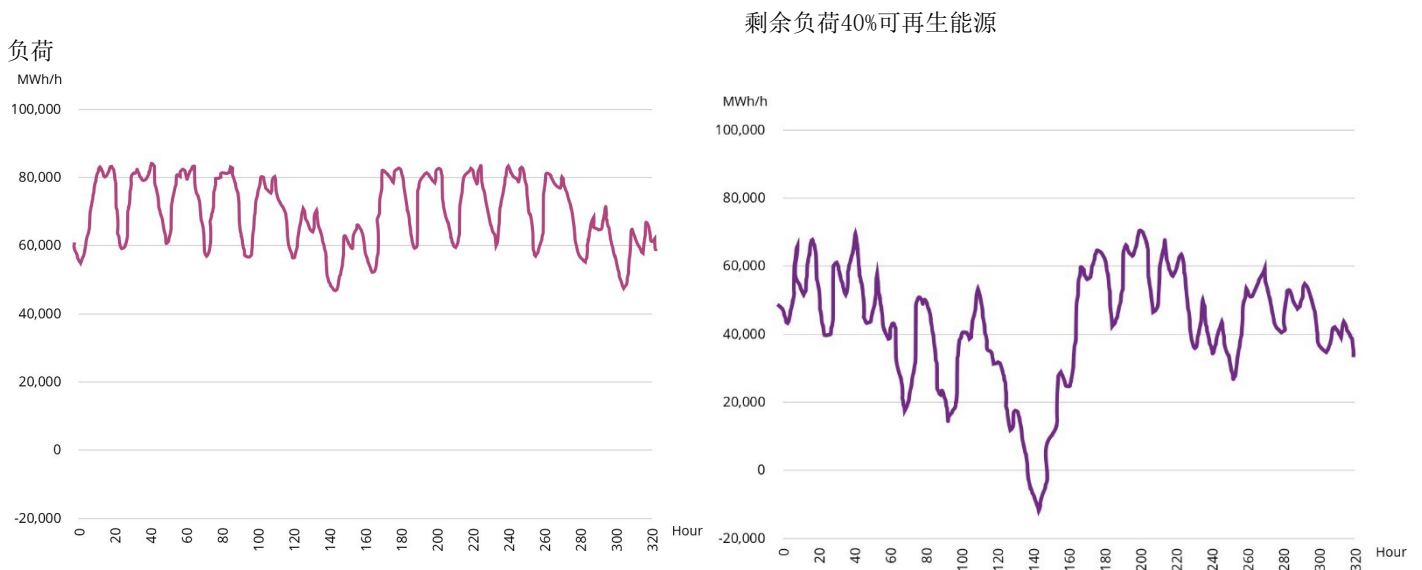
2 高比例波动性可再生能源电力系统的技术挑战

波动性可再生能源在能源结构中的高比重给电力系统带来了巨大的挑战，尤其是接入配电网的分布式可再生能源。挑战包括在高馈入量时期可能发生的电网设备热限值的越限以及电压问题和反向馈电问题。德国及其他国家的配电网运营商承担起了解决这些问题的新责任。在系统层面上，可再生能源馈入量的高比重也加剧了电网扩张的需求。随着传统发电设施的逐步淘汰，系统也需要新的辅助服务来源。

现有电力系统的设计是为了满足20世纪电力系统的需求，它基于从传统、集中式、大规模的发电设施到终端用户的单向电力流动。输电网运营商专注于预防大型发电厂或输电线路的故障，而配电网运营商则专注于本地电网的规划和运行，以满足峰值负荷。

在21世纪，电网面临着新的挑战，尤其是需要整合高比例的集中式和分散式波动性可再生能源以及供热、交通和工业部门的电气化。要确保电力系统的可靠性、稳定性和安全运行，必须采用新的思维方式，以适应及克服这些挑战。

图 3：高比例可再生能源的灵活性要求——德国冬季两周的负荷曲线实例



来源：博众能源转型论坛，2022年6月

2.1 对配电网的挑战

波动性可再生能源（VRE）比重的不断提高可能给电网带来挑战，尤其是在配电网层面上。剩余负荷——即电力消费量减去波动性可再生能源发电量的差值——可能如上图所示，一下减少到趋近于零，之后又在几天或几个小时的短时间内大幅增长。¹³ 对于太阳能光伏发电，其在配电网层面上的输出量可能在数秒钟之内激增。

在用户侧，终端使用设备的进一步电气化可能导致电网电力需求的临时激增，从而造成电网的压力。¹⁴ 配电网可能面临多种技术问题，会给供应安全性、稳定性和安全运行造成威胁。当意外的电力流动超过了电力系统设备的运营限值或者违反电压门槛值时，可能发生严重的损坏或停电。¹⁵

第一个问题与供热造成的热过载相关，因为电网中的电力超过了系统组件的额定功率。¹⁶ 此问题可能影响电网电缆或者变压器，这些也是电力系统中最昂贵的组件之一。如果电网运营商没有或者无法立即做出响应，那么任何严重过载都可能导致损坏或者停电。

第二个问题与电压的变化相关，此问题可能导致电压扰动的情况，甚至是电压越限。电压扰动可能以长期及短期电压变化、电压闪变及谐波失真的形式发生。在电压越限期间，系统会遇到超出监管机构规定的标准范围之外的电压。扰动可能导致用户电气装置和电网设备的磨损。

第三个问题是反向馈电问题。反向馈电的定义是与系统设计相反的电力流动。分布式发电商产生的双向电力流动可能导致局部电压问题。在并非针对双向电力流动而设计的配电网中，用户拥有的分布式光伏系统可能导致反向馈电，从而引起配电系统的损坏。¹⁷

随着时间的推移，不断提高的分布式能源馈入量将加剧配电网的阻塞，并需要积极的管理、昂贵的再调度以及新的电网投资。¹⁸

目前，在运营侧，配电网运营商（DNO）可能通过切负荷和波动性可再生能源限电来解决网络阻塞问题，但须以提高发电量为成本，以取代被缩减的可再生能源发电量。延展和扩大传统配电网也可以容纳越来越多的波动性可再生能源馈入量。

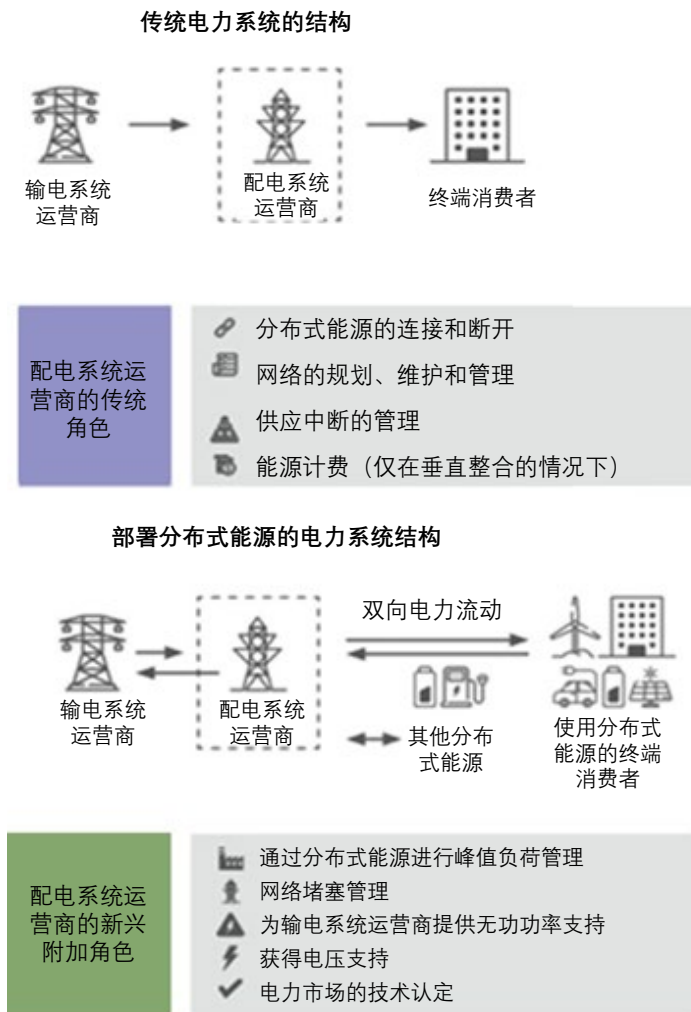
分散式灵活性可以帮助减少或避免与上文所述挑战相关的主要成本。未来的电力市场将要求调整传统的配电网规划和运营，因此，也要求配电网运营商扮演新的角色。配电网运营商有效地成为配电系统运营商（DSOs）。切负荷和波动性可再生能源限电都应该属于例外情况，如果有成本更低的替代选择，就应该避免在扩张传统电网方面的投资。

配电系统运营商除了担任网络运营商的角色之外，也可以深化其作为积极系统运营商的角色。¹⁹ 例如，他们可以从其网络用户处获得灵活性服务，通过对本地阻塞和电压控制

等非频率辅助服务进行管理，为输电系统运营商（TSO）提供无功功率支持，而输电系统运营商仅对调频辅助服务负责。²⁰ 此外，配电系统运营商仍然可以参与切负荷和波动性可再生能源的限电。但是，配电系统运营商应该将这些措施作为最后的手段，因为它不可避免地会导致可预见的批发市场中交付量的扭曲。

任何情况下，适当的监管框架都是一项先决条件。下图比较了配电网运营商在传统电力系统中的角色以及配电系统运营商在以分布式可再生能源为主导的系统内的角色。

图 4：配电系统运营商的新角色



来源：国际可再生能源署（IRENA），2019

系统层面上的挑战

地方层面上的高比例分布式波动性可再生能源不仅会对配电网产生影响，也会在系统层面上产生影响。因分布式可再生能源的输出与接入高压输电网的集中式风力和太阳能的输出同时发生，所以分布式风电和光伏发电量会加剧输电网现有的阻塞问题。这意味包括跨境电力交易在内的输电网的运营面临新的成本。

在德国，政策制定者和输电系统运营商一直致力于扩大电网规模，以减少电网阻塞，但电网扩张已经滞后于风电和

太阳能发电容量的扩张。德国的输电计划旨在更好地将可再生能源集中的地区（尤其是北方的风电）与负荷中心（例如德国中部和南部地区的产业集群）地区连接在一起。2015年，德国修正了《电力线路扩建法》，其中设定了规划从德国南部到北部的高压输电线路的监管框架，即SuedLink和SuedOstLink。²¹

即便在新线路开始运行之时，德国的输电网扩建也跟不上未来风电及太阳能发电量增加的脚步。因此，在风电和太阳能发电占高比重的系统中，输电扩容无法作为确保系统稳定的主要解决方案。在解决系统层面上的网络阻塞方面，基

于灵活容量（主要是燃气电厂）的再调度将发挥越来越重要的作用。

这里的再调度指德国及欧盟国共有的以下实践：如果输电系统运营商预计由市场交易导致的调度计划（或调度）即将出现瓶颈，或存在短期过载，则输电系统运营商可向发电商发出指令要求其更改调度计划（或调度）以减缓网络阻塞，发电商基于行政指令提供服务，将获得相应报酬。

德国联邦政府发起的最新电力市场改革扩大了允许提供辅助服务（包括平衡服务）的资产范围。德国联邦议院颁行了“电力市场2.0”的改革，包括推动电力部门能源转型的措施。政府的目标是在改进灵活性激励措施的同时，加强发电、需求和储存之间的竞争。德国也制定了保障机制，包括

网络备用和容量备用，这里的备用指的是当批发或控制能量市场不能供应充分电力以满足全部需求时，可向输电系统运营商提供市场外附加容量。

2022年之前，大多数观察者都预计德国不会激活容量备用。但是，目前欧洲的供气危机使得德国必须激活容量备用，以替代燃气发电，节省供热部门稀缺的燃料供应。

尽管目前德国电力系统的可用灵活性足以确保系统稳定性，但从中长期来看，随着核电和燃煤发电按计划逐步淘汰，灵活性传统发电资产的容量将不断降低，维护系统稳定性将面临更多挑战。因此，德国政府宣布了进一步推行电力市场改革以提高灵活性资源可用性的计划，改革可能更加强调需求侧管理和电池等分散式灵活性资产的作用。

3 电网整合分布式可再生能源的灵活性

二十年来，德国及其他国家的电网运营商学会了如何应对能源结构中比重不断提高的波动性可再生能源。尽管自由化市场系统中监管和电网管理的基本设置在可再生能源扩张的早期阶段提供了可行的框架，但可再生能源的比重提高后，就必须推行根本性的监管变革，涉及智能电网技术和灵活性的激活：采用智能电网技术，配电网运营商可以使用储存和负荷控制来解决阻塞问题，避免高成本的投资，这有利于所有用户的利益。

3.1 以灵活性作为配电和系统层面所出现问题的补救办法

传统和智能电网组合的方案有助于解决分布式和集中式可再生能源（例如风能和太阳能）整合所面临的挑战。传统解决方案包括建造输电线路和变压器等新基础设施，通过铺设更多电缆和更换变压器扩大现有基础设施的规模，以及基于可用网络容量优化波动性可再生能源扩建部分的地理分配。

智能电网解决方案依赖于系统灵活性的应用。通过这些解决方案，可以改进电网的运行效率、波动性可再生能源馈入量的管理以及负荷控制。基于信息和控制软件，电网运营商可以预测和监控网络阻塞问题，包括热限值超限、反向馈电和电压问题，然后电网运营商可以激活系统内的技术补救措施。

如前文所述，储能和需求侧管理是两大灵活性技术措施。目前可以通过抽水储能和电池提供电力储存，未来可以利用氢能。需求侧管理（DSM）是通过工业设备提供的，未来预期将通过小企业和居民提供。

网络运营商使用灵活性的先决条件是智能电网技术的可用性，促成及执行该技术的投资是德国和欧洲能源转型的关键挑战。目前，欧盟委员会和德国电网监管机构（BNetzA）正在制定法规，目的是加强欧盟和德国电力网络中的智能电网容量。

要使用储能和需求响应提供的灵活性，必须在电网中向电网运营商提供信息、通信和控制技术，这统称为智能电网技术。智能电网技术包括以下基本要素：

- 通信，例如移动通信网络
- 促成双向通信的智能电表
- 监管设备和系统之间数据交流的通信软件
- 所有需求侧管理设备中的控制要素

只有在所有层面采用整合到电力系统中的智能电网技术，分散式灵活性才能在整合分散式可再生能源中发挥充分的作用。此外，智能电网技术有利于发展更实用、更透明的电力市场，让用户能够监督及减少自用消费量，将消费转移到有更多清洁能源生产量的时间段。

3.2 配电网的灵活性

欧洲电力行业在分散式、自由的市场模式下运行，受到多项欧盟指令和法规的监管。这种模式强制执行具有竞争性的发电和电力交易市场，而输配电依然受到输配电价格的行政监管。在法律上，发电、电力交易与输电、配电彼此分离，这种分离被称为分拆。

分拆对灵活性产生影响：网络运营商在储电所有权和运行以及需求响应方面面临着严格的限制。因为电网运营商（包括输电系统运营商和配电系统运营商）无法买卖电力，这意味着他们无法在系统中充分运行电池，例如用于负荷转移或者储存在指定时间点上超出负荷的太阳能光伏发电量。相反，网络运营商从市场参与者处获得辅助服务和备用容量，确保网络稳定性，这是输电系统运营商和配电系统运营商的法律义务。此外，在紧急情况下，当没有其他选择的时候，允许电网运营商在技术上干预和控制电网的馈入和输出。

德国发展完善的辅助服务市场。对于电网可能遇到的多重标准，输电系统运营商拥有一套完善的竞争性采购程序，最重要的手段是平衡服务，包括一级、二级和三级控制备用容量，控制备用按照其激活时间和可用性区分。在接入电网的市场参与者违背其电网使用计划、危及电网稳定性时，必须采用控制备用容量来确保频率稳定性。系统层面上的其他辅助服务包括运转备用、电压支持和黑启动容量。

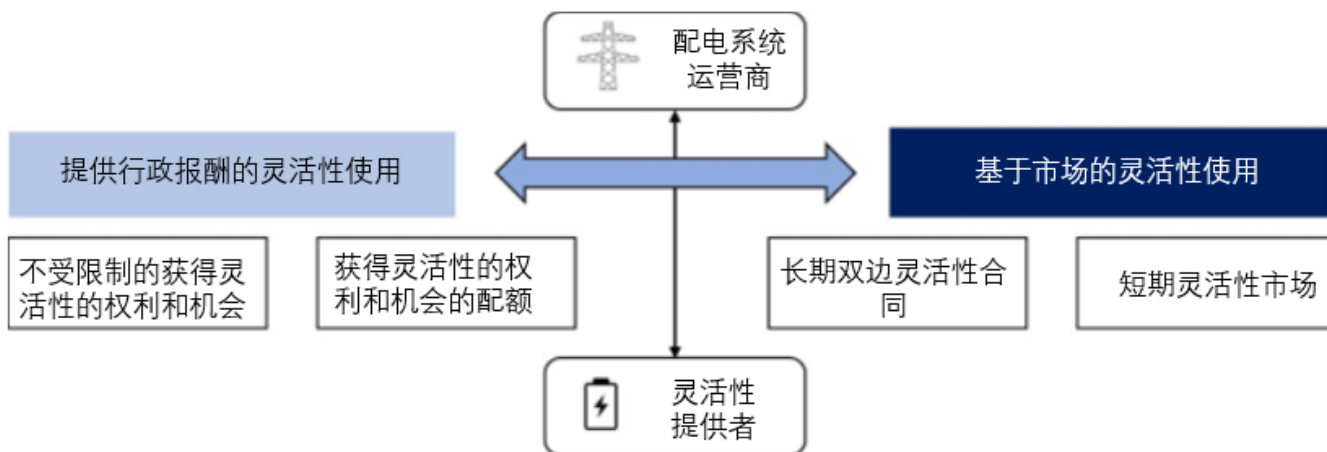
根据传统供电模式的需要，输电系统运营商有多种监督和管理自身网络的方法，即发电资产通过输电网彼此连接，再通过配电网将电力分配给在较低电压水平上的用户。

目前，成千上万的小规模分布式发电设施已接入德国的配电网，这改变了电网运营商的角色。如前文所述，未来配电网运营商应该被称为配电系统运营商（DSO），这个术语似乎更适合当前配电网所需要的角色。

配电系统运营商必须加大力度来管理负荷和馈入量，以稳定电网。现如今，德国强制要求采用智能电网技术，例如可再生能源设施的控制设施，在产销者家庭引进智能电表将增大这种可能性。

除了智能电网运营所需的技术升级以外，系统需要一种新的监管框架，确保配电系统运营商能够合法获得及使用配电网的灵活性。目前有多种不同模式正在进行讨论和试点运行中，这些模式之间存在多方面的差别，例如在不同模式中，配电系统运营商在分布式发电或储电资产的控制方面，采用了不同的覆盖范围和时间安排，也有不同的报酬机制。

图 5：灵活性使用的替代管理模式



来源：德国能源署 (Dena)，2022

在行政报酬方面，法规规定了灵活性的范围，监管机构设置了适用于灵活性提供者的税费表。使用灵活性的范围可能变化，一种极端情况是当发生紧急情况时，网络运营商可以对储能和需求侧管理等可用灵活性施加完全的控制；另一项管理方案涉及一个配额系统，限制配电系统运营商对特定时间段和容量的控制权，例如参与者电池储存容量的20%。

灵活性的竞争性采购是一种替代方案，由配电系统运营商设定所需的灵活性的具体范围（如辅助服务），并开展要求技术资格预审的招标。之后，储能和需求侧管理运营商可以投标，出售其技术能力。在采购频率和持续期方面有不同方式：配电系统运营商通过签订中长期合同，购买数周或数月时间内灵活性资产的控制权，这种控制权有明确的范围界定。相反，在短期灵活性市场上，通过每日竞价在平台上交易灵活性。

当前的德国立法允许采用之前模式的某些版本：根据能源市场法，配电网运营商和能源用户之间的具体合同允许个体、灵活的电网费用，为灵活性的提供与补偿。德国联邦政府的SINTEG研究平台深入研究了后一种模式，兼顾了理论研究和试点项目，旨在调查不同形式的灵活性市场。但截至目前，德国立法机关还没有针对这种灵活性交易的匿名平台引进法律框架，因为关于这些平台中无赖玩家潜在的市场滥用行为的争论仍在继续。

3.3 分散式灵活性的聚合

因为将户用光伏发电量馈入电网获得的报酬低，所以越来越多的配备了光伏系统的德国家庭安装了家用蓄电池，以提高自用消费的比例。尽管从电网的角度来看，这么做有一定的好处，但并不是理想的做法。单纯出于自用消费而部署的现场电池可能导致无规律和无法预测的馈入电网量，例如当居民在某些天或者某些时段没有任何电力负荷时。此外，分布式能源所有者几乎都没有开始参与需求响应计划，部分

原因是配电系统运营商缺乏标准付款框架。

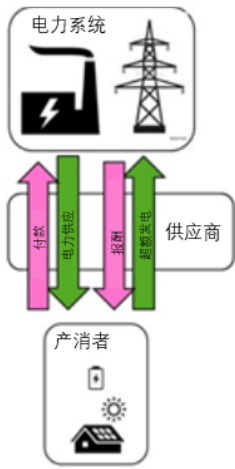
此外，即便与法国和比利时等邻国相比，德国的聚合商市场依然处于发展初期。术语聚合商指的是与小规模灵活性提供者签订合同，在电力系统次级市场上利用其潜力、分享交易所得的市场角色。对小规模用户而言，直接参与批发市场和辅助服务市场是不切实际的。到目前为止，交易成本——包括了解及管理小规模系统能源流所花费的时间——远远超出了潜在的收益。

聚合商将成百上千的产消者的潜力，与电池和具有需求响应潜力的小企业捆绑在一起，让他们能够参与电力批发市场和辅助服务市场，以换取统一或波动性的参与报酬。原则上，拥有很多用户的能源供应商或者市场参与者可以履行这一职责。

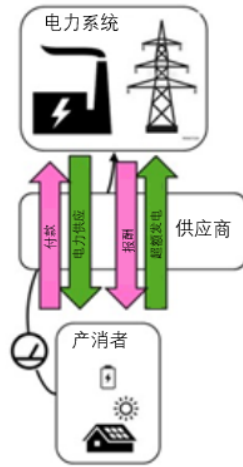
考虑到聚合商的发展迟缓，欧盟于2019年决定确立独立聚合商的角色。2019/944号欧盟指令定义了聚合商的角色，第17条明确聚合商无需其他市场参与者的同意即可进入市场，不得要求聚合商向供应商或发电商支付补偿，电网和市场运营商必须向聚合商提供获取必要网络数据的权限。这项指令旨在规避能源供应商的阻挠，因为有些供应商可能不希望其用户参与聚合合同。但是，指令也要求聚合商向供应商通报其聚合安排，以便供应商能够确保可靠的电力交付。独立的聚合商也必须和其他市场参与者一样，承担起平衡责任，以避免危及系统稳定性。这些起源于无法预见或者无法协调的负荷控制，可能导致向其他市场参与者提供的负荷预测的失真。

德国一家初创企业NEMO. spot就是向市场提供分散式灵活性的独立聚合商的典范。²²产消者和供应商通过平台提供灵活性，而网络运营商使用灵活性。通过这种方式，各方参与者可以相应地调整自身规划和运营，灵活性会对网络稳定性产生积极的影响。

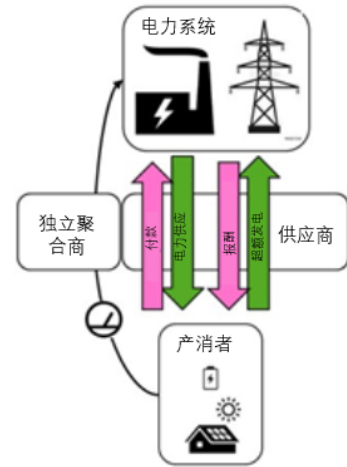
图 6：需求响应聚合的替代模式



供应商将产消者“整合”到电力系统中



供应商聚合需求响应，并将其出售到市场上



或者，独立聚合商可以出售产消者需求响应

来源：德国能源署 (Dena)，2022

4 分散式灵活性在德国配电网中的应用

原则上，分散式灵活性工具为电网提供了各种服务，根据部署技术的不同，其用途和优势也各有不同。目前，德国的灵活性资产（包括电池和需求侧管理）越来越多，但却缺乏全面的灵活性市场框架。相反，电力储存和需求侧管理有单独的规则。电力储存要充分发挥作用，要先解决一些监管障碍——这是德国新政府计划解决的问题。在需求侧管理方面，电网运营商有各种直接的负荷控制办法，一些新的市场参与者进入需求侧管理领域，但其部署率仍然不高。

4.1 用户侧的电池储电

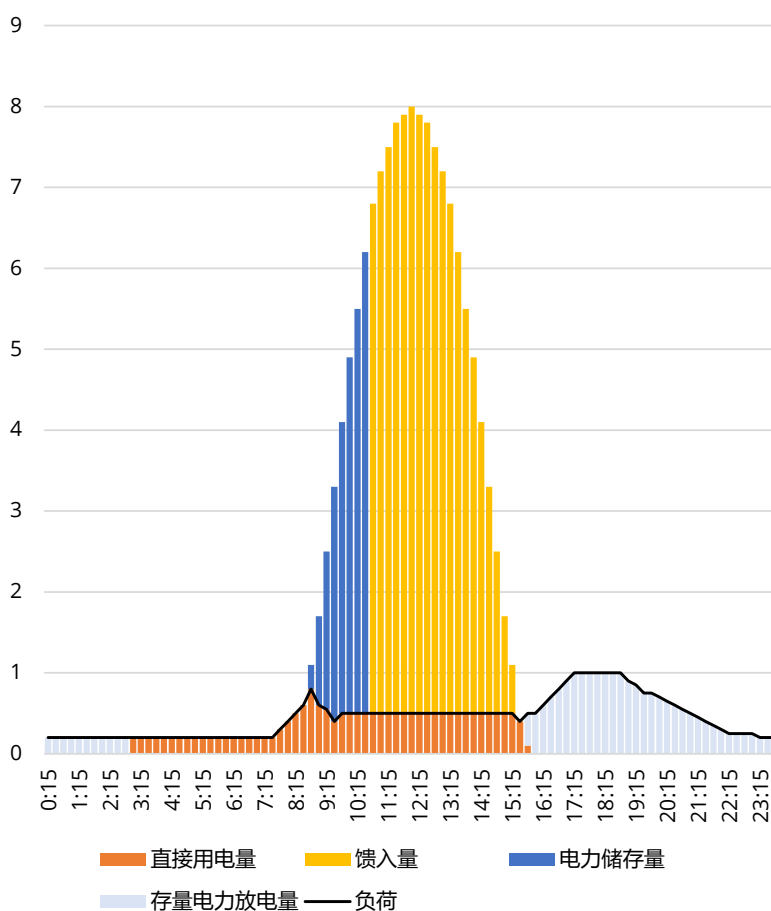
用户侧的电池有两种运营方法，对用户和电力系统而言各有优缺点。电池可以在电力市场上运营——在德国，通常是通过将自用消费量最大化——或者也可以提供电网支持。两种运营模式可能非常不一致，甚至可能彼此排斥，因为价格信号无法反映配电网或输电网的现状。

下图凸显了问题所在。产消者拥有并运营的电池通常是用于提高太阳能光伏设施的自用消费量。大多数用户都没有

充分的电池容量来吸收太阳能系统的所有输出量。在日光充足的日子，如果产消者将一个小尺寸的电池充满电，而太阳能发电还在继续，这就会导致电网馈入量的突增。在夏季，特定区域内的大多数太阳能光伏设施可能在相同时间段达到峰值输出量，这可能更易产生负面影响。

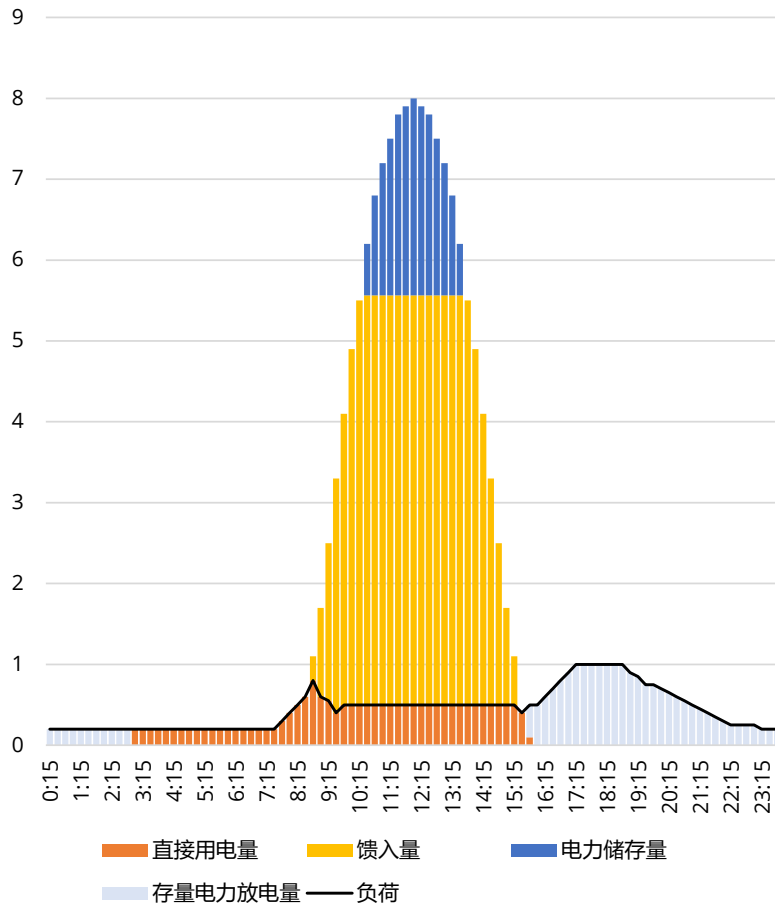
相反，如果用户让电池在调峰模式下运转，就能避免电池充满电时的馈入量突增，减少最大馈入量。这不仅能缓解紧迫的电网问题，在区域内众多产消者扩大规模之后，也能减少电网升级的总体需求。

图 7：自用消费为主的产消者电池



来源：改编自Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik (S. 70)

图 8：电网友好型的产消者电池

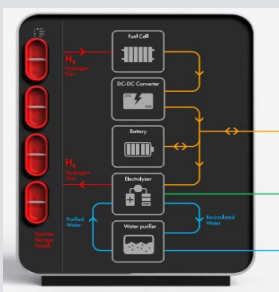


来源：改编自Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik (S. 70)

此范例证明了储能在系统内的技术可用性本身无法解决

电网阻塞，甚至可能加剧阻塞。监管和市场激励可能激励或者强制执行电网友好型电池运营。

范例：产消者氢气站



LAVO引进了将屋顶太阳能和绿色氢能整合的一体化混合氢电池。使用燃料电池满足氢气储存、转回电能的能源需求。储存量能够满足一个中等家庭两天的需求。

4.1.1 电力储存技术和服务

市场上传统电力储存技术种类多样，包括抽水蓄能和电池储电等传统技术。每一种储存技术都有其特有的优劣势。小规模电力储存的最常见形式是电池，通常可提供从几秒到几天的储能。传统电池包括锂离子电池、氧化还原液流电池、铅酸电池和钠硫电池。现如今，可以在市场上买到这些类型的电池。电池可提供高循环效率，但因为运行温度高，所以存在一定的安全风险劣势。

双电层电容器是另一种可以在市场上买到、已得到广泛应用的传统电力储存技术。电容器充电时，一个极板上形成正电荷，另一个极板上形成负电荷，从而创造了一个电场。

双电层电容器是一个适用于分秒级别的微型储存范例。这种电容器提供高稳定性和高性能、快速充放电以及长使用寿命。

小规模储氢是一项创新的储能解决方案，也适用于分散式发电。这一技术使用寿命长，市场上可用于住宅。氢气的循环效率较低，但储存时间更长。

电力储存可以为电网提供一系列服务，包括辅助服务、配电基础设施服务、大规模能源服务、用户能源管理服务，以及离网服务，例如在家用太阳能系统和微型电网中。其中一些服务直接服务于波动性可再生能源的整合，目前，蓄电池已具有技术上的可行性，但因为成本和监管的原因，发展存在差异。

表 1: 电池所提供服务的概况

类型	比例	应用时间	所提供的服务
电池	规模从微储能直到中等规模储能不等 (<100 千瓦-100 兆瓦)	适用于秒、分钟、小时和天	大规模能源服务 辅助服务 (通过聚合)、配电基础设施服务、用户能源管理服务、离网
飞轮	小规模储能 (1-10兆瓦)	适用于秒、分钟	配电基础设施服务、用户能源管理服务、辅助服务 (通过聚合)
电容器	微储能 (<100千瓦)	适用于秒、分钟	配电基础设施服务、用户能源管理服务

4.1.2 监管问题

电力储存目前面临一些影响盈利能力的监管问题。如第3节所述，要解决这些问题，必须将监管的逐步改进与新的全面监管框架相结合。

网络费用：经过多年的探讨，针对能够馈入电网的电力储存，德国目前已免除其电力储存的网络费用。更大范围的讨论聚焦于如何通过动态网络费用，激励电网友好型的储能部署。

现场配有应用级风能和太阳能的储能：当储能与波动性可再生能源装置相结合时，就产生了另一个与费用支付相关的监管问题。如果储能位于表后，且并没有单独计量可再生能源输出量，那电池就必须只能用可再生能源进行充电。如果储能设备采用公共电网电力进行充电，就不再被定义为可再生能源生产者，就会失去获得支持可再生能源的任何权利，例如可再生能源上网电价、可再生能源自愿购电协议或者可再生能源来源保证书 (GO)。换句话说，就地发电存储无法在不损失经济效益的前提下向电网提供灵活性支持。这不利于向配电系统运营商或输电系统运营商提供灵活性的积极性，即便是以低成本随时获得，例如提供辅助服务。反之，这也不利于将可再生能源

发电与储电相结合。

产消者电池：如本章引言所述，自备电力储存系统的产消者通常会努力将其自用消费量最大化。根据净计费方案，过剩的电力产量会馈入电网，而产消者只能收取适度的报酬，远低于其自身的供电价格。考虑到德国的居民电价和商业电价较高，产消者可以通过减少从其供应商处购买的电力，在几年时间内收回储能投资。但是，高电价与低电网馈入报酬之间的差异实际上降低了产消者提供灵活性的意愿，造成本章开篇描述的问题。显然，必须通过监管激励鼓励配电系统运营商的聚合或报酬。目前，立法中对电网馈入施加了一定的限制。此外，德国有一项公共支持计划 (KfW-Förderprogramm)，涵盖了配备光伏系统的产消者进行电池储能投资的部分投资，这一计划将接入电网容量限制在太阳能光伏设施峰值容量的50%。

更精细的监管可能强化电池对电网的积极作用。在缺乏全面的灵活性市场的情况下，可能包括动态的网络费用或配电网运营商和产消者之间的个体合同。

4.2 需求侧管理

近年来，德国和欧洲需求侧管理的进展备受瞩目。尽管欧洲国家已经落实了多项需求侧管理措施，且正在开发和试点推行其他措施，但需求侧管理目前对负荷灵活性只做出了微小的贡献。

需求侧管理部署的增长离不开各项技术、市场和监管条件，

未来的电力市场改革应该创造这些条件。在地方层面上，对于接入配电网的能源系统，需求侧管理措施的应用还处于早期发展阶段，有巨大的潜力有待挖掘。未来的灵活性市场可以为这种潜力的利用提供高效的方式。

本章节提供并概述了聚焦于本地配电网的需求侧管理发展的技术选择、使用案例、监管问题和实例。

图 9：需求侧管理的电网和市场应用



来源：德国能源署 (Dena)，2018

不论是从电网还是市场的角度来看，需求侧管理都能带来收益。需求侧管理措施可以帮助稳定电网，降低电网运营商的运营和投资成本。需求侧管理也可以帮助用户优化其自身消费行为，实现经济效益。

需求侧管理措施包括不同方式的主动或自动用电负荷管理，

用以回应外部价格信号或者合同中议定的负荷控制信号。²³ 两种情况下，需求侧管理可能涉及单一用户、能源社区或者第三方聚合的大量用户。

某些行业用户或者更大型商业用户可能有充分的动机和成熟度自行参与需求侧管理。对小型用户来说，聚合则更有意义

表 2：适合需求侧管理的应用领域和终端使用部门（基于DENA 2021²⁴和FFE 2021²⁵描述）

行业	服务和贸易	家用电器
纸	空调	冰柜/冰箱
化学品	空压/泵/通风	洗衣机/烘干机
金属	工艺供冷：冷却/冰箱	空调
石材/土壤	工艺供热：供热/热水/烤箱	热水（电）
玻璃	供热	循环热泵（热）
机器构造	数据中心	电动汽车充电



方案：巴登-符腾堡州一个需求侧管理实时数据平台的研究项目，为斯图加特机场提供一体化能源系统解决方案。项目旨在降低峰值负荷，更多地推广发电容量作为平衡能源来确保电网的稳定性。项目包括一个街区供热站、应急发电机组和可中断负荷（供冷系统和通风系统）。可中断负荷可以通过出售源自配电系统运营商的虚拟电厂的控制电力获得收益。该项目是德国能源署参与的一个研究平台项目的一部分：巴登-符腾堡州的需求侧管理（更多信息：<https://www.dena.de/en/topics-projects/projects/energy-systems/demand-side-management-in-baden-wuerttemberg/>）

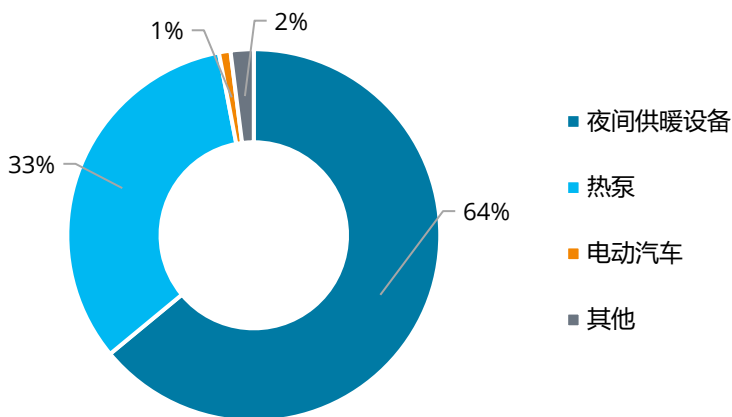
要点：降低机场能源运行成本，加强供应安全。

多年来，配电系统运营商负荷-控制协议允许德国的小型用户与配电系统运营商订立合同，远程管理一个或多个用户电动设备的电力消费，以换取电网收费的折扣。2021年负荷控制协议数据表明，德国约有83%的配电系统运营商正在使用这种需求侧管理工具，运营着180万台终端用户设备。作为交换，配电系统运营商为参与者提供了平均57%的电网费用减免。²⁶ 夜间供暖设备占负荷控制协议的三分之二，紧随其后的是热泵。到目前为止，配电系统运营商还没有广泛应用电动汽车充电的

负荷控制协议、用户现场储能、空调或者其他大型设备。目前，单独的居民供冷在德国并不常见，但随着气候变化以及热泵的更广泛应用，情况可能会发生转变。

在家用电池储能市场方面，用户通常会将电池与太阳能光伏相结合，用于自用消费，但由于聚合或者市场激励措施的缺失，妨碍了其参与负荷控制服务。这与其他国家的情况相反，其他国家的公共事业机构为购买家用电池换取负荷控制提供了激励措施。

图 10：2021年德国配电系统运营商应用的负荷控制协议，按小型用户设备列示



来源：基于德国联邦网络局 (BNetzA) 2021数据的调整

适当的负荷控制技术是先决条件，德国负荷控制技术包括简单的计时开关、可编程的负荷控制时间模式、通过电网或远程控制的单向通信执行负荷控制的纹波控制，以及通过远程通信网络对负荷控制执行的更精密的双向通信。夜间供暖设备和热泵平均有60%的负荷控制是采用纹波控制技术，有三分之一是采用计时开关解决方案，只有1%使用更先进的双向技术。

除了负荷控制以外，地方层面也正在测试更先进的需求侧管理解决方案，多个试点项目正在进行中，且已经展现出了技术和商业可行性。应用领域和使用案例包括优化能源消费和生产的用户一体化能源系统解决方案（例如用于机场或住宅街区），以及电动汽车及电池的智能充电和电网整合。

车辆到电网：技术公司Mobility House的试点项目



方案：电动汽车及其电池的智能充电和电网整合，让车辆所有者能够实现电力成本的经济性（参见下图）。此外，车辆可能成为一次控制电力的提供者，帮助稳定电网。解决方案的技术部分是双向充电容量和根据价格信号调整车辆充电计划的智能充电软件。

亮点：参与试点项目的车辆的电力成本减少了大约一半。另一个试点项目证明了车辆到电网解决方案可以帮助稳定电网，参与能源市场的车辆所有者也可能从中获得经济收益。项目推广者在欧盟研究与创新计划“地平线2020（Horizon 2020）”框架内获得了智能充电技术的研发支持（https://www.mobilityhouse.com/int_en/magazine/press-releases/eib-finances-the-mobility-house-under-innovfin-program.html）。

挑战：落实第二版的国际标准化组织（ISO）标准15118（监管充电站和车载智能管理设备之间的通信）至关重要。此外，政府应该消除可再生能源储能的双重征税，简化连接的监管要求。



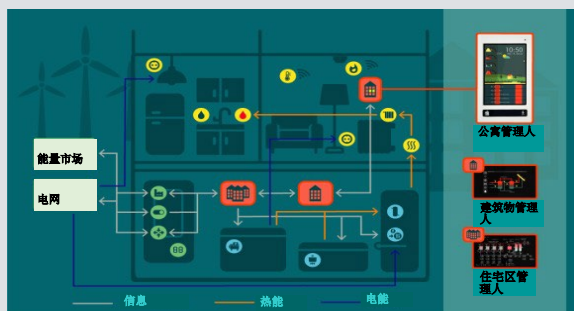
NPM车辆到电网情况说明书： https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/10/201012_NPM_AG5_V2G_final.pdf https://www.mobilityhouse.com/int_en/magazine/press-releases/vda-v2g-vision.html

WindNODE——能源共同体：



方案：通过落实与德国柏林6栋住宅建筑和224间公寓组成的住房合作社，在居民区测试协调可再生能源发电与电力消费的解决方案。技术理念包括一个地方供热网络，其中配备可调节的热电联产设备和附加的峰值负荷锅炉。建筑物配备了持续调整发热以满足供热需求的智能建筑技术。此外，还安装了电转热设施、智能计量系统以及与能源行业平台的连接，优化过剩电力到供热能量的转换，或者可以通过选择性地电网馈入电力，为电网提供支持。该项目得到了德国联邦经济和气候保护部（原BMW，现BMWK）Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende（SINTEG）资助计划的支持。

要点：与同类建筑物相比，该技术实现了24%的能源消费减少。



除了适当的技术和商业框架外，需求侧管理的更广泛发展，要求一个更全面的监管框架。

通过小规模用户加强需求侧管理发展的**欧盟框架**仍在开发之中，但欧盟已经确认了其战略目标和各种理念设计。2019年清洁能源一揽子计划修改了电力市场规则，为可再生能源生产的整合铺平了道路。²⁷ 欧盟能源指令中设定了需求侧灵活性（DSF）——欧盟能源立法中使用的术语，此处等同与需求侧管理（DSM）——的国家法律框架以及所有能源用户积极参与的原则。²⁸ 法规和原则中设定了对需求侧管理具有重要意义的多个具体主题和事宜。²⁹ 监管机构确立了在2023年之前开发协调电力规则的优先事项清单，其中包括针对需求侧灵活性、聚合商、储能和分布式能源和可再生能源限电方面的规则。³⁰

欧盟能源监管合作局（ACER）最近宣布其将在2022年12月之前，向欧盟委员会提交没有约束力的框架指导方针。该框架指导方针需要就需求响应网络条例的开发设定明确且客观的原则。新的规则旨在促成需求响应的市场准入，通过配电和输电系统运营商，促进基于市场的服务购买。

聚合是新欧盟电力市场中重要的新角色之一。欧盟电力指令将这一角色定义为参与聚合的实体，整合多种用户负荷或发电以在任何电力市场上出售、购买或竞拍。供应商或者独立聚合商可以提供该服务。

欧盟可再生能源指令中包含关于可再生能源社区和集体自用消费（CSC）的规定，³¹即由生产商和接入公共配电网的用户，在同一地理区域内分享本地生产的电力。³²

根据能源监管合作局最新的市场监督报告，2020年底大多数成员国仍在推进需求侧灵活性规则的落实以及所有能源用户的积极参与。³³ 只有德国、丹麦、法国和匈牙利在其国家法律框架中，针对聚合商、独立聚合商、主动的用户和市民能源社区（CECs）——定义为出于能源发生、分配、供应、消费、聚合和储存目的，在地方层面建立的自愿性质的法定非

盈利实体——设定了主要的角色和责任，将其系统运营商的³⁴ 市场和产品向这些新进入者开放。

下文总结并概述了对欧盟需求侧管理规则具有重要意义理念和定义。

2016年引进的**德国电力市场2.0**，通过基于商业的需求侧管理，促进市场参与者的积极参与。³⁵ 但是，小型用户大规模部署需求侧管理的框架仍在制定当中。接入低压电网的小型用户有权通过与配电系统运营商达成的负荷控制协议，参与需求侧管理。政府没有通过诸如为电池提供间接补贴等其他监管激励措施来协调解决方案的落实，因此带来了一些问题。能源产业法规定联邦政府有权通过法令，减少网络费用的框架和合同安排以控制行动。³⁶ 监管机构仍在就协调落实以及其他应用（例如电动汽车充电或者用户侧的电池）的参与，进行更具体的探讨。

要发挥分散式需求侧管理未被挖掘的潜力，另一个关键问题是**智能电表和其他数字技术**的推广。德国在设计智能电表框架方面取得了一定的进展，但仍有需要克服的障碍。能源转型数字化法和信息技术安全法监管这一问题。³⁷ 法律规定截至2017年，负责的计量点运营商必须通知联邦局，且在2020年6月之前，运营商必须在至少10%的计量点上安装智能电表。在智能电表网关通过认证之后，2020年2月，联邦信息安全局（BSI）给配电系统运营商开了绿灯，以部署智能计量系统（iMsys）作为连接通信单元的接口。

为了推动电网的数字化进程，2019年，德国联邦经济和气候保护部（原BMWi，现BMWK）和联邦信息安全局发布了能源转型跨部门数字化的标准化战略，即能源数字化总体路线图。³⁸ 2021年，德国联邦经济和气候保护部建立了门户标准化委员会，以处理智能电表门户的互操作性认证。智能计量技术的充分落实将允许可调度消费设备的进一步发展，例如热能储存或电动汽车。

5 在中国的应用

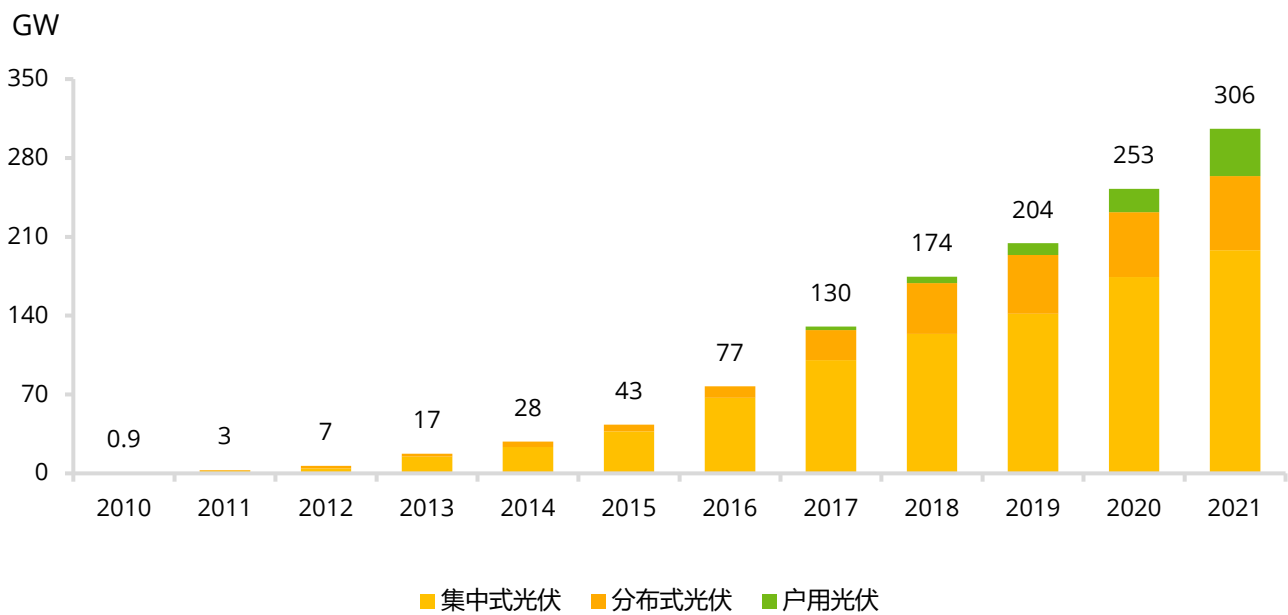
中国的分布式和户用太阳能光伏增长迅速。当前的政策优先考虑将储能和大型风力和太阳能发电站一起建设，并允许分布式光伏和储能参与能源市场。尽管电网可以在低渗透率水平上适应小规模太阳能光伏的需求，但在更高的渗透率水平上，更大的需求侧灵活性将有助于避免成本高昂的电网升级和限电。德国在分布式发电和分布式灵活性方面的经验可能与中国具有相关性。分散式灵活性在推动分布式发电系统和电网整合方面有巨大潜力。支持性的框架依赖现有的分时电价以及配电网运营商和灵活性资产所有者之间的合同框架，以将灵活性用于电网服务。

5.1 中国的分布式发电

过去五年时间里，中国的可再生能源部门经历了重大转变，大规模和分布式能源的装机数量都增加了。在2019年之前，中国的太阳能扩张集中在更加偏远的西部和北部省份，这导致了为维护系统稳定性而进行的高比例弃电。³⁹因为，包括行政激励措施、可再生能源配额、限制有输电瓶颈的省份的可再生能源新增以及可再生能源的省际交易在内的一系列因素，大多数省份的可再生能源弃电已经下降到了较低水平。

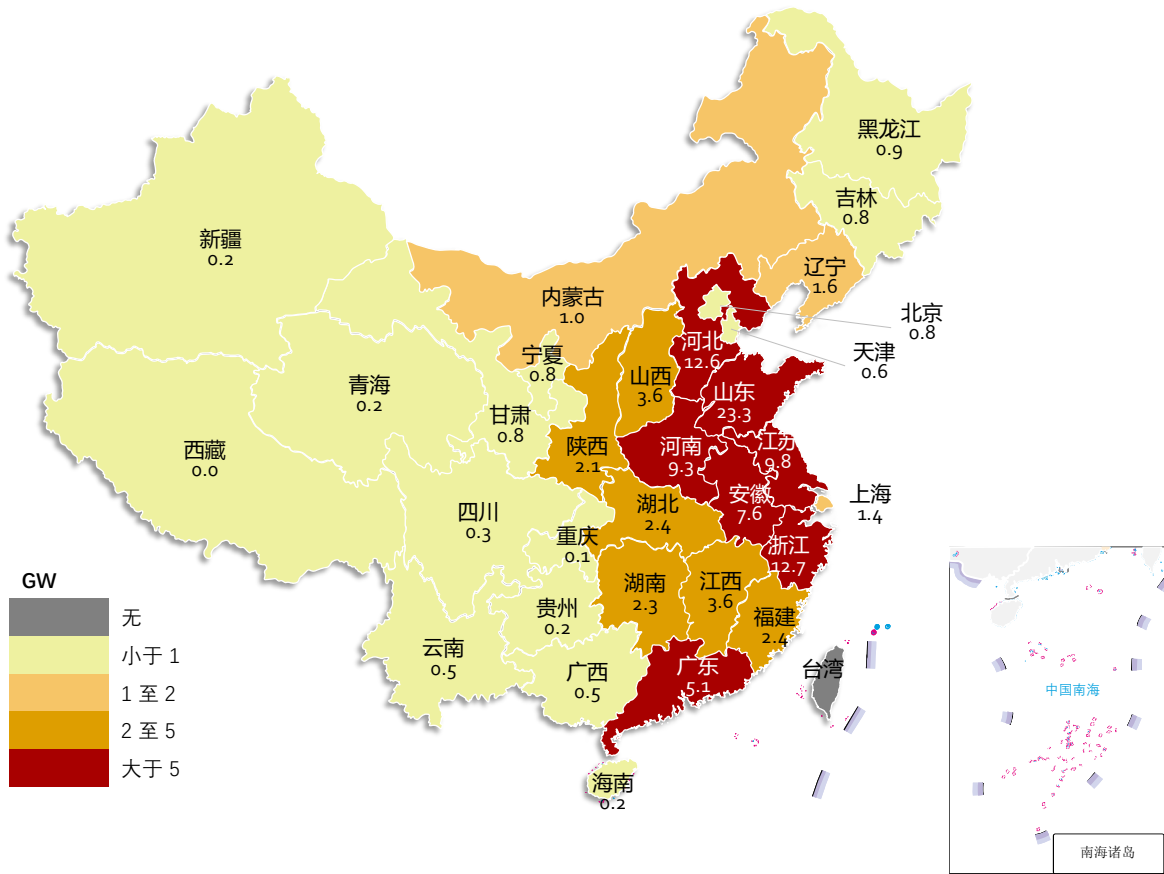
自2016年起，分布式光伏在中国太阳能光伏发电总量中所占比重开始急剧上涨。转向分布式太阳能的原因有几个。2016年5月，国家发展和改革委员会（NDRC）发布了关于分布式太阳能规模和管理的新指导方针，将分布式光伏新项目的审批权下放到了地方能源主管部门。不断下降的成本也让分布式光伏项目对开发商更有吸引力。

图 11：2010到2021年中国光伏容量的发展，按类别列示



来源：国家能源局（NEA），2022年

图 12： 2021年中国分布式光伏累计装机容量，按省份列示



来源：中国电力企业联合会，2022年

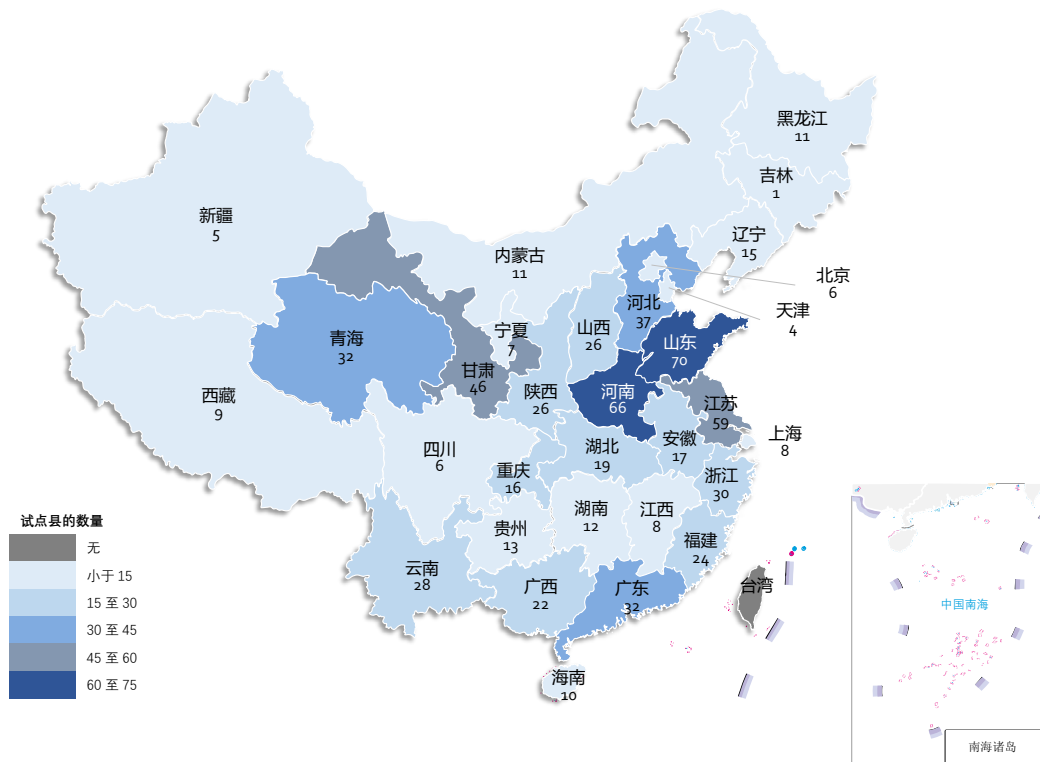
分布式光伏装机容量主要分布在中国太阳能资源丰富和电力需求高的东部和南部地区。中国严格的土地使用法规使得分布式光伏项目在人口更加密集的地区具有吸引力。在“十四五”规划中，中国的政策制定者发出了“集中式与分布式并举”的信号，⁴⁰呼吁东部省份发展分布式能源，以提高本地的能源自给自足率。⁴¹计划也说明分布式能源和储能应该充分参与各个市场。

中国的分布式能源与德国的分布式能源有巨大差别，德

国的分布式能源通常指的是接入配电网的波动性可再生能源设施。在中国，术语分布式发电适用于在负荷附近同地协作的很多大规模热电联产厂。⁴²此外，分布式太阳能通常指的是工业区附近多兆瓦的地面设施。⁴³

屋顶太阳能在新安装设施中所占比重不断提高，尤其是在整县光伏试点项目发起之后，但放眼中国的太阳能装机容量，其所占比重依然相对较小。

图 13：整县光伏试点省份



来源：国家能源局（NEA），2021年

与德国相反，在中国，户用太阳能光伏是一个新现象。但是，自2017年起，屋顶系统的安装数量快速增长。⁴⁴ 到目前为止，这种增长大部分都来自中国的光伏扶贫计划。在十三五计划期间（2016-2020年），中国政府投资逾2000万人民币在农村地区部署分布式太阳能。⁴⁵ 庄上村的“零碳村庄”项目是此项倡议的例证。⁴⁶

2021年9月，中国国家能源局发布了整县光伏开发试点名单。⁴⁷ 名单中囊括了32个省份的676个县。符合条件的县需要有利利用屋顶安装光伏板的充足的屋顶面积和激励条件。政策要求党政机关屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于50%，公共建筑物要求为不低于40%，工商业厂房的要求为不低于30%，农村民宅的要求为总屋顶面积的不低于20%。⁴⁸

范例：中国的户用光伏和储能



山西省庄上“零碳村庄”是在农村地区部署分布式光伏和储能的示范项目。庄上村的总装机容量为2兆瓦，村内很多家庭目前都配备了太阳能板、储能设备和智能逆变器，可以向村庄其他地方供应电力，也可以将过剩电力出售给电网公司——国家电网公司。

5.2 分布式储能

迄今为止，分布式太阳能的发展并未伴随着用户侧储能部署的增长。出于安全方面的考虑以及明确标准的缺乏，政策制定者限制了中国用户侧储能的发展。截至2021年，储能行业现行有效或者正在开发当中的标准只有31项，与之相比，电动汽车行业落实的标准已超过100项。2021年4月，北京一家购物中心的一个大型磷酸铁锂电池着火，进一步强化了安全方面的保留意见。⁴⁹“十四五”现代能源体系规划中明确将发电侧和电网侧储能置于优先于用户侧储能的地位，其中关于用户侧储能的谨慎措辞，⁵⁰因此用户侧储能似乎不太可能在近期得到更加广泛的应用。

将屋顶光伏与储能相结合会对中国的工商业用户特别有益，因为这些用户支付的电价较高，并且在2021年政策制定者放宽了对零售电价限制之后，他们负担的批发价格的电力成本。政策制定者很可能将工业园区作为进一步发展屋顶光伏的目标，使得光伏与储能配对以降低净负荷峰值的选择变得合理。但是，光伏在工业园区的发展仍然面临着重重阻碍。德国国际合作机构在新近的一项研究中，与工业园区用户进行了访谈，根据受访者的说法，他们之所以在整体上没有多少动力整合光伏和储能，主要原因是经济方面的顾虑和缺乏政府指令。⁵¹

中国的最新政策发展，例如2021年扩大了分时电价（TOU）的价差，可以改善分布式储能的经济价值。⁵²按照政策中的描述，建立随时间变化的价格以及差别更大的峰谷比可能为降低峰值负荷提供更多的激励，让分布式储能更具吸引力。

2021年，中国国家发展和改革委员会公布了多项重要政策，消除对电价的行政监管。2021年7月，国家发展和改革委员会发布了一项政策通知，建议零售电价中峰值电价和峰谷电价之间应该有更大的差率——具体来说，最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1。⁵³在此政策落实之前，10月的一项国家发展和改革委员会政策宣布自2022年起，工商业用户会从调节零售电价转变为基于市场的合同。⁵⁴

分时电价差的扩大让储能对可再生能源发电商和分布式可再生能源设备安装者更具吸引力。2021年，德国国际合作机构研究了中国各个城市自用分布式光伏的投资收益，包括

单独使用或与储能配合使用。⁵⁵结果表明，在南京和杭州，当商业电价峰谷差率提高到4:1之后，南京分布式光伏的投资回报率会提高到23.80%，杭州会提高到19.19%。

对于居民用户而言，电价包括基于月度或年度消费水平的分级定价。2011年，国家发展和改革委员会通过了一项旨在鼓励电力节约的政策。政策要求每一户居民拥有一个电表，并向用电量超过区域平均值的居民收取电价溢价。这种定价政策被称为阶梯电价，此政策下，80%的用户支付的电价保持不变，但用户的用电量达到当地区域月度或年度平均居民用电量的80%-95%和95%-100%时，即归入二级和三级，须支付更高的零售价格。⁵⁶

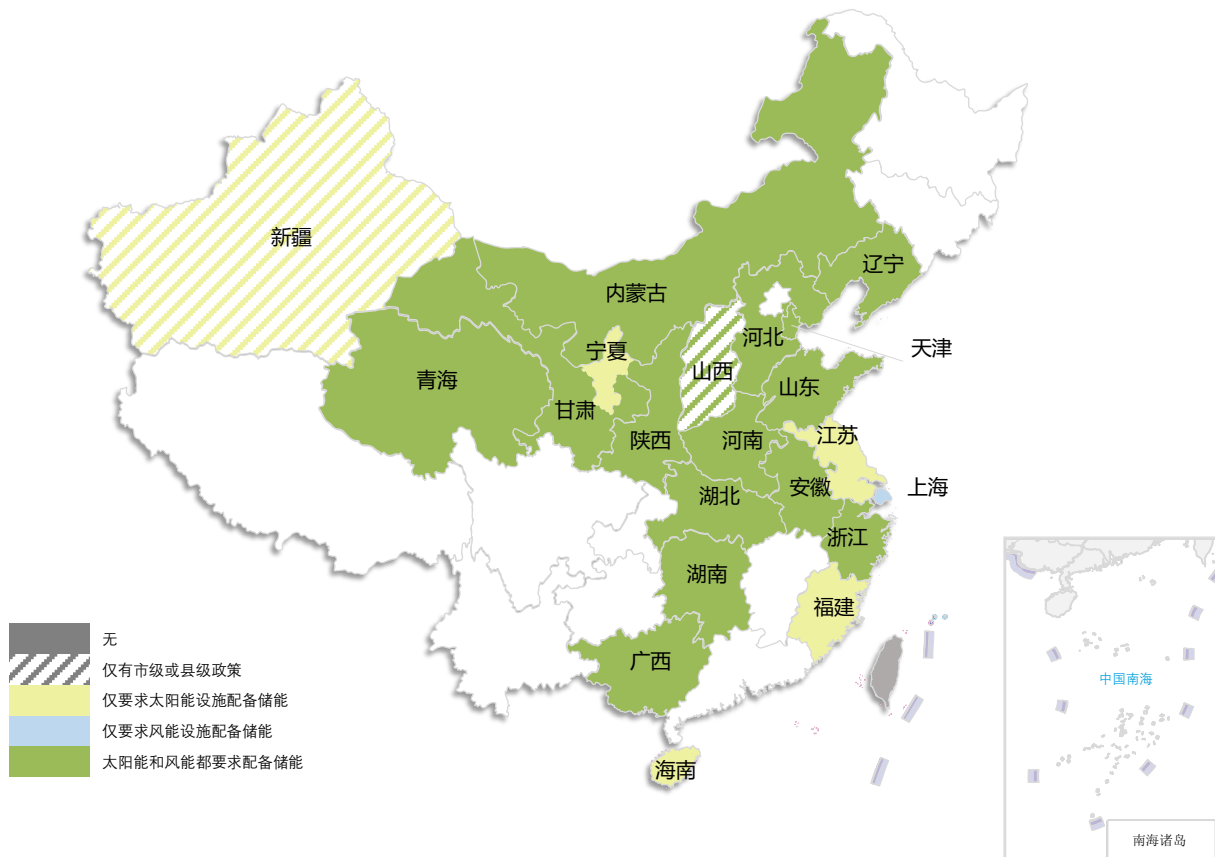
但是，分级定价方法并没有提供降低峰值用电量的激励，用户只有在临近测量期结束（例如年末时），并且用电量超过门槛值时才会被切换到更高电价，因为此时减少峰值用电量的机会已经错过。尽管总体上，居民用电仅在国家电力消费中占到较小比重，但在大部分城市地区，夏季供冷是推动峰值负荷增长的主要因素，这也导致了农村地区老旧配电网的压力。自2000年起，城市供冷负荷以5倍的增速增长，在大型城市的夏季用电负荷峰值中，其所占比重最高可达到50%。⁵⁷交通和供热的电气化也会加剧此种问题，这增加了为居民用户引进基于时间的定价信号的重要性。

5.3 集中式储能

在2021年发布的源网荷储一体化政策中，国家能源局强调了可再生能源与储能的配套使用。⁵⁸到2022年6月，19个省份发布了可再生能源与储能的配套政策。要求通常规定储能容量须等同于峰值输出量的10%，并具备2个小时的储能能力。换句话说，100兆瓦的风力发电站要拥有20兆瓦时的储能容量。

2022年5月，国家发展和改革委员会和国家能源局发布了另一项政策，鼓励储能参与中长期和现货市场。⁵⁹政策旨在通过峰谷时段的合同，让储能发挥移峰填谷和顶峰发电的作用。除了这些政策以外，新型储能发展实施方案（2021-2025）还提到建立一项储能发展基金，旨在2025年之前实现系统储能成本30%的下降。⁶⁰

图 14：要求可再生能源加配储能的省份



来源：德国国际合作机构，2022

5.4 需求侧管理

近年来，中国夏季和冬季都会进行电力储存。为了确保居民用户的每日电力消费，一项被称为有序用电的政策适用于高耗能、高排放用户以及商业照明。它要求工业用户减少峰值时段的电力消费，或者将负荷转移到其他时段。⁶¹中国的能源管理机构很早就意识到需求侧管理的重要性，因此应用了电力定量分配措施。

在出现电力短缺时将优先保障以下用户的用电需求：

⁶²

- 维持公共安全和社会秩序的公共和政府部门；
- 危险化学品生产、矿井等停电将导致重大人身伤害或设备严重损坏企业的保安负荷；
- 重大社会活动场所、医院、金融机构、学校等关系群众生命财产安全的用户；
- 供水、供热、供能等基础设施用户；
- 居民生活和农业生产用电；
- 国家重点项目和军工企业。

应限制以下用户的电力消费：⁶³

- 违规建成或在建项目；
- 产业结构调整指导目录中淘汰类和限制类企业；
- 单位产品能耗高于国家或地方强制性能耗限额标准的企业；
- 景观照明、亮化工程；

- 其他高耗能、高排放企业。

2013年，中国在四个城市发起了需求侧管理试点，即北京、唐山、苏州和佛山。⁶⁴ 2021年之前，国家电网区域内的九个省份发布了需求侧管理的支持政策。在这些省份中，山东、浙江和甘肃计划允许需求侧管理参与现货市场，而北方省份河北允许其参与辅助服务市场。⁶⁵ 近年来，市场在分配需求侧管理资源方面扮演着更重要的角色，市场参与者也发展得更加多元化，有政策鼓励居民、售电公司、负荷聚合商、储能和充电桩参与市场，但这在很大程度上依然是针对未来的愿景。⁶⁶

“十四五”规划设定了需求侧管理在2025年提供3%到5%的最大负荷量的目标。⁶⁷ 目前，并没有任何关于受限于需求侧管理的峰值负荷比例的数据，也不清楚政府官员对此目标的监管方式或者提供相关结果的频率。一种可能性是测量行业与地方电网公司签订的负荷控制合同的数量。此种情况下，3%-5%的目标适用于容量值，而不是转移的峰值负荷的实际数量。

5.5 燃煤电厂灵活性

根据2021年的政策目标，中国旨在对200吉瓦的现有燃煤电厂容量进行灵活性改造，从而增加30-40吉瓦的系统调节容量。⁶⁸ 截至2019年底之前，中国已经改造了57.8吉瓦的燃煤电厂，只达到“十三五”规划目标（220吉瓦）的25%左右。⁶⁹

投资回收慢是燃煤电厂灵活性改动力造缺乏的主要原因之一。根据中国能源信息平台的数据，当前的煤电灵活性改造的调峰容量成本约为人民币500-1500元/千瓦左右。⁷⁰但是，燃煤发电的价格只能在基线价格上下浮动20%，⁷¹且几乎全部电力都是在月度和年度双边合同市场上交易，某些试点省份只有有限的现货市场交易。缺少可以为灵活性提供短期激励的现货市场，大大降低了为灵活运营或灵活性投资提供的激励。提供辅助服务所获得的报酬不足，是燃煤电厂不愿进行灵活性的另一个原因。⁷²

5.6 辅助服务市场

频率调节、电压控制和黑启动等辅助服务有助于维持电网的安全和稳定运行。随着波动性可再生能源发电在电网中重要性的提高，辅助服务市场变得尤为重要。在中国，辅助服务往往包括提高或降低电厂的输出量以跟踪负荷的

表 3 中国需求侧管理的筹资渠道⁷⁶

省份	需求侧管理的筹资渠道
江苏	尖峰电价
浙江	跨区现货交易购电价差盈余；探索市场化分摊机制
上海	历年夏季季节性电价差值
河南	纳入输配电价核定
湖南	省电力公司
湖北	三峡增发发电量对应的价差空间
山东	紧急型：国家有关规定分摊 经济型：现货连续运行时明确
天津	电力需求侧管理专项资金
重庆	丰水期消纳四川低谷增购电的价差空间
陕西	年度跨省区交易购电价差盈余
广东	需求地区市场用户分摊

5.7 德国经验的相关性

如第2节中所述，一旦小规模太阳能光伏的扩张超过了临界阈值，德国在分布式发电和后续电网问题方面的经验就可能对中国有借鉴意义。随着未来的配电网吸收更多的馈电量，要避免电网热限值的超限和电压问题，就必须谨慎规划，并提供新的监管激励。电网扩张是一个潜在的解决方案，但在很多情况下，这也是成本最高昂的方式。限制可再生能源馈入量维护了电网稳定性，但却浪费了清洁能源，直接影响了分布式可再生能源部署的经济性。

来自电池和需求侧管理措施的配电层面上的灵活性可以为解决电网问题做出巨大贡献，但必须得到监管支持。值得注意的是灵活性在电网中的技术可用性并不是阻塞管理的充分条件：如本报告中所述，用户侧电池会对电网稳定性起到促进还是损害作用取决于用户或聚合商是计划将用户侧电池用于最小化对电网的影响还是用于将自用消费最大化。市场化的灵活性资源，例如出于通过负荷转移来实现套利的目的，并不一定对电网有益。为了将灵活性潜力应用于输配电网，必须对监管进行改变：监管必须允许配电网运营商与灵活性提供者订立合同，使灵活性资源可以用于分散式阻塞管理和提供进一步的辅助服务。此外，它必须促成分散式灵活性资产的聚合，使其能为输电网运营商所用。

变化，有时候也被称为峰值调节——这与欧洲大相径庭，在欧洲，是由现货市场履行此职能。之前，中国的电力系统只为辅助服务提供了有限的报酬，它实际上要求燃煤电厂相互之间为这些服务支付费用。2018年发起的改革建立了辅助服务市场试点，此试点从中国东北地区开始，聚焦于峰值调节。⁷³中国的辅助服务市场最初限制了燃煤发电商的参与，但更新的政策呼吁为可再生能源、电池和需求侧开辟辅助服务市场。

2021年底，中国国家能源局发布了两项关于辅助服务市场的新政策。⁷⁴政策允许更加多元化的实体在辅助服务市场上进行交易，包括新的储能类型、电动汽车充电网络、聚合商和虚拟电厂。已经在现货市场上进行交易的服务不应包含在辅助服务市场之中。政策中也明确说明，对于省际和地区间交易而言，合同中应该包括针对辅助服务的责任和报酬。根据政策，辅助服务提供者有两种收回成本的方式。⁷⁵第一种是通过由省级能源管理机构确定的固定报酬费用。另一种是通过由市场决定的价格。

智能电网是利用分散式灵活性的先决要素。它允许电网运营商监测和控制其网络。由于电力供应行业结构上的不同，在中国实施这些监管措施上的改革会在诸多细节层面上与德国的经验不同。但是，监管机构必须确保为灵活性资产的电网友好型使用提供充分的激励。在某种程度上，可以通过动态电网费用提供这一激励，即在阻塞时间段内提高产消者消费和入网的成本。但是，配电网运营商通过负荷（尤其是入网控制）直接利用灵活性更加有效。然而，为了让其更具经济性，配电系统运营商必须为灵活性资产所有者所提供的电网服务支付报酬。没有这些激励措施，潜在的产消者就没有足够的动力部署与储电配套的分布式可再生能源，也没有动力以对电网和各种用户价值都最理想的方式运营，例如可靠性和清洁能源消费。

若没有为投资和运营提供适当的激励，储能投资市场可能严重扭曲——例如，导致发电侧储能的过度投资，从而使管理分布式光伏发电入网的配电网成本提高。如果引进了适当的框架，分散式灵活性在系统和电网层面推动分布式发电（最显著的就是小规模太阳能光伏）的融合方面有巨大潜力，从而促进中国能源转型的成功。

5.8 对中国分散式灵活性的建议

为了推动可再生能源在电网中的整合，中国的监管机构应该引进旨在鼓励需求侧灵活性的法规，包括需求侧管理和储能。

目前，因为基于市场的激励措施有限，所以在中国，需求侧管理通常被视作一项成本。大多数需求侧管理的参与者是参与调峰并为此收取报酬的工业用户。改革后的分时电价将激励工商业用户行动起来，但目前关于灵活性的实时信号有限，当前的价格信号聚焦于调峰，而非灵活性本身。此外，居民用户没有任何动机为推动系统峰值的下降而做出贡献，不论是通过改变消费模式还是在进行用户侧储能以满足电网需求。居民和商业供热供冷和电动汽车充电负荷成为推动峰值负荷增长方面越来越重要的因素，所以需要更多的实时信号来激励这些用户及其（若为城市区域的大型建筑物）物业管理者直接或通过聚合商服务公司参与需求侧管理。

政策制定者应该激励智能电网要素在配电网中的部署，以实现灵活性资产的监控。

十多年来，大多数中国城市都为居民和工商业用户安装了智能电表。但是，这些第一代电表主要用于远程监测、计费 and 付款，而非实时负荷控制与监测。此外，电表为用户提供有关峰值负荷或参与需求侧响应机会的实时信号的能力有限。最近十年内，应该在电网中部署智能电网装置，尤其是针对具有宝贵需求侧响应负荷的用户，例如可控制的暖通空调系统、热泵、电动汽车充电设施或者大型数据处理负荷。

在切实可行的范围内，电网运营商应该与灵活性资产所有者聚合商分享智能电网的监测信息，以确保他们能够参与任何提供电网友好的灵活性服务的市场。

中国当前的电力系统的特征之一就是公共数据非常有限。尽管目前，在大多数发达经济体中每日负荷和发电量概况的信息很容易获取，但在中国，这些信息被视为敏感信息。若

没有实时定价信息，电力用户和聚合商就没有能力响应电网需求。若没有关于当前负荷和价格的数据，用户和投资人就无法直观了解对新灵活性资产（例如储能或者可控负荷）的投资是否具有经济吸引力。分时电价等通过行政手段设定的价格只能提供关于灵活性或调峰价值的部分信号，而电网需求则可能每天甚至每分钟都在发生变化。

不论是通过实时阻塞价值还是通过行政公式确定的灵活性的报酬，都应该反映出电网使用的真实成本以及其所避免的电网投资成本的价值。

在德国的讨论已经明确了一点，在所有层面上增加可再生能源的部署都会导致灵活性需求的增加，这也意味着灵活性的价值会随着时间的推移不断增长。尽管中国的一些改革措施使得一些类型的灵活性能够得到报酬，但目前为止，调峰的主要参与者是发电商和大型工业用户，而且很多此类报酬是由静态行政措施决定的。

随着可再生能源渗透率的提升以及城市供热供冷负荷在峰值负荷中所占比重的增加，向所有能够提供灵活性服务的市场参与者支付报酬至关重要。在切实可行的范围内，为需求侧服务支付的报酬应该避免区别对待不同类别的电力用户、聚合商、发电商或能源供应商所提供的灵活性。

动态电网费用是配电系统运营商激励灵活性的一种方式。直接负荷控制电池和其他需求侧设备出于阻塞管理的目的。这种灵活性的使用应该严格基于配电系统运营商和资产所有者之间的合同，以避免投资激励的扭曲。

最后，政府应该针对聚合商的角色建立监管框架。

中国最新发布的五年规划中有大量提及聚合商服务的地方，但目前，因为缺少实时价格信号，所以在大多数情况下，聚合商几乎没有能够与用户接洽的方式。具体的监管必须让聚合商能够在系统层面上，利用分散式灵活性的灵活性特征，允许聚合商与终端用户订立合同，并通过向电网和发电商提供灵活性服务赚取收益。

图目录

图1: 可再生能源在一次能源总消费量和发电量中所占比重	5
图2: 德国光伏系统的装机容量, 按规模列示	6
图3: 高比例可再生能源的灵活性要求——德国冬季两周的负荷曲线实例	8
图4: 配电系统运营商的新角色	9
图5: 灵活性使用的替代管理模式	12
图6: 需求响应聚合的替代模式	13
图7: 自用消费为主的产消者电池	14
图8: 电网友好型的产消者电池	15
图9: 需求侧管理的电网和市场应用	17
图10: 2021年德国配电系统运营商应用的负荷控制协议, 按小型用户设备列示	18
图11: 2010到2021年中国光伏容量的发展, 按类别列示	21
图12: 2021年中国分布式光伏累计装机容量, 按省份列示	22
图13: 整县光伏试点省份	23
图14: 要求可再生能源加配储能的省份	25

表目录

表 1: 电池所提供服务的概况.....	16
表 2: 适合需求侧管理的应用领域和终端使用部门（基于DENA 202123F和FFE 202124F描述）	17
表 3: 中国需求侧管理的筹资渠道75F	26

参考文献

- ¹ "AG Energiebilanzen legt Bericht für 2021 vor," AGEB, 28 March 2022, at <https://ag-energiebilanzen.de/ag-energiebilanzen-legt-bericht-fuer-2021-vor/>.
- ² "Mehr Fortschritt Wagen," SPD, Grüne & FDP, December 2021, at <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/koalitionsvertrag-2021-1990800>.
- ³ "Flexibility Technologies and Measures in the German Power System," dena, January 2021, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2022/Flexibility_Technologies_and_Measures_in_the_German_Power_System.pdf.
- ⁴ "Assessing power system adequacy in Germany and Europe, and lessons for China," dena, April 2022, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/EnTrans/Assessing_power_system_adequacy_in_Germany_and_Europe_and_lessons_for_China.pdf.
- ⁵ Harry Wirth, "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland," Fraunhofer ISE, 17 July 2022, at <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>.
- ⁶ "EEG in Zahlen – 2019," Bundesnetzagentur, 2020, at https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2019_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=EEG%20in%20Zahlen%202019%201%20Vorwort%20%2F83%2031.12.2019,%28Anzahl%29%207.222%20602%2015.122%2011%2028.363%201.467%201.868.1561.920.943.
- ⁷ Dr. Harry Wirth, "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland," Fraunhofer ISE, 17 July 2022, at <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>.
- ⁸ Jan Figgner et al, "The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2022)," 15 March 2022, at <https://arxiv.org/abs/2203.06762>.
- ⁹ Jan Figgner et al, "The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2022)," 15 March 2022, at <https://arxiv.org/abs/2203.06762>.
- ¹⁰ "Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources," European Union, accessed on 15 July 2022, at https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC.
- ¹¹ "Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU," European Union, accessed on 15 July 2022, at <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>.
- ¹² "To dare more Progress – Alliance for Freedom, Justice and Sustainability. Coalition treaty 2021 – 2025 among the Social Democratic Party of Germany (SPD), Alliance '90/The Greens, and the Free Democrats (FDP)," originally published in German as "Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP)", Deutsche Bundesregierung, accessed on 15 July 2022, at <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>.
- ¹³ "Flexibility Technologies and Measures in the German Power System," dena, January 2021, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2022/Flexibility_Technologies_and_Measures_in_the_German_Power_System.pdf.
- ¹⁴ "Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources: Power system opportunities and best practices," International Energy Agency (IEA), May 2022, at <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>.
- ¹⁵ Luhmann et al, "An approach for cost-efficient grid integration of distributed renewable energy sources," Eng. Sci., pp.447-452, 01 December 2015, at <https://www.semanticscholar.org/paper/An-Approach-for-Cost-Efficient-Grid-Integration-of-Luhmann-Wieben/35f7b0a3f90a6618566a015ce25f91de79668956>.
- ¹⁶ Iweh et al, "Distributed Generation and Renewable Energy Integration into the Grid: Prerequisites, Push Factors, Practical Options, Issues and Merits," Energies, 29 August 2021, at <https://doi.org/10.3390/en14175375>.
- ¹⁷ "Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources: Power system opportunities and best practices," International Energy Agency (IEA), May 2022, at <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>.
- ¹⁸ "Innovation landscape brief: Future role of distribution system operators," International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019, at https://cms.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Landscape_Future_DSOs_2019.ashx?la=en&hash=9B2EBAC2A99DAA6AB85FF98E93F34BE930EEF78A.
- ¹⁹ "Flexibility Technologies and Measures in the German Power System," dena, January 2021, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2022/Flexibility_Technologies

[s and Measures in the German Power System.pdf](#).

- ²⁰ "Innovation landscape brief: Future role of distribution system operators," International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019, at https://cms.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Landscape_Future_DSOs_2019.ashx?la=en&hash=9B2EBAC2A99DAA6AB85FF98E93F34BE930EEF78A.
- ²¹ "Flexibility Technologies and Measures in the German Power System," dena, January 2021, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2022/Flexibility_Technologies_and_Measures_in_the_German_Power_System.pdf.
- ²² "NEMO.Spot. Flexibilitätshandel der nächsten Generation", EnergieDock, accessed on 19 July 2022, at <https://www.energiesdock.de/technologie/nemo-spot/>
- ²³ "Industrial Demand Side Flexibility in China. German Experiences – Status Quo and Potential in China – Policy and Market Recommendations," dena, August 2019, at https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/190830_Industrial_Demand_Side_Flexibility_report_final_de_na.pdf.
- ²⁴ "Flexibility Technologies and Measures in the German Power System," dena, January 2021, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2022/Flexibility_Technologies_and_Measures_in_the_German_Power_System.pdf.
- ²⁵ "Regionale Lastmanagementpotenziale Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland," Ffe, 17 December 2021, at https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf.
- ²⁶ "Monitoringbericht 2021 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes," Bundesnetzagentur, 01 December 2021, at https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20211201_Monitoringbericht.html.
- ²⁷ "Clean energy for all Europeans package," European Commission, May 2019, at https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en.
- ²⁸ "Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU," EU, 05 June 2019, at <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>
- ²⁹ "Regulation (EU) 2019/943 on the internal market for electricity," EU Sources Online, 14 June 2019, at <https://www.europeansources.info/record/regulation-eu-2019-943-on-the-internal-market-for-electricity/>.
- ³⁰ "Commission Implementing Decision (EU) 2020/1479 of 14 October 2020 establishing priority lists for the development of network codes and guidelines for electricity for the period from 2020 to 2023 and for gas in 2020," EU, 14 October 2020, at <https://beta.op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/360fd436-0ead-11eb-bc07-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF>.
- ³¹ "Collective self-consumption: producing and consuming renewable energy locally," eDF, accessed on 20 July 2022, at <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/supporting-our-clients-on-a-daily-basis/collective-self-consumption-producing-and-consuming-renewable-energy-locally>.
- ³² "Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council," EU, 21 December 2018, at <https://www.europeansources.info/record/directive-eu-2018-2001-on-the-promotion-of-the-use-of-energy-from-renewable-sources/>.
- ³³ "Electricity wholesale markets monitoring in 2020," ACER, 2020, at <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/electricity-wholesale-markets-monitoring-2020-further-action-needed>.
- ³⁴ "Energy communities," European Commission, accessed on 20 July 2022, at https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-communities_en.
- ³⁵ "Electricity Market 2.0- An electricity market for Germany's energy transition," Bundesministerium Energie und Klimaschutz (BMWK). (2015a), 31 July 2015, at <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/electricity-market-2-0.html>.
- ³⁶ "Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)," 13 July 2005, at <https://dejure.org/gesetze/EnWG>.
- ³⁷ "The digitisation of the energy transition," Bundesministerium Energie und Klimaschutz (BMWK), at <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/digitisation-of-the-energy-transition.html>.
- ³⁸ "Roadmap for smart energy grids of the future," Bundesministerium Energie und Klimaschutz (BMWK), 29 January 2019, at <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2019/20190129-roadmap-for-smart-energy-grids-of-the-future.html>.
- ³⁹ Froggatt et al, "Decentralised Energy: A Global Game Changer," pp.47-62, Decentralised Energy — a Global Game Changer, Decentralised Energy, London: Ubiquity Press January 2020.
- ⁴⁰ "“十四五”可再生能源发展规划的通知, 发改能源[2021]1445号," National Development and Reform Commission and other eight ministries, 21 October 2021, at https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202206/t20220601_1326719_ext.html.
- ⁴¹ "十四五"现代能源体系规划 [14th Five-Year Plan for Modern Energy System]," National Development and Reform

-
- Commission (NDRC), National Energy Administration (NEA), 22 March 2022, at <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/P020220322582066837126.pdf>.
- ⁴² Froggatt et al, "Decentralised Energy: A Global Game Changer," pp.47-62, Decentralised Energy — a Global Game Changer, Decentralised Energy, London: Ubiquity Press January 2020.
- ⁴³ "Economics of Urban Distributed PV in China," Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), July 2021, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2021/Economics_of_Urban_Distributed_PV_in_China_EN.pdf.
- ⁴⁴ "Impact of China wholesale power price reform on economics of distributed storage and PV," Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), February 2022, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2022/Impact_of_China_wholesale_power_price_reform_on_economics_of.pdf.
- ⁴⁵ "Impact of China wholesale power price reform on economics of distributed storage and PV," Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), February 2022, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2022/Impact_of_China_wholesale_power_price_reform_on_economics_of.pdf.
- ⁴⁶ "一个村庄的"碳中和"探索," Xinhuanet, 24 August 2021, at http://www.sx.xinhuanet.com/2021-08/24/c_1127788450.htm
- ⁴⁷ "国家能源局综合司关于公布整县（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," National Energy Administration, 8 September 2021, at http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-09/15/content_5637323.htm.
- ⁴⁸ "关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点方案的通知," National Energy Administration, 20 June 2021, at <https://www.163.com/dy/article/GDKCHPIK05372EVQ.html>.
- ⁴⁹ "China's Battery Storage After the Explosion," Energy Iceberg, 21 April 2021, at <https://energyiceberg.com/chinas-battery-storage-after-the-explosion/>
- ⁵⁰ "十四五"现代能源体系规划 [14th Five-Year Plan for Modern Energy System]," National Development and Reform Commission (NDRC), National Energy Administration (NEA), 22 March 2022, at <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/P020220322582066837126.pdf>
- ⁵¹ "Impact of China wholesale power price reform on economics of distributed storage and PV," Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), February 2022, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2022/Impact_of_China_wholesale_power_price_reform_on_economics_of.pdf.
- ⁵² "进一步完善分时电价机制的通知[Notice on Further Improving the Time-sharing Tariff Mechanism]," National Development and Reform Commission (NDRC), 26 July 2022, at https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202107/t20210729_1292067.html.
- ⁵³ "国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知, 发改价格[2021]1093号," National Development and Reform Commission, 26 July, 2021, at https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202107/t20210729_1292067_ext.html.
- ⁵⁴ "关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知, 发改价格[2021]1439号," 11 October 2021, at https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/ztl/jgzgg/zcjd/202110/t20211027_1301157.html?code=&state=123.
- ⁵⁵ Anders Hove et., al, "Economics of Urban Distributed PV in China," GIZ, July 2021, at https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2021/Economics_of_Urban_Distributed_PV_in_China_EN.pdf.
- ⁵⁶ "关于居民生活用电试行阶梯电价的指导意见," National Development and Reform Commission, 2011, at https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201111/t20111130_964836.html.
- ⁵⁷ Mechthild Wörsdörfer et, al., "The Future of Cooling in China," International Energy Agency and Tsinghua University Building Energy Research Center, June 2019, at https://iea.blob.core.windows.net/assets/9212903b-e310-48d4-96fa-3eaf7ddf56d9/The_Future_of_Cooling_in_China.pdf;
- "北京电网负荷突破2000万千瓦 北京电力全力确保度夏期间电网平稳运行," People's Daily Online, 4 August 2020, at <http://bj.people.com.cn/n2/2020/0804/c14540-34205049.html>.
- ⁵⁸ "关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见, 发改能源规[2021]280号," National Development and Reform Commission and National Energy Administration, 25 February 2021, at https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202103/t20210305_1269046.html?code=&state=123.
- ⁵⁹ "关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知, 发改办运行[2022]475号," National Development and Reform Commission and National Energy Administration, 24 May 2022, at https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202206/t20220607_1326854.html?code=&state=123.
- ⁶⁰ Su Nan, "这个领域市场化能不能再快点? | 聚焦新型电力系统(9)," China Energy News, 9 April 2021, at https://mp.weixin.qq.com/s/9jCeLY_m1I3fjZY7ywwMW4Q.
- ⁶¹ "有序用电管理办法, 发改运行[2011]832号," National Development and Reform Commission, 21 April 2011, at https://www.ndrc.gov.cn/fzggw/jgsj/yxj/sjdt/201104/t20110428_987489.html?code=&state=123.
- ⁶² "有序用电管理办法, 发改运行[2011]832号," National Development and Reform Commission, 21 April 2011, at https://www.ndrc.gov.cn/fzggw/jgsj/yxj/sjdt/201104/t20110428_987489.html?code=&state=123.

-
- 63 “有序用电管理办法, 发改运行[2011]832号,” National Development and Reform Commission, 21 April 2011, at https://www.ndrc.gov.cn/fzggw/jgsj/yxj/sjdt/201104/t20110428_987489.html?code=&state=123.
- 64 “关于公示电力需求侧管理城市综合试点工作首批试点城市名单的通知,” Ministry of Finance and National Development and Reform Commission, 31 October 2012, at https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/201211/t20121101_959730.html.
- 65 Su Nan, “这个领域市场化能不能再快点? | 聚焦新型电力系统(9),” China Energy News, 9 April 2021, at https://mp.weixin.qq.com/s/9jCeLY_m1l3fjZY7ywMW4Q.
- 66 “我国电力需求侧管理的成效及面临的新形势,” Power Price Research Frontier, 7 February 2021, at <https://mp.weixin.qq.com/s/nOQtPIGY9wX0AT4yNDR6nw>.
- 67 “十四五”现代能源体系规划 [14th Five-Year Plan for Modern Energy System],” National Development and Reform Commission (NDRC), National Energy Administration (NEA), 22 March 2022, at <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/P020220322582066837126.pdf>
- 68 “关于开展全国煤电机组改造升级的通知, 发改运行[2021]1519号,” National Development and Reform Commission and National Energy Administration, 29 October 2021, at https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202111/t20211103_1302856_ext.html.
- 69 Zhu Yan, “目标规模超2亿千瓦, 完成率仅1/4左右, 煤电灵活性改造为啥这么慢?” China Energy News, 19 June 2020, at <https://mp.weixin.qq.com/s/xW7c84Spf3CAAhCNxCMr0Q>.
- 70 Zhao Ziyuan “煤电灵活性改造按下“加速键”,” China Energy News, 10 November 2021, at <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1716011080837820708&wfr=spider&for=pc>.
- 71 “关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知, 发改价格[2021]1439号,” 11 October 2021, at https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/ztzl/jgzgg/zcjd/202110/t20211027_1301157.html?code=&state=123.
- 72 Zhao Ziyuan “煤电灵活性改造按下“加速键”,” China Energy News, 10 November 2021, at <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1716011080837820708&wfr=spider&for=pc>.
- 73 完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案,” National Energy Administration, 15 November 2017; 华北电力辅助服务市场建设方案(征求意见稿) [Establishment Plan of the North China Power Ancillary Services Market (Draft for Public Comment)],” North China Energy Regulation Bureau, March 20, 2018.
- 74 “电力并网运行管理规定, 国能发监管规[2021]60号,” National Energy Administration, 21 December 2021, at http://zfxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391369.htm;
- “电力辅助服务管理办法, 国能发监管规[2021]61号,” National Energy Administration, 21 December 2021, at http://zfxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391161.htm.
- 75 “电力辅助服务管理办法, 国能发监管规[2021]61号,” National Energy Administration, 21 December 2021, at http://www.cnenergynews.cn/guonei/2021/11/10/detail_20211110110475.html.
- 76 Zhao Xiaodong, “需求侧资源潜力挖掘的实践,” NRDC Workshop on Flexibility, 19 July 2022.

Website



Wechat

