



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

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

on the basis of a decision
by the German Bundestag

对电力系统灵活性的激励： 德国电力市场的作用

中德能源与能效合作伙伴



版本说明

《对电力系统灵活性的激励：德国电力市场的作用》在中德能源与能效合作伙伴项目框架下发布。中德能源与能效合作伙伴在两国主管部委领导下开展活动，旨在促进中德两国在能源和提高能效领域的对话与合作。中方负责整体协调中德能源与能效合作伙伴的部门是国家发改委和国家能源局，德方是德国联邦经济和能源部（BMWi）。受德国联邦经济和能源部委托，德国国际合作机构（GIZ）负责该项目的具体实施。

发行方：

中德能源与能效合作伙伴
北京市朝阳区亮马河南路14号
塔园外交办公楼2-5
邮编：100600



c/o

德国国际合作机构
Torsten Fritsche
Köthener Str. 2
柏林10963



研究负责人：

尹玉霞，马琼英，Maximilian Ryssel
德国国际合作机构

作者：

Bernhard Ernst博士
陕薇薇博士
弗劳恩霍夫能源经济与能源系统技术研究所



图片来源：

德国联邦经济和能源部（封面）
Shutterstock 1244998828, Jacques Tarnero（第6页）
Shutterstock 1488026714, CloudVisual（第7页）
Shutterstock 1102013183, Tawansak（第8页）
Shutterstock 1501001561, MAMAGREEN（第12页）
Shutterstock 1056264089, lalanta71（第16页）
Shutterstock 738233941, Jenson（第17页）
Shutterstock 1029800602, anatoliy_gleb（第18页）
Shutterstock 1243197673, Oleksii Sidorov（第22页）
Shutterstock 311732285, Lee Yiu Tung（第25页）
Shutterstock 222500491, Comaniciu Dano（第29页）

排版：

Flow.asia

特别感谢电力规划设计总院对本研究的支持！



© 北京，2019年10月

截至本研究报告发布前，德国国际合作机构和相关作者对出版物中所涉及的数据和信息进行了仔细研究与核对，但不对其所涉及内容及评论的正确性和完整性做任何形式的保证。本出版物中涉及到的外部网站发行方将对其网站相关内容负责，德国国际合作机构不对其内容承担任何责任。

目录

图表列表	4
缩略语列表	4
引言	5
1 灵活性在德国电力系统中所发挥的作用	7
1.1 系统规模和灵活性	9
1.2 德国电力市场基本原则	10
1.3 电厂灵活性的间接激励因素	12
2 计划的平衡	14
2.1 日前市场及日内市场	14
2.2 通过电力交易所简化交易流程	17
3 实时平衡	18
3.1 一次控制备用	20
3.2 二次控制备用	21
3.3 三次备用	21
3.4 备用来源	21
3.5 备用市场	23
4 德国灵活性及电储能商业模式	27
参考文献	30

图表列表

图1：德国电力系统灵活性的三个基础	6
图2：德国一周内的负荷和发电量示例	9
图3：优先顺序	14
图4：欧洲备用的使用	18
图5：对正负二次控制备用需求的下降	26
图6：2008年至2016年间对二次和三次备用的投标	26
图7：10月7日至8日燃气电厂和褐煤电厂的现货市场价格（示意图）交易	27

缩略语列表

IPP	独立发电商
SCR	二次控制备用或二次备用
TCR	三次控制备用或三次备用
TSO	传输系统运营商
VG	可变发电（风能及太阳能光伏）

引言

德国的气候目标是到2030年将温室气体排放量减少55%，并到2050年达到气候中性（与1990年的水平相比）。1990年，可再生能源仅占电力消费的3%，但到2019年上半年，这一比例已上升至44%。到2030年，可再生能源将占总电力消费的65%。可再生能源的比例不断提高给德国的电力系统提出了新的挑战。如今，德国大约75%的可再生发电来自风能和太阳能光伏，即波动的间歇性电源。因此，电力系统的灵活性对消纳比例不断提高的波动性可再生能源电力起着重要作用。

当政策制定者向电网规划人员询问电力系统可以消纳多少风能和太阳能，且保持可靠运行的时候，灵活性的概念就会出现。灵活性对于电力系统而言非常重要，因为电力负荷和发电量需要始终保持平衡。天气变化会导致可再生能源电力出现很大的波动，因此灵活的（通常是常规的）发电机组需要对此进行补偿。在这种情况下，灵活性通常被视为电厂灵活运行的技术能力，并通过诸如爬坡和减少出力时间，最小负荷或启动时间等参数来体现。尽管电厂灵活性对于实际实现波动性可再生能源并网很重要，但德国案例表明，系统灵活性（即灵活的市场规则和系统边界）至少起着同等重要的作用。实际上，由于燃气电厂在电力系统中所占比例很高，因此系统的物理灵活性在德国从来就不算一个很大的挑战。

此外，德国系统运营商降低对物理灵活性的需求相对容易：虽然单个风电厂的出力在短时间内会发生很大变化，但由于较大区域内天气的均质化，一系列风电场的出力就要平滑得多。德国的系统运营商（实际上）扩大了系统规模，因此仅降低了可再生能源在整个系统中的波动，并降低了对灵活性的需求。

另外，建立正确的市场规则以确保电力系统中负荷与发电的灵活运行也非常重要。电厂灵活性意味着可以灵活地安排发电计划和实现对电厂的灵活调度，包括在最后一刻对发电计划进行更改。电厂运行中的每项更改都必须与需要交换数据的系统运营商进行协调。为了确保所有数据交换都满足电力市场需求，建立快速、可靠的程序非常重要，这需要德国系统运营商付出巨大努力。20世纪90年代后期，当德国开始

放开电力市场时，既定的市场规则无法实现电厂运营的灵活性。更重要的是，发电计划在日前市场上一旦提交，就无法更改。市场和发电计划设定规则逐步提高更大的灵活性。如今，发电企业直到最后一刻都可以更改发电计划。这些市场改革已被证明是德国电力系统灵活性的基础。直到今天，德国都没有通过直接的补贴激励措施提升电厂的灵活性或建设更多灵活的电厂。市场规则本身既是电厂灵活性的刺激因素也是促成因素。

因此，图1描绘了系统灵活性的主要推动因素：1）灵活的电厂机组，2）灵活的市场规则和3）流动性充足的备用市场。所有这些的基础都是通过系统运营商的密切合作而扩大系统规模的措施。这大大降低了对灵活性的需求。本研究将围绕上述三个因素展开。第1章介绍了具有高比例可再生能源的电力系统在运行过程中所面临的挑战，并介绍了德国调节电网平衡的基本原则。此外，本文还介绍了德国建设和运行灵活性电厂和燃气电厂的（间接）激励因素。

由于所有的平衡都是以市场机制作为基础，因此了解电力市场的运作模式十分重要。因此，第2章总体介绍了针对计划平衡的市场如何运作，展示了预测、规划、能量交易以及电厂调度的过程。过去一些年，这些过程自动化程度越来越高。借助电厂机组的技术灵活性，最后一刻更改计划已成为可能。电力交易所在整个交易过程中发挥了主要作用。由于电力交易所扮演的角色是向所有市场参与者开放的中心交易平台，交易流程也因此得以简化。

第3章描述了备用被用于突发事件，如电厂供电中断或预报错误等无法通过上述电力市场进行平衡的事件。在这些情况下，需要启动十分灵活的电源，以平衡系统。因此，系统运营商将服务外包给在得到提示的情况下能够迅速响应需求的电厂。特别是市场规则允许小型发电机组参与，大大提高了这一领域的流动性，许多市场参与者可以向系统运营商提供他们灵活的发电容量。相邻系统运营商之间的密切合作可以降低他们自身的备用需求，因此进一步提高了这一领域的流动性。最后，第4章描述了德国电力系统中灵活电源模型的示例，如燃气电厂、电池和抽水蓄能等。



图 1：德国电力系统灵活性的三个基础



1. 灵活性在德国电力系统中所发挥的作用

德国气候保护政策的目标是在2050年前实现经济的“碳中和”。能源部门尤其将发挥决定性作用。因此，德国政府设定的目标是本世纪中叶，使可再生资源在电力消费中的比例升至80%至100%，这也被称为德国的能源转型。当前，德国大约有四分之三的可再生电力来自波动性电源——即风能和太阳能，这两种能源在德国具有巨大的潜力，因此其在未来将继续发挥更加重要的作用。一般而言，随着波动性可再生资源比例不断提高，需要不断提高能源系统的灵活性，即需要调整电源结构、市场规则和系统运行。

过去数十年间，德国监管机构采取了若干措施以优化系统运行，提高了波动性可再生能源的比例。这些措施包括：

- **扩大系统规模。**德国系统运营商利用了一个简单的规律：系统规模越大，天气因素所导致的波动（或任何其它异常现象）就越容易平滑。比如，虽然单个风力涡轮机的出力在短时间内可能会发生较大变化，但大型风电场的总出力则会因为较大地域内天气的均质性而呈现出较为平滑的出力。太阳能光伏发电的情况和需求侧的情况也存在这种规律。因此，扩大系统规模实际上有助于德国电力企业降低对于灵活性的需求。系统规模扩大则是通过德国输电系统运营商之间的合作完成的（参见1.1）。
- **调整市场规则。**20世纪90年代电力市场放开时，电力市场非常不灵活。发电侧缺乏充分的物理灵活性，因为电厂的发电计划通常是提前一天就已制定。但由于市场规则缺乏灵活性，发电计划不可能变更（或者至少变更十

分困难）。因此，德国监管机构决定调整市场规则，允许在当日修改发电计划（日内调整）。市场规则的调整使得系统能够更好地利用已有的（物理）灵活性，而无须改造电厂或新增电厂容量。

- **推动形成灵活的市场。**此后，德国还开展了一系列改革，以提高市场流动性和市场接受度。在电力交易方面，德国引入电力现货交易市场，通过保障所有市场参与者的支付、消费和交割能顺利进行，从而提高市场交易的便捷度。此外，由于交易机制和调度系统的技术优化，市场参与者的行为更加接近实时（包括在最后一刻调整调度计划），而且可以充分用现有灵活电厂的技术潜力。除此之外，在日内市场中，跨欧洲和跨国电力交易合作迄今为止推动了市场规模的扩大和流动性的改善。

尽管近几十年来可再生能源在德国迅猛发展，但是由于进行了这些改革，德国的电力系统从来都不缺乏灵活性。因此，增加系统灵活性或对电厂进行灵活性改造的直接激励政策没有出现，也没有出现的必要。“重点1”概述了实现电力部门灵活性的决定性因素。

以下小节将更详细地讨论上述原理，并讨论如何提高电力市场和电力系统设计的灵活性。尽管没有为提升电厂灵活性设置直接的激励政策，但1.3简要概述了一些间接激励因素，这些因素有助于提高燃气电厂在德国电力系统中的比例。



重点1：实现灵活性的决定性因素

从本质上讲，电力系统的灵活性与影响电力系统运行的法规和市场规则有关。随着电力系统不断发展，并消纳更多可再生能源，便产生了快速响应的需求。监管机构和系统运行商认识到，为保证电力系统中所有要素的灵活性，必须确保下列灵活性：

灵活的系统运行：

以下做法有助于从现有物理电力系统中挖掘灵活性：

- 决策尽量接近实时，并且提高决策频率；
- 改善风能和太阳能的预测结果；
- 与相邻系统（国家）开展协作。

推动灵活市场的形成：

- 鼓励市场运营商（如电力交易所）开展接近实时的交易活动。
- 在电厂计划和调度的过程中，系统运营商需要确保可以在最后一刻对发电计划进行调整，从而使市场参与者直至最后一分钟都能作出调整。

发电灵活性：

电厂做到能够迅速和高效提高和降低转速，并且在较低出力水平上运行（燃气电厂拥有这些特点），包括对常规电厂进行升级和改造，从而实现较高的爬坡率和较低的最低发电量。

电网灵活性：

输电网瓶颈有限且拥有足够的输送能力，有大量平衡资源可供利用，包括与相邻电力系统的互通互联，并拥有智能电网技术，可更好地优化输电系统使用。

灵活的需求侧资源：

通过智慧电网实现需求侧响应和储电，以及开展能够迅速响应的分布式发电。此外，客户还可利用其它方式对市场信号作出响应，或对负荷进行直接控制。



1.1 系统规模和灵活性

通过扩大平衡区域¹范围，通常可以减少对灵活性的需求。例如，在小型电力系统中，较大负荷（如钢铁厂）的启停会严重影响电力系统平衡过程。但是，在德国（或欧洲）这样的大型电力系统当中，即使大型负荷的影响可以忽略不计。不过，这需要输电网络足够强大。

相同的原理也适用于波动性可再生能源。例如，即使在很短的时间内，单个风电场的出力也会有很大差异。但是，由于更大范围内的天气均匀性，一组风电场的总出力要平滑得多。因此，在具备足够的输电容量的情况下，对大规模电厂群（而不是单个可变电厂）进行平衡将大有裨益。电厂距离越远，同步因子或出力波动的相关性就会越小，原因是在距离较远地方，天气不会在同一方向上出现同时变化。

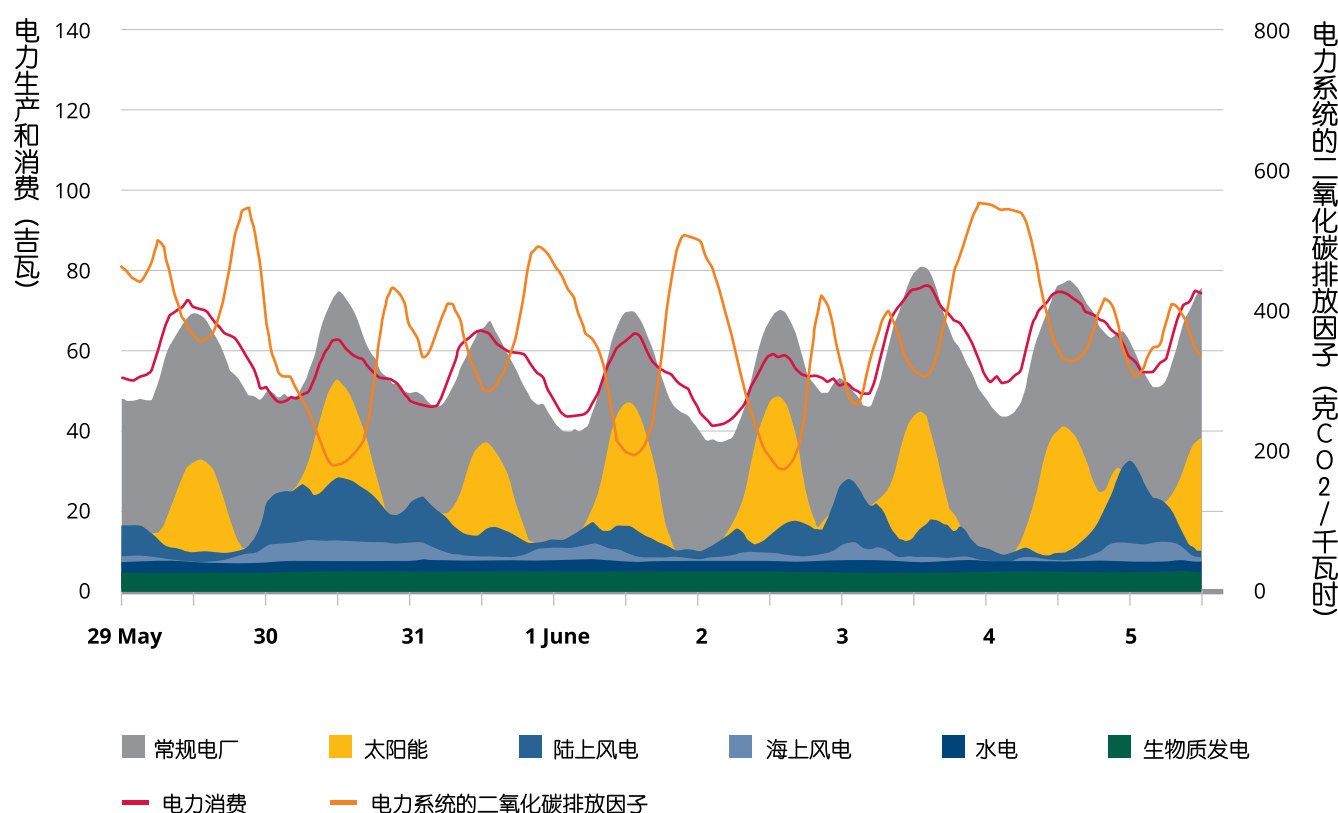
除了波动性电源本身具有灵活性需求外，由于预报误差，系统中还需要更多的灵活性。由于天气预报不尽完美，波动性电源难以按照预测的发电计划进行发电，因此需要调整传统电源的出力。预报局地天气要比预报更大尺度范围内的天气

要困难得多。因此，相对预报误差会随着平衡区域的放大而显著下降。再次，大范围区域预报可以降低对灵活性的需求。已知的预期波动以及不可预测的预报误差均会随着平衡区域规模的扩大而下降。

大约15年前，德国四大输电系统运营商一致同意在大范围内对波动性电源进行平衡，这大大降低了系统对灵活性的需求。此外，德国与邻国一起合作使用备用服务，这实际上扩大了平衡区域面积。第2章将对此提供更多信息。

例如，图2给出了德国在可再生能源比例较高的情况下一周内的发电、负荷以及与邻国的电力交换情况。可以看出，可再生能源发电在一天中波动很大，因此需要常规电源的灵活运行。但是，该图还显示，可再生能源中没有阶跃或非常明显的爬坡。这是因为它显示的是整个德国的总发电量，覆盖面积约为70万平方公里。由于可再生电力取决于天气并且天气在大范围内不会发生快速变化，因此此结果非常合乎逻辑。

图2：德国一周内的负荷和发电量示例，总发电量和负荷之差由电力进口或出口进行补充



来源：Agora Energiewende, <https://www.agora-energiewende.de/en/>

¹ 一个平衡区域是指电力供应和需求由输电系统运营商负责平衡的地理区域。因此，输电系统运营商会测量所有输入和送出的电量并将其与计划电量进行比较。如果出现实际电量与计划电量不匹配的情况，输电系统运营商就会激活正或负储备，以将差值降低到零。

重点2：利用波动性可再生能源的灵活性

波动性可再生能源可以提供灵活性。从技术上讲，可再生能源可以从零迅速（几秒钟内）加速到一次电源（风或太阳辐射）的实际功率，或者相反从实际功率降到零。因此，可再生能源可提供灵活性，但前提是这部分电源能必须是以某种方式受到限制，且在可能的出力范围内运行。出于经济原因，应尽可能避免限制可再生能源发电，因为这是对能源的浪费。但是，有时限制可再生能源发电可能有必要，这可以确保电网的可靠运行。可以想象，在极端情况下，如果电网的灵活性不足，则需要限制可再生能源的爬坡率。下面的例子将说明这一点。预计风电场将在某一特定时间内出力快速减小。传统的机组无法足够迅速地对此进行补偿。在这种情况下，可以提前限制风电场的出力，以使常规机组有足够的时间进行加速。但是，到目前为止，德国还没有迹象表明有这种需求。

重点3：电网控制合作

2012年，德国输电系统运营商开始了在备用服务方面开展密切合作（第3章）。在此之前，每个输电系统运营商都会通过系统备用对自己的控制区域进行平衡。通常需要同时在相反的方向进行平衡。例如，一个输电系统运营商的控制区域供不应求，输电系统运营商就需要启动正备用，同时，相邻的输电系统运营商由于存在电力过剩而需要启动负备用。而相互合作的输电系统运营商在启动备用之前会先与临近的输电系统运营商进行核对，并在可能的情况下在启动备用之前进行能量交换。该操作可以减少备用的启动。需要多少备用容量的计算基于备用的平均用量和最大用量，因此电力交换也可以减少需要（和购买）的备用容量。过去的几年中，这种合作扩大到了邻国，合作的优势也进一步凸显。

1.2 德国电力市场基本原则

在供电系统中，需要每秒都确保负荷和发电保持平衡。因此，负荷的任何变化都需要由发电侧来平衡。由于负荷一直在变化，因此发电量也需要不断调整。除负荷变化以外，波动性可再生能源的出力还随着风速和太阳辐射的变化而变化，这给平衡过程带来了更大挑战。只有燃气电厂和水电站才能以非常灵活的方式在较短的计划时间内投入运行。而大型常规电厂的灵活性非常有限。因此，重要的是要提前规划这些电厂的运行（至少要提前几个小时甚至一天）。最佳的系统运行要对负荷和波动性可再生能源进行准确的预测。为了解决预测错误或不可预测事件（例如电厂停电）等问题，则需要更多的灵活性备用。

平衡负荷侧和发电侧是输电系统运营商的基本任务之一。在德国，将该任务的一部分职责交给了市场参与者（请参见重点4“自平衡和自调度”）。本章将介绍电力市场的基本原则。更多详细信息将在第2章中列出。对不可预测事件（例如电厂停电）的任何实时平衡都是通过备用进行的。因此，德

国还建立了一个备用市场，我们将在第3章中对此进行介绍。

- **平衡原则：**平衡，是指一种过程，即输电运营商或负荷调度中心通过这一过程管理电网的输入（发电）和输出（消费）之间物理平衡，这是系统运行的核心所在。这一原则是下列所有机制的基础。第一步，要对波动性可再生能源及其他不可调度的电源进行预测。剩余的部分需要由常规电源来补充。可调度电源（主要是常规电源）将按照既定的负荷和发电量进行调度。如果为做好发电计划预留充分的时间，大多数平衡是在日前市场中通过电厂的日前调度部署的。随着预测期²缩短，预测效果越来越好。当临近交割时间之时，通过更新预测，可以在日内市场完成调度和平衡。在这种情况下，发电商将对发电计划进行修正，生成并执行新的计划。由于德国境内的发电计划安排系统自动化程度很高，已经可以实现现在交割时间之前几分钟内对计划进行调整。然而，即便是具备最好的预测能力，系统中也有可能出现意料

之外的不平衡情况，因此仍需要实时调整。输电系统运营商将通过使用灵活性最强但同时也是系统中成本最高的备用容量来解决这些由意外导致的不平衡问题。

- **单一能量市场及容量市场：**了解德国电力市场补偿机制建立的原则是理解本研究的基础。日前市场和日内市场都属于单一能量市场，这意味着电厂运营商仅能通过电力交易获得回报。加速或启停成本以及投资都需要体现在能量价格中。与之相反，备用市场则由两个要素组成，即容量价格和能量价格。容量价格是在提供可用容量时

支付的价格，能量价格是在实际启动备用并交割时支付。这一点将在第3章中进一步解释。

20世纪90年代末，在德国能源部门开始市场化进程并建立能量市场时，市场规则并不支持灵活的电厂运行，日前发电计划无法更改。随后，德国逐步调整了市场和调度规则，以为电力系统引入更多的灵活性。如今，发电计划直到最后一刻都可以更改。这一点，加之自平衡及自调度的原则是德国电力系统的灵活性能够被真正利用的原因。更多详细信息将在第2章中给出。

重点4：自平衡和自调度

平衡原则适用于每个电力系统。在开放的市场中，例如在德国，平衡过程涉及许多不同参与者执行的子任务。德国的电力系统遵循自平衡和自调度的原则。每个消费者对自己的负荷进行预测，并在市场上找到提供能量的电厂。住宅用户或小型商业客户等小型消费者的负荷预测由市政部门或当地电力公司等整合商负责。所有发电企业和消费者都通过所谓的“报送”过程，向输电系统运营商提供所有能量交易情况。这包括市场参与者之间的所有能量交割关系，但涉及价格信息。输电系统运营商负责检查所有提交的头寸是否匹配，以及这些参与者本身是否实现平衡。如果未实现平衡，则输电系统运行商要求相应的市场参与者更正其发电计划。一旦提交了正确的发电计划，发电计划则被采纳。当然，任何变化都需要负荷侧和发电侧的市场参与者双方都同意。

如果市场头寸发生偏离，市场参与者将无法实现平衡。例如，当负荷预测有误，电厂停电或波动性可再生能源预测错误时，就会发生这种情况。在这种情况下，系统运行商将通过使用备用容量来平衡系统。使用备用产生的费用则通过不平衡费/罚款来补偿，这些费用和罚款由系统运营商向偏离头寸的市场参与者收取。

自我调度是一种计划安排和调度协议，其中独立发电商（IPP）根据保持自身在市场内独立提供商业服务的经济性标准为自己确定所需的调度头寸。例如，运行多个机组的独立发电商可以选择在何时使用何种设备。这样可确保发现发电机组实现最佳经济效益和最灵活运行的方式。在全球有些市场中，由输电系统运营商决定实际投入运行的具体机组。这使得输电系统运营商可以加强对系统的控制，但同时这种机制降低了系统的灵活性。因为输电系统运营商并不了解电厂的所有参数，例如，他们可能会调度一个相对灵活的电厂进行基荷发电，反之亦然。而电厂运营商却十分了解自己的发电机组，因此可以实现对机组的最佳调度。但是，在紧急情况下，德国的输电系统运营商可以直接对所有电厂进行控制。因此，在正常运行情况下，电厂运营商会选择经济效益最大化的运行方式，但是当系统安全受到威胁时，输电系统运营商可以接管机组。

波动性可再生能源的调度与上述情况稍所不同。尽管可再生能源电厂可以像其他所有电厂一样在市场上自由参与交易，但由于其边际价格低（接近零），因此可再生能源电厂始终能够出售所有发电量。因此，可再生能源总是根据一次能源即风能或太阳能进行“调度”。如果需要新的预报和更新发电计划，波动性可再生能源运营商可以与其他独立发电商开展交易，以履行自己的职责，且不会造成系统失衡。

² 预测期是指预测未来的时间跨度。

1.3 电厂灵活性的间接激励因素

尽管没有直接激励因素提高德国电力系统的灵活性，但德国电力系统实际上却相当灵活。这是因为德国的发电结构与市场规则及市场设计在共同发挥作用。在发电结构方面，德国的电力系统包含许多不同的一次能源，包括高比例的燃气电厂。燃气电厂本身具有很高的灵活性。

以下的间接激励因素促进了灵活性电厂的投资和使用，因此提高了发电端的灵活性。

- 对减少二氧化碳排放的激励措施不仅仅促进了可再生能源的发展，也促进了排放较低的燃气电厂的建设。由于燃气电厂可以灵活运行，因此也就提高了系统的灵活性。
- 根据政治以及社会舆论导向的要求，德国能源系统正在向“零二氧化碳排放”的方向转型。虽然在这个方向上德国正在取得进步，但也有若干不确定性因素依然存在。因此，电厂运营商并不太愿意对大型机组进行周期较长的业务投资，如投资煤电厂，而更愿意投资中小型电厂。燃气电厂就属于此类，其投资成本相对较低，也更容易获得许可，而且其建设相对简单且周期短，因此也能为投资带来更快的回报。
- 由于需要对波动性可再生能源进行平衡，德国电力市场会经常突然或在很短的时间内需要电能。因此，也就需要相对更加频繁启停或爬坡能力较强的电厂。如上所述，德国能量市场是一个单一能量市场，这意味着电厂运营商并不会因为爬坡或启停机组而得到补偿，只能根据电力交易得到补偿。这对于灵活电厂而言是一个非直接刺激因素。然而，市场中并不直接为灵活性付费。因此，德国安装了许多灵活的燃气电厂，因为燃气电厂能够最好地满足要求。此外，所有类型的储能电站，包括电池储能和抽水蓄能电站等，由于其拥有很高的爬坡率，并且可以在低电价时蓄电，因此也可以在电力市场上盈利。

- 关停不灵活电厂给其它更加灵活的电厂留出了更多空间。按照德国政府的决定，核电厂和煤电厂已经关停或将要关停。作出这一决定主要出于安全和气候保护的原因，以防止核泄漏和煤电带来的二氧化碳排放。可以预见的是，未来将由可再生能源和灵活性机组，如燃气电厂来代替核电和煤电。
- 自2017年以来，德国政府对现有沼气电厂的灵活性改造给予了经济上的补贴，支持现有沼气电厂安装更大的储气库和发电机以增加备用容量。这一做法一方面是进一步支持生物质能发电技术，另一方面从长远来说，希望可以建设一批灵活的可再生能源。到目前为止，由于沼气电厂的总发电量在电力系统中的占比还非常小，其升级后所提供的灵活性在德国电力系统中还未发挥重要作用。

出于上述原因，即便没有促进灵活性改善的直接补贴激励政策，德国电力系统中也已经有足够的灵活电源。虽然燃煤电厂在其能力范围之内在为德国电力系统提供着灵活性，但德国电力系统中大多数的灵活性由已有的或新建的燃气电厂提供。迄今为止，德国电力系统还没有对现有电厂（如煤电厂）进行大规模灵活性升级改造的迫切需求。即便是在可再生电源的比例不断提升的背景下，这一趋势也不大可能在短期内发生变化。但是，已经有一些煤电厂进行了灵活性改造升级，降低了最小出力，提高了爬坡率。这些改造是否具有经济性或者在什么程度上具有经济性取决于煤电厂的具体特征，比如煤电厂的老旧程度（不管是否进行灵活性改造，它本来就要替换其某些零件）等。

然而，挑战在于在一个开放的市场内获得系统所需的所有灵活性。因此，德国对市场规则和市场运行进行了调整，以确保电厂运行计划可以在最后一刻进行调整。这一点将在第2章进行更为详细的描述。



重点5：德国的电力系统

可再生能源在德国发电量中所占的比例正在不断增加。下表列出了2018年的主要电力来源。由于波动性可再生能源越来越多以及春季的大风天气，2019年上半年的可再生能源占比甚至更高，达到了44%。

电厂类型	2019年发电比例
火电厂（硬煤+褐煤）	35%
可再生能源	35%
燃气电厂（开式循环+联合循环）	13%
核电厂	12%
其它	5%

在灵活性方面，各类电厂具有完全不同的特性。燃气电厂灵活性最高，而燃煤电厂则最低。下表对德国使用最多的发电技术进行了描述。此处未列出核电厂，因为核电厂在德国仅以满负荷运行。

参数描述		电厂类型			
		硬煤	褐煤	联合循环燃气轮机	开式循环燃气轮机
梯度	%P _N ¹ /min	1,5 / 4	1 – 2,5	2 – 4	8 – 12
负荷范围	%P _N	40 – 90	50 – 90	40 – 90	40 – 90
最小负荷	%P _N	25 – 40	50 – 60	40 – 50	40 – 50
启动时间					
热启动	h	3	4 – 6	1 – 1.5 ²	< 0.1
冷启动	h	5 – 10	8 – 10	3 – 4 ²	< 0.1
最小待机时间	h	2 – 4	6	1 – 2 ²	0
最小运行时间	h	3 – 16	3 – 24	1 – 8 ²	0

¹ P_N = 电厂额定功率

² 联合循环电厂的燃气轮机部件可以像单循环燃气轮机一样快速运行。此处列出的时间是指蒸汽过程。

2. 计划的平衡

基于上一章所讲述的市场运行原理，本章更为详细地探讨提前计划的平衡，包括日前市场和日内市场如何推动灵活性的提升。本章第二部分将对电力交易所在平衡过程中所发挥的作用，以及交易所如何能够简化交易过程并提高流动性进行描述。

2.1 日前市场和日内市场

如上所述，德国电力市场遵循自平衡原则，即每个负荷都负责预测并找到一个或几个可以满足其需求的交易伙伴。因此，德国电力市场采用了从长期购电协议到最后一刻的平衡等不同的平衡策略。

根据长期的（统计）预测或粗略估计，很大一部分电能会提前很长时间（数月甚至更长）进行交易。这为电厂及消费者保证了价格确定性。但是，确切的负荷和可再生能源发电预测是提前一天完成的。这些预测用于日前市场的交易，并尽可能准确地保持平衡。

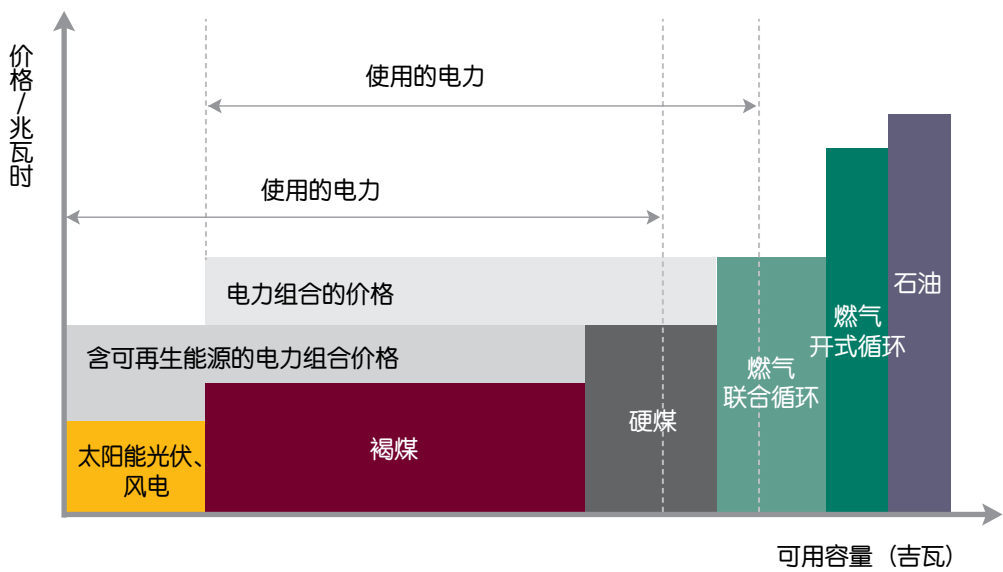


图3：优先顺序

常规电源通常按照需求进行调度，而可再生能源电厂通常可以售出所有的发电量。由于边际成本³较低，可再生能源提供能量的价格接近于零，是调度优先顺序⁴上最便宜的能源。因此，可再生电量总是可以出售。图3显示了左侧边际价格最低的不同电厂类型的调度优先顺序。当可再生能源（绿色）发电量增加时，会导致所有其他发电商向右移动，从而导致电

力组合价格降低。因此，即使常规电源的调度也极大地受到波动性可再生能源的影响，并且需要尽可能准确地预测可再生能源出力以确保电力系统始终保持平衡。

尽管可以利用长期合同（数月或数年）控制价格风险，但随着发电商根据价格信号决定是否发电，短期市场会直接影响

³ “边际成本”或“边际价格”是指电厂在不产生折旧或固定成本的情况下发电的额外成本。因此主要是燃料成本和维护成本。由于可变电源没有燃料成本且维护成本非常低，因此边际价格接近于零。

⁴ 调度优先顺序按从低到高的顺序显示了市场上所有电厂的边际成本。市场总是首先选择成本最低的电厂。已接受的最高出价作为整个电力库的价格。调度优先顺序是德国能源市场的基本原则。

供需的物理平衡。如果电价低于其自身的发电成本，电厂将关停或减少其发电量，并在市场上购买电量，以履行对客户义务。这确保了最佳的经济效益。这些低价通常出现在需求低的时候，例如夜间或周末。由于可再生能源的发电成本非常低，因此只要可再生能源发电，该电量就会进入市场销售。此外，风电和/或光伏占比较高时，电力价格也会偏低。

市场参与者之间的所有能量交换都需要由每个市场参与者按发电计划向输电系统运营商提交。输电系统运营商对所有计

划进行比较，仅接受匹配的计划。如果不匹配，则有关各方有义务更正计划并再次发送。如果参与者不进行更正，则双方整个发电计划都会遭到拒绝。

当在一天中更新预测时，将使用日内交易更新发电计划。在这种情况下，相关各方需要将更新的发电计划发送给输电系统运营商。由于负荷预测在日前和日内变化不大，变化主要是由于风力和光照的变化导致需要更新对波动性可再生能源出力的预测。这一点以下示例可以说明。

重点6： 对日前交易和日内交易的解释

假设前一天，某一风电场将在下午2:00到3:00之间生产80兆瓦时的电量。电厂运营商（此处称为A）在日前市场上向负荷（名为B）出售80兆瓦时，并且两者都向输电运营商发送相应的发电计划。在第二天（交割日）上午8点，新的预测显示下午2:00至3:00之间发电量为95兆瓦时。因此，电厂运营商（A）在日内市场向燃气电厂运营商（C）再出售15兆瓦时。之后，A和C将更新后的发电计划发送给输电系统运营商。下午1点，一项新的预测预计A仅能生产90兆瓦时，因此A从另一个电厂（D）购买5兆瓦时，A和D再次向系统运行商发送发电计划。下一页的表格显示了所有四个市场参与者的虚拟发电计划。市场参与者X代表任何其他交易方。发电计划中还列出了发电量和用电量，因为发电计划本身需要进行平衡。

由于日前市场和日内市场的存在，市场参与者几乎可以完全通过电力市场平衡其发用电计划。只有无法预料的负荷偏差、可变电源预测误差或发电损失（例如电厂停电）无法使用这些工具来平衡。在这种情况下，输电系统运营商将使用备用来进行平衡（详见第3章）。系统运营商向参与者收取的备用服务的价格远高于日前市场或日内市场的价格。这样，参与者就有动力提高自平衡的准确度。但是，难点在于找到交易伙伴。特别是最后一分钟的交易。因此，电力交易所可以解决此问题，下面将做详细介绍。



重点6：对日前交易和日内交易的解释（继续）

风电场A的发电计划

	时间	发电量	卖给B	卖给C	从D买入
日前计划	下午2点 - 3 点	80 兆瓦时	80 兆瓦时		
上午8点更新的计划	下午2点 - 3 点	95 兆瓦时	80 兆瓦时	15 兆瓦时	
下午1点更新的计划	下午2点 - 3 点	90 兆瓦时	80 兆瓦时	15 兆瓦时	5 兆瓦时

负荷B的用电计划

	时间	用电量	从A买入	从X买入
日前计划	下午2点 - 3 点	220 兆瓦时	80 兆瓦时	140 兆瓦时

没有更新的计划

发电厂C的发电计划

	时间	发电量	卖给D	从A买入
日前（没有和A交易）	下午2点 - 3 点	200 兆瓦时	200 兆瓦时	
			卖给X	
上午8点更新的计划（包括和A的交易）	下午2点 - 3 点	185 兆瓦时	200 兆瓦时	15 兆瓦时

没有更新的计划



2.2 通过电力交易所简化交易流程

发电商与用户之间的双边交易（如上所述）需要满足一些先决条件，例如对客户或供应商的了解和信任、对价格进行谈判的时间和能力、有机会接触到多个客户而可以销售整个发电组合的电量或购买满足所有所需的电量等。这对于电力市场上的许多参与者来说都是很大的挑战，特别是对于新参与者和小型参与者。电力交易所的存在确保了市场参与者的数量足以保证竞争、流动性以及市场的灵活性。

功能完善的电力交易所可简化上述所有步骤。交易所负责确定出清价格、保障支付安全，并提供充足的流动性。所有参与者只需要在收盘之前发送其买价和卖价即可。匹配交易双方的工作由电力交易所完成，然后电力交易所充当所有参与者的交易伙伴。发送到交易所的要约和出价一旦被匹配算法接受，便是强制性效力。

交易量表明，电力交易所满足了上一段所描述的职能，并已经被市场广泛接受。2018年德国的净电力消费达到512TWh。大约一半的物理交割的电是通过电力交易所进行交易的。交易所对于可再生电力的交易也非常重要。德国通过电力交易所交易的可再生能源发电量约150TWh，约占可再生能源发电总量的2/3。

电力交易所的现货交易分为日前交易和日内交易（2.1），其交易过程与双边交易类似。日前拍卖在正午12:00结束。第二天（0-24小时）的电量可以以单个小时或打包出价的形式进行交易。

除此之外，还有一个单独的市场平台（即所谓的日内市场平台），可以进行连续交易。该平台在结束日内交易市场后的几个小时开放，并且一直开放到第二天结束。特别是对于小型市场参与者，该平台允许在最后一分钟进行交易，而无需上面列出的耗时费力的先决条件。根据所涉及区域不同，一天之内可以连续进行每个小时的交易，也可以按照15分钟一个打包进行交易：

- 在某一个德国电网运营商管辖区域内交易：直到交割前5分钟。
- 多个德国电网运营商管辖区域之间交易：直到交割前30分钟。
- 欧洲国家之间交易：直到交割前60分钟。

当然，就灵活性而言，最好在交割5分钟前进行交易。但是，由于控制区域之间的交易需要所涉及的两个电网运营商进行协调，需要花费更多时间，因此只能在交割前30分钟之前在平台上进行交易。在国家之间交易电力，还需要更多的协调，因此跨境交易只能在交割60分钟前修改。

当日内交易平台在9年前首次开放时，每日交易量还不到德国能源消费总量的千分之一。截至目前，日内市场的交易量已达到日前交易量的15%左右，并且这一比例仍在上升。当然，并非所有这些都是在“最后一刻”进行交易，但是日内交易量的增长表明了系统对灵活发电的需求正在不断增长。



3. 实时平衡

在德国，平衡主要是由市场参与者在单一能量市场上进行（发电方、负荷方及交易方）。然而，输电系统运营商需要通过备用容量对意外负荷或不可预料的负荷和发电进行物理平衡。这这些情况包括：波动性电源和负荷预测上出现的无法在日内市场上平衡的其余误差、电厂停电或意外的不可用状态。不平衡定价机制旨在突出不遵守电力生产和消费计划需要承担的责任。

在某些系统中，备用由旋转备用和非旋转备用组成。旋转备用与电网同步，非旋转备用当前未接入电网，但是可以根据需要快速同步。在德国（和欧洲），是否可以作为备用取决于爬坡和下坡能力，而不是技术或通过旋转/非旋转进行区分。备用可分为（按照质量分级）一次备用、二次备用和三次备用。备用是最灵活的电源，因为其中一些可以在几秒钟

内改变出力。3.4概述了备用来源，例如电厂或灵活负荷。最后，3.5描述了备用市场如何运作以及输电系统运营商如何购买备用。

在德国使用的三种不同类型的备用的主要区别在于爬坡时间或启用时间。图4显示了电厂发生故障时如何使用备用。红线表示开始时频率下降，该频率下降会自动启用一次控制备用（最快的备用类型），从而稳定频率。此后，二次控制备用很快启动（自动启用），使频率恢复到正常值（50赫兹）。然后，启用三次控制备用，以释放二次控制备用的一部分，为可能发生的下一个事件做好准备。三次备用是三种备用中最慢的一种，由控制室人员手动启用。请注意，该图仅显示了原理。实际发生事件的图形在细节上看起来会有所不同。

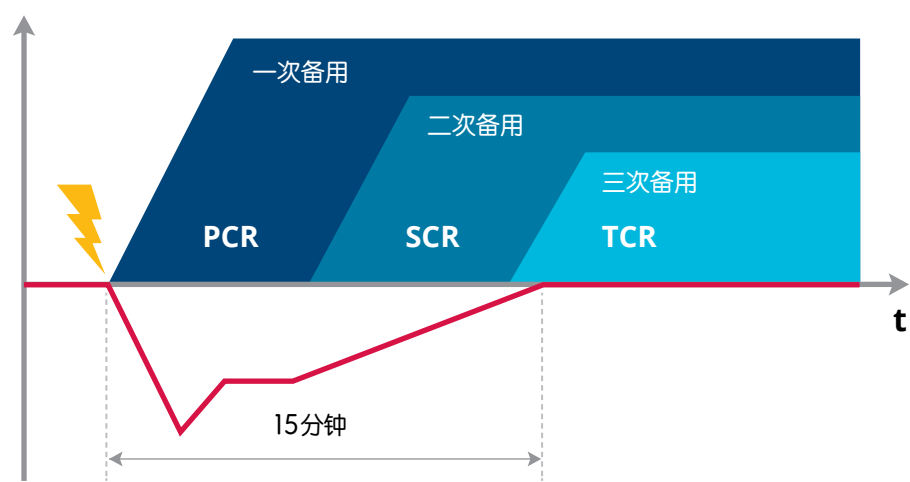


图4：欧洲备用的使用（来源：AndreasWalczuch,AmprionGmbH)



表1总结了各种备用的参数、使用目的和价格构成。由于不平衡可能发生在两个方向上，即正向和负向，因此备用在两个方向上都可以使用。在以下各节中，主要描述正备用，因为这便于理解。

表1：德国对不同类型控制备用的要求

	一次控制备用	二次控制备用	三次控制备用
目标	在干扰发生后稳定电网频率	平衡控制区域，使电网频率回到标称值，取代一次备用	补充和取代二次控制备用
启动时间	30秒	5分钟	15分钟
反应时间	5秒	首次功率变化后30秒内 ⁵ 召集备用提供商	15分钟
启动	本地启动，由相应频率启用	由系统运营商通过设定节点立即开	手动
价格组成	容量	容量和能量	容量和能量

3.1 一次控制备用

在欧洲，所有同步区域⁶的电网频率均为50赫兹。中欧是欧洲最大的同步区，而德国是其一部分。一次控制备用对正向和负向的频率偏差做出响应，从而将频率偏差保持在有限的范围内。如果在短时间内出现频率偏差，则发电机（或负荷）会偏离其额定工作点。例如，一次备用可用于补偿电厂停电时突然的发电损失。中欧总的一次控制备用为3000兆瓦，这是弥补中欧两个最大的发电机组故障所必需的数量。

备用应尽可能平均地分配在参与国当中。参与国根据一年之内相对于整个同步区域的电力生产比例，根据日历年确定各自的份额。所有份额之和必须等于一次控制备用总额。目前德国需要提供约700兆瓦一次备用。

直到被控制区域内的二次控制备用完全取代为止，一次备用都需要保持开启状态（一次备用的最小持续时间为15分钟）。从事件开始，几秒内就要启动一次备用。因此只有可以在30秒内启动的发电机组才能被称为一次备用。

提供一次备用服务的设施会在突发事件发生后自动启用。一次备用的功能是避免出现不允许的频率偏差。为此，必须在几秒钟内对（特别是由于大功率设备故障引起的）负荷平衡扰动进行补偿。

⁵ 提供二次控制备用的机组必须至少在30秒内对二次控制启动信号首先作出响应。

⁶ 一个同步区域指一个互联的电力系统，其中所有的发电机做到同步。

3.2 二次控制备用

如果出现频率偏差，则所有平衡区域都将对整个同步区域中的控制过程有所帮助。例如，一个平衡区域中的电厂故障将导致计划外的电力从其他平衡区域流入受影响的区域。

二次控制⁷具备两种功能：

1. 将系统频率保持或恢复到50赫兹的设定值，前提是该事件不再需要一次备用，这样一次备用可被用于下一个可能的事件。
2. 恢复每个控制区域中的系统平衡，并确保与相邻控制区域的电力交易恢复到计划值。

在一次控制过程中，所有平衡区域都要通过提供一次控制备用相互支持，但是只有发生突发事件的平衡区域才需要执行二次控制操作。因此，只有发电和用电不平衡的平衡区域才

会启用其区域内的二次备用。

在一次控制的作用下，电网频率稳定在一个与其目标值(50赫兹)不同的数值。而二次控制不仅必须恢复频率，而且还必须负责平衡其所在的平衡区（将该平衡区与相邻平衡区之间的电力交换恢复到计划值）。

二次控制必须在相关扰动发生后30秒内开始。如果该平衡区的损失不能被该区域内的备用所补偿（比如最大的发电机组发生故障），则必须通过额外的备用在必要的时间内进行补偿。每个系统运营商都负责维护自己平衡区域中的二次备用。

3.3 三次备用

当出现不平衡时，调度人员需要确定不平衡的原因和预期持续时间。情况判断主要基于调度人员的经验。如果电厂发生故障，很明显不平衡会持续较长时间，因此必须启用三次备用⁸。在其他情况下，例如在整点时更改发电计划，这种不平衡只会持续几分钟。在这些情况下，调度人员将决定不启用三次备用。

在三次备用启动后，二次备用便可退出，以备下一次事件时使用。三次备用服务的购买过程与二次备用的购买过程非常相似。总体来说对三次备用的要求少于二次备用，三次备用与二次备用的主要区别在于三次备用完全启用的时间为15分钟。

3.4 备用来源

备用容量主要由电力系统的供电侧提供。但是，最近，需求侧也可使用可控负荷来提供备用。在供应侧备用方面，火电厂和水电厂一直占据主导地位。当天然气电厂、煤电厂和核电厂在线时，它们可以提供本节中介绍的所有三种类型的备用。

用一个例子来具体说明：额定功率为600兆瓦，最小功率为300兆瓦的燃煤电厂以550兆瓦的功率运行，并提供±50兆瓦的备用功率。当系统运营商要求50兆瓦的正备用时，它将使出力增加到600兆瓦。当系统运营商要求负备用时，出力将减少到500兆瓦。如在本例中，电厂可以参与能量市场交易并提供额外备用。但是，电厂在以300兆瓦功率运行时不能提供负备用，因为这已经是电厂的最小输出功率。因此，参与能量市场以及提供备用需要对电厂进行良好的计划和调度。

影响电厂可供备用的类型和数量的重要因素是所谓的爬坡率，即发电机组每分钟出力提高和/或下降的速度。燃气电厂

由于其启动时间短，因此是唯一能在离线状态下提供三次备用的火电厂，而其他火电厂设备则需要15分钟以上的启动时间。就水电站而言，其提供备用的能力还取决于水电站的类型。由于拦水能力有限，径流式水电站只能提供一次备用。由于启动速度非常快且具有很高的爬坡率，因此蓄水电站和抽水蓄能电站可以提供任何类型的备用。但是，由于大多数水泵只能全速运转，因此抽水蓄能电站在抽水模式下灵活性不高，但这一缺点可以通过使用部分抽蓄水来克服。

从中期看来，由于风力涡轮机、光伏逆变器以及生物质能电站允许极高的爬坡率，因此可再生能源也有望用来提供备用。与常规能源不同，太阳能和风能并不是始终都可用，而是取决于天气状况。但是也有可以控制的可再生能源电厂，比如生物质电厂。在这种情况下，可再生能源可以提供所有三种类型的备用。然而，由于现阶段备用市场电价较低，因此将可再生能源用于备用的做法还不具有经济性。

⁷ 二次备用也就是自动频率恢复备用，因为它将频率调回到50Hz。

⁸ 三次备用也称为手动频率恢复备用（mFRR）。



重点7：可控负荷

在德国，铝冶炼厂或电解池等可立即中断的负荷已经进入了备用市场。可中断负荷相当于或多或少连续消费大量电力的机组，并且可以在接到通知后一定时间内灵活减少或中断其用电量。通过减小其负荷，这些机组可以提供正备用。像其他备用一样，这些机组会得到保持备用服务可用的容量价格，如果被启动，也会获得能量价格。对于市场机制描述的具体描述见3.5。

到目前为止，在德国只有大型（工业）负荷可被用作灵活性的电力。原因之一是德国智能电表的普及性较差，这使得德国很难对大量的分布式设备统一控制。此外，德国电力系统暂时还不需要由负荷侧提供更多的灵活性。



3.5 备用市场

在备用市场上，输电系统运营商是唯一的买家，同时，他也负责制定市场规则并促进市场的发展。为确保市场的非歧视性和透明性，德国联邦网络管理局（Bundesnetzagentur）负责对备用市场进行监督。德国输电系统运营商通过一个互联网平台，每天对备用进行招标。备用招标程序为按需出价，换句话说，每个备用提供方一旦中标，其中标价格等于他的报价。

想要参与备用市场的备用提供商必须首先通过德国输电系统运营商的资格预审，以证明他们可以满足提供一种或多种类型备用的技术要求。一旦通过资格预审，备用提供商就可以将自己的信息发送到输电系统运营商的招标程序中。在中标后，供应商必须保持其处于可用状态，但必须首先接到输电系统运营商的请求才可以发电。

下面将对各种类型的备用市场以及市场规则及其对市场参与的影响进行介绍。如第1章和第2章所述，不断扩大的系统规模使得德国电力系统对灵活性的需求降低，有效的自平衡也导致了对备用的使用减少。如重点8所述，由于这些原因，总体来说德国输电系统运营商对备用招标的需求较少。

购买一次备用

一次备用每周招标一次。此外，一次备用服务的价格组成中仅包含容量价格，而不含能量价格。这主要是因为提供正备用（在频率过低的情况下）或负备用（在频率过高的情况下）是基于频率偏差的。总体来看，电网的频率偏差平均为零，所以提供一次备用提供正向和负向备用的均值也为零。因此，一次备用不需要能量价格这个组成部分。

当一次备用进入备用市场时，这些备用容量将无法为能量市场供电，而是要等待输电系统运营商的召唤。因此，容量价格主要是为了弥补备用容量无法发电的这些损失，以此来鼓励发电商进入备用市场。

购买二次和三次备用

与纯能量交易的日前和日内市场不同，二次和三次备用的备用市场价格由两个部分组成，即容量价格和能量价格。容量价格是为了保持备用可用而支付的，而能量价格是在输电系统运营商实际启动备用的情况下支付的。成功参与备用市场交易的备用容量不允许同时参与能量市场交易。例如，一家300兆瓦的电厂在备用市场上提供了100兆瓦备用容量，则该电厂在能量市场上只能最多出售200兆瓦，并且需要保持剩下的100兆瓦始终可用，以应对输电系统运营商对备用的要求。

二次和三次备用的价格机制包括容量价格和能量价格两部分，因此每个市场参与者的投标都包含两个价格，即容量价格（欧元/兆瓦）和能量价格（欧元/兆瓦时）。中标后，容量价格就会被支付，因为备用提供商需要提供相应的容量作为备用。能量价格是在输电系统运营商实际启动备用时支付。在评标时，优先考虑容量价格最低的报价，但是同时也会参考能量价格的高低，虽然能量价格在整体评价中的占比较小。这样做是防止恶性竞标，因为即便容量价格报的很低，能量价格如果报的过高，也不会中标。

中标后，输电系统运营商会将所有费用支付给备用提供商。容量价格由所有负荷（从家庭负荷到工业负荷）所支付给输电系统运营商的过网费用来支付。而能量价格由造成市场失衡的市场主体支付。这也称为不平衡定价机制。备用的能量

价格通常远高于日前市场或日内市场的价格，这给市场参与者提供了强烈的信号，促使其尽可能通过能量市场（尤其是日内市场）进行平衡。这从而也推高了对市场灵活性的需求。

重点8：德国备用市场的历史与发展

监管：

大约20年前，当德国的备用市场开始运行时，相关规章制度就非常严格，这些规章制度主要是针对作为备用提供商的大型电厂。同时，许多招标过程以及操作是由人工执行的。由于程序复杂，因此一次和二次备用的招标期为六个月。只有三次备用每天进行招标。此外，每个参与招标的发电机组的最小容量为30兆瓦。

随着时间的推进，相关流程的自动化程度不断提高。如今，一次备用的招标期为一周，而二次和三次备用则每天进行招标。招标周期的缩短吸引了更多的发电运营商进入备用市场，这主要是因为他们不需要提前很长时间就限制其发电功率。此外，参与招标的发电机组的最小容量已经减小到1兆瓦，此外还允许较小的机组组团参与招标。例如医院中用作备用发电机组的柴油发电机（小于1兆瓦），可以通过系统集成商与别的机组进行组团参与招标，作为系统运营商的备用。

从几年前起，可再生能源也可以通过预审获得提供备用的资格。然而，由于备用市场的价格偏低，可再生能源发电商目前还没有真正进入备用市场。

所有这些措施都极大地提高了备用市场的流动性。因此，即便德国没有提供促进灵活性提升的直接补贴，德国电力系统灵活性也在不断提高。

市场参与者：

近年来，除常规电厂之外，灵活负荷等其它供应商在备用市场上也越来越多地推广他们的服务。德国备用市场曾经对可以参与市场的备用产品进行了调整，包括上文提到的允许以团组的形式参与市场，这些都是负荷侧产品可以参与市场的基础。

总体而言，2007年至2014年之间，通过一次备用资格预审的供应商数量已经从5个增加到了2119个、通过二次备用资格预审的供应商数量已从5个增加到了28个，通过三次备用资格预审的供应商数量已经从20个增加到了4220个。通过资格预审的备用供应商主要包括电厂运营商、机组集成商或大型负荷运营商，他们应至少与一个输电系统运营商签订了备用电力供应的框架性协议，同时通过预审的容量超过了最低要求（1兆瓦）。由于备用是最为灵活的发电类型，因此供应商数量的增加表明，即便没有直接的补贴激励，这一领域中灵活性的数量也有所增加。



重点9：备用容量的发展与启用

尽管波动性可再生能源在电力系统中的占比不断提高，但德国输电系统运营商在过去几年里购买的备用容量总体来说反倒有所下降。这其中的主要原因主要有如下三点：

1. 如第2章所示，德国日内市场的灵活性更高了，几乎可以接近实时交易。因此，负荷和可再生能源可以更加精确地实现自平衡，因此输电系统运营商的备用需求有所减少。
2. 可再生能源的增加并不一定等于需要增加备用。分布在大区域内的可再生能源出力总体来说变化不会很快，因此其大部分平衡可以在能量市场上完成，而不需要通过备用来完成。
3. 2012年，德国输电系统运营商开始在备用方面开展密切合作（参见重点3）。

重点9：备用容量的发展与启用（继续）

如上所述，在欧洲中部同步区域内需要一次备用容量为 ± 3000 兆瓦，并且保持数年不变。相反，二次和三次备用的数量是不断变化的，这取决于输电系统运营商对备用的实际需求。当市场参与者能够更加准确地平衡其头寸时（如通过日内市场），那么对于备用的需求就小一些，这样输电系统运营商将在下一年内减少备用的买入。例如，图5展示了二次电力备用的使用情况。图6展示了买入二次和三次电力备用的情况。在过去几年里，买入量都在不断下降。这一趋势不断延续，在2019年10月，德国电力系统运营商总计采购了 ± 2800 兆瓦的二次和三次备用。

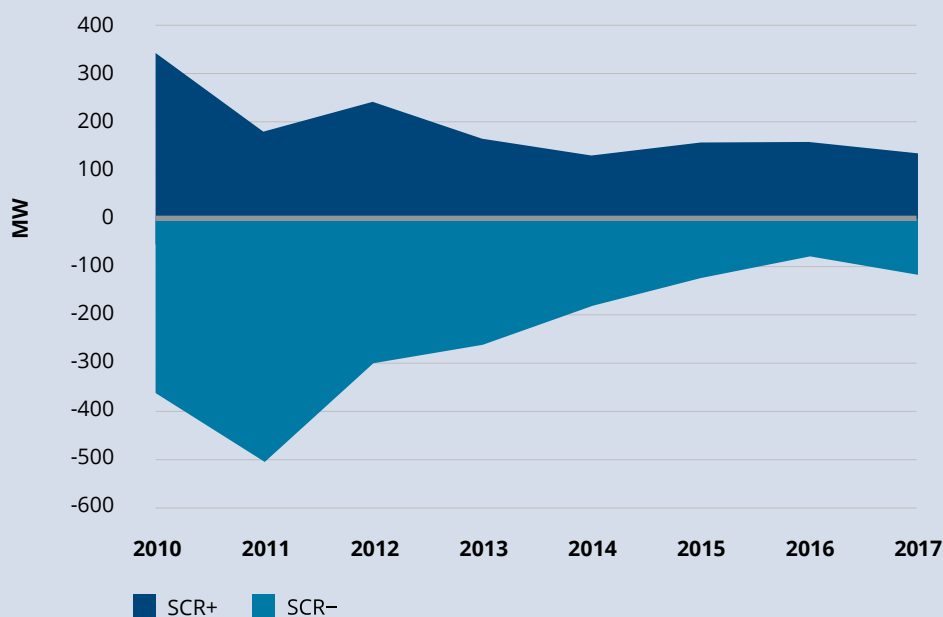


图5：对正负二次备用需求的下降

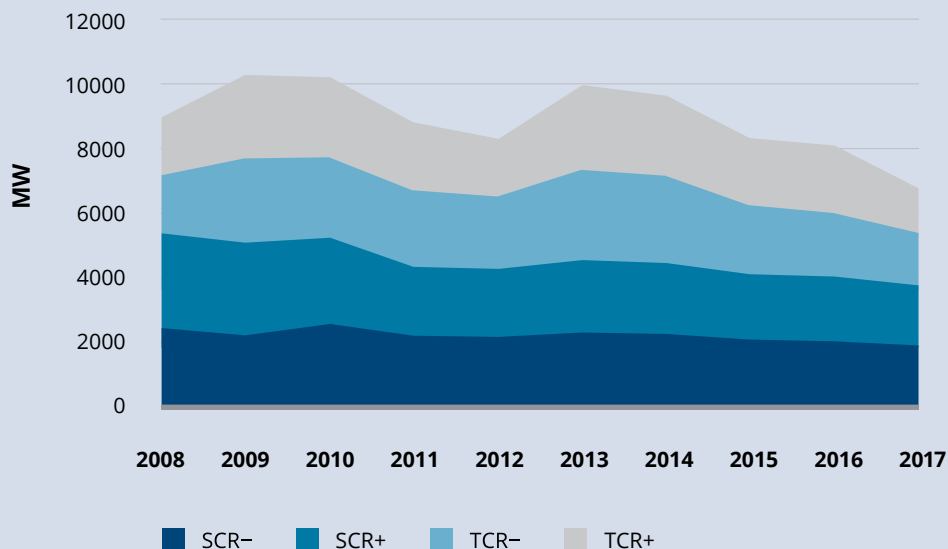


图6：2008年至2016年二次和三次备用市场的招标结果

4. 德国灵活性及电储能商业模式

德国电厂必须在能量市场上销售其生产的电量。因此，存在两种基本选择：1) 与客户进行长期和短期双边交易或通过电力交易所开展交易（第2章）；2) 在备用市场上向输电系统运营商提供辅助服务（第3章）。通常情况下，电力公司会选择长期交易和短期交易（包括参与备用市场交易）的组合以降低总体运营风险。在下文中，本文将通过三个案例研究介绍并讨论根据这两个基本选择进行电力销售的例子。

燃气和褐煤电厂短期市场操作

由于其启动速度快，燃气电厂为短期市场和备用市场提供了非常高的灵活性，并且会因为（可能不断提高的）短期交易价格而受益。例如，图7显示了2019年10月为期两天的电力交易所的短期交易价格。如图所示，价格受电力消费和可再生能源的强烈影响。在图中，可以很清楚地看到早晨和下午的峰值价格，这是这些时段家庭对能源需求大所致。尽管中午左右的需求甚至比早晨和晚上更高，但太阳能光伏发电减少了对常规发电的需求，因此降低了价格（请参阅图3调度优先顺序模型）。

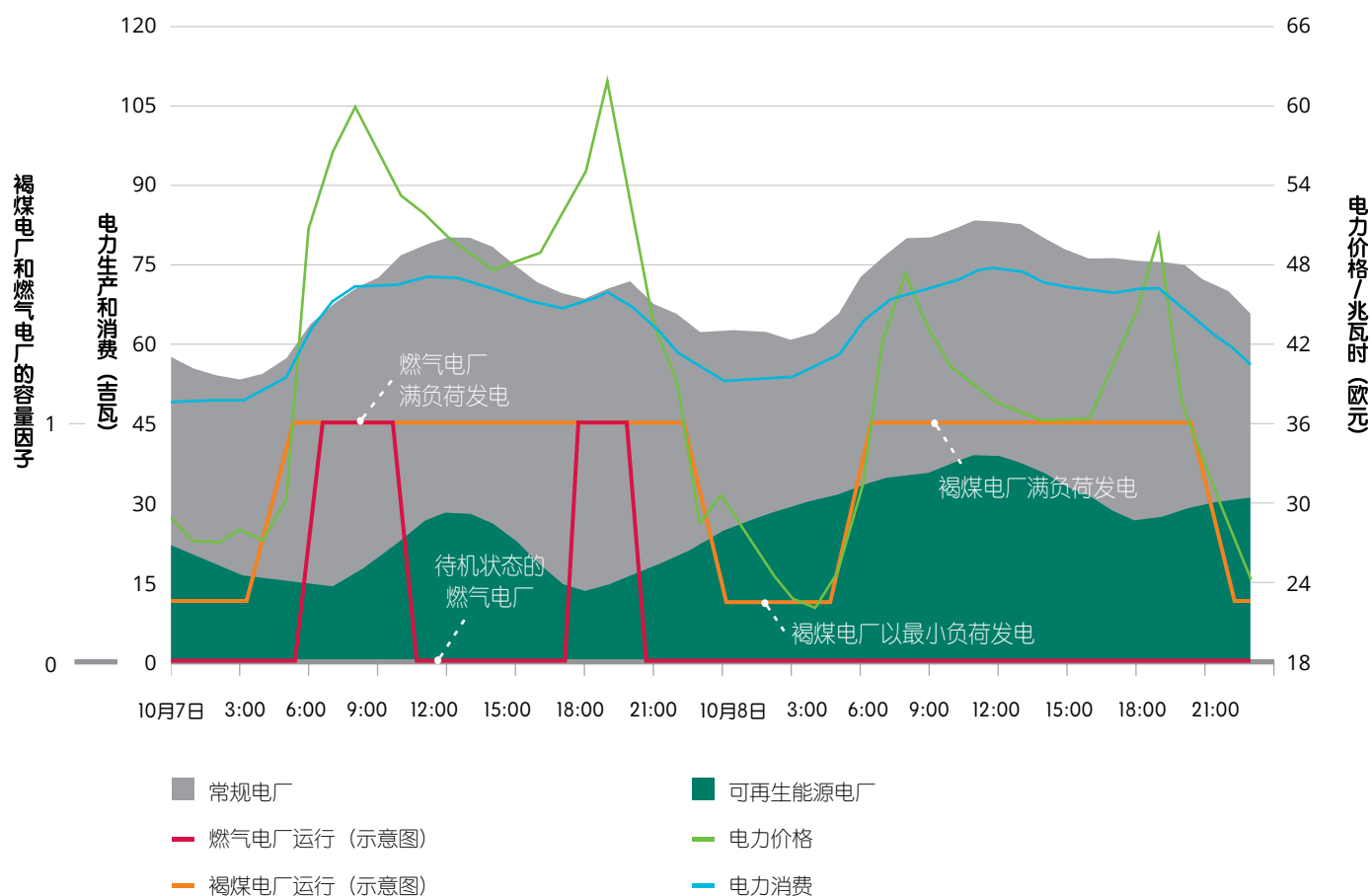


图7：10月7日和8日的燃气电厂和褐煤电厂现货市场价格交易（示意图）

通常，只要电价价格高于电厂的边际成本（即燃料成本和可变运营成本），燃气电厂运营商（或任何其他发电商）便会一直寻求在短期市场上获得收益最大化。即使在很短的时间内，灵活电厂都能始终对价格信号做出响应，因此，大家有向灵活电厂投资的动机。假设燃气电厂的边际成本为54欧元/兆瓦时，并假设该电厂仅交易短期产品（双边交易或通过电力交易所），则该燃气电厂运行时间仅限于大约10月7日凌晨5点至上午10点半，下午5点左右至下午8点半（图7）。在上午10点至下午6点之间，燃气电厂将停止运行。

当然，这同样适用于灵活性较小的电厂，例如褐煤电厂。在短期市场上运行的褐煤电厂还将尝试尽可能提高运行灵活性。然而，由于技术上的限制，特别是由于启停时间长，褐煤电厂提高灵活性要困难得多。在上图的示例中，边际成本为36欧元/兆瓦时的褐煤电厂必须作出决定，或者在10月7日晚上11点至10月8日早上6点之间停止运行，或者进入7个小时最低负荷运行。然而，假设停机时间为6个小时，热启动时间为4个小时（参见重点5；未考虑待机时间），则电厂操作员在夜间低价时间段没有足够的时间进入停机状态，因此电厂必须以最小负荷运行，并以低于边际成本的价格售电。但是，这仍然比停机成本低，因为停机意味着第二天高价时段电厂将无法运行。在这里，市场也促使传统发电商提高运行灵活性——只要启动和停机时间短，最小负荷小，任何运营商在短期市场上都能增加收益。

燃气电厂备用市场运行

如第3章所述，除能量交易外，灵活性机组还可以用于提供备用。以下示例对此进行了说明。燃气电厂的业主在德国四个输电系统运营商控制区域的其中之一提供三次备用服务。假设燃气电厂过于老旧，运行时维护成本高、效率低。这意味着其边际价格与其他电源相比要高得多，例如甚至可以达到70欧元/兆瓦时。假设图7代表全年的标准价格分布，那么这种燃气电厂在能量市场上将没有竞争优势，尽管其灵活性有时候可以通过电力市场获益，但只有在市场需求非常大的情况下，价格才能高到足以支付这种燃气电厂的边际成本的水平。这种情况不会经常发生，因此不足以使此类电厂持续盈利。

然而，由于备用市场的价格由两部组成，并且存在“按需付费”原则，因此在备用市场中，该燃气电厂可能会获利。如第3章所述，二次和三次备用的价格包括容量价格（包括固定成本（例如定期维护、人员成本等）和能量价格（例如燃料和运营成本）。假设该燃气电厂在二次备用市场上中标，则其固定成本可以通过容量价格部分得以回收。如果输电系统运营商要求燃气电厂运行，那么能量价格将补偿其边际成本并可以保证其经济运行。

这样，即使在能量市场上不再具有竞争力的电厂也可以保持运行，并在需要时在备用市场上提供灵活性。这增加了系统整体可用的灵活性。备用服务供应商通过提供备用减少了其被淘汰的风险，同时提高了电网的稳定性，作为回报，其可以按照所提供的能量的价格获得收益。

抽水蓄能电站短期市场运行

我们以一个上游水库有自然径流流入的高度灵活的抽水蓄能电站为例，其同时在能量市场和备用市场上提供灵活性。对于长期计划和交易来说，需要考虑上游水库的预期流入量。但是，重要的一点是，鉴于季节性天气条件等不确定因素，因此电厂运营商将不会通过长期合同出售所有预期的电量。此外，抽水蓄能电站将在日前市场、日内市场或备用市场（二次或三次备用）上销售其灵活性。

以图7为例，当价格低以及在高峰时段发电时，抽水蓄能电站将在夜间或由于可再生能源供应充足而在低价格时段停止发电甚至抽蓄（即从电网购买电力）。高价与低价之间的价差是运营（和建造）抽水蓄能电站的主要激励因素。

电储能系统提供灵活性的示例

电储能系统的商业模式包括来自不同市场的几种收入来源，例如参与能量市场（类似于上述抽水蓄能的例子）、提供备用服务和所谓的调峰服务。在调峰过程中，电池用于削减大客户带来的峰值负荷，以减少电网费用。对于大客户而言，电网费用主要取决于两个因素，即电力消费和一年内最高的电力需求。最高需求通常仅在一年中的几个小时内发生，并且可以很好地进行预测。因此，仅在这几个小时内，电池可用于满足增加的峰值负荷。

其余时间，电池储能可以在日前市场、日内市场或备用市场中发挥作用，和上文其他类型的电厂一样。本示例中，安装电储能的主要诱因是为了调峰，因为对于德国的电力用户来说，这样可以大大节省电网费用。要说明的是，在大多数情况下，电池可作为能量市场和备用市场上的灵活性资源被利用，提高整体系统灵活性的同时为电池运营商创造收入。

商业模式的经济可行性受到监管框架的强烈影响，例如，监管框架决定着最高电力需求的价格，因此对于该商业模式的盈利能力至关重要。到目前为止，在德国使电池系统发挥作用的的市场仍处于发展阶段，因此，已部署的电池系统并不多。



参考文献

- [1] P. & a. Osterwalder, "Business Model Generation: A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers," 2010.
- [2] dena, "Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen. Analyse des weiteren Handlungsbedarfs der dena-Plattform Systemdienstleistungen.," Berlin, 2015.

更多参考资料

- Cochran, J. et al. (2012). Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets: Best Practices from International Experience. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A00-53732. www.nrel.gov/docs/fy12osti/53732.pdf.
- Holttinen, H. et al. (2013). "The Flexibility Workout: Managing Variable Resources and Assessing the Need for Power System Modification." IEEE Power & Energy. 11(6):53-62.
- Holttinen, H. et al. (2013). Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase two 2009–2011. VTT Technology. www.ieawind.org/task_25/PDF/T75.pdf.
- IEA. (2014). "The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems." Paris: OECD, IEA.
- Miller, M. et al. (2013). RES-E-NEXT: Next Generation of RES-E Policy Instruments. International Energy Agency's Implementing Agreement on Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD). iea-retd.org/wp-content/uploads/2013/07/RES-E-NEXT_IEA-RETD_2013.pdf.
- Milligan, M. et al. (2012). Markets to Facilitate Wind and Solar Energy Integration in the Bulk Power Supply: An IEA Task 25 Collaboration. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/CP-5500-56212. www.nrel.gov/docs/fy12osti/56212.pdf.
- Schwartz, L., ed. (2012). Meeting Renewable Energy Targets in the West at Least Cost: The Integration Challenge. Western Governors' Association. www.uwig.org/variable2012.pdf.

