
火力发电厂的灵活性

聚焦现有燃煤发电厂

研究

Agora
Energiewende



火力发电厂的灵活性

版本说明

研究

火力发电厂的灵活性 - 聚焦现有燃煤发电厂

委托方:

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 柏林 | 德国
电话: +49 (0)30 700 14 35-000
传真: +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

项目负责人: Dimitri Pescia
电子邮箱: dimitri.pescia@agora-energiewende.de

版面设计: oekom verlag, 慕尼黑
版面设计: UKEX GRAPHIC
封面图片: istock.com/photosoup

124/02-S-2018/ZH
出版: 2017年6月

项目团队及作者:

项目管理:
Prognos 公司
欧洲经济研究和战略咨询中心
Goethestraße 85
10623 柏林 | 德国

联系人:
F. Ess
电话: +41 (0)61 32 73-401
电子邮箱: florian.ess@prognos.com

F. Peter
火电厂技术比较 (第三章) 与燃煤发电厂灵活性提升改造方案 (第四章): Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystrasse 3
70191 斯图加特

联系人:
F. Klumpp 博士
电话: +49 (0)711 89 95-401
电子邮箱: florian.klumpp@fichtner.de

中文翻译:

德国国际合作机构中德能源合作伙伴项目
(受德国联邦经济和能源部委托)
参与校对: 电力规划设计总院
Agora Energiewende

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

引用时请注明:
Agora Energiewende (2017):
火力发电厂的灵活性 - 聚焦现有燃煤发电厂

前言

尊敬的读者们：

过去几十年，由于成本大幅下降，风能和太阳能对全球电力系统脱碳化的贡献愈来愈大。鉴于风能和太阳能的波动性等特征，这些技术将从根本上改变电力系统和电力市场。更多的波动性电源提高了整个电力系统对灵活性的要求，这既包括供应的灵活性，也包括需求的灵活性。

有人声称，现有传统发电厂，特别是燃煤发电厂，将无法适应随天气变化的风力发电和太阳能发电。因此，弃风弃光现象在某些国家和地区的电力系统中愈发常见。然而，本报告的研究结果证明，提高现有发电厂的灵活性在技术和经济上均是可行的。鉴于灵活性（而非基本负荷发电）是现代电力系统的核心，在某种程度上，可以提高现有燃煤发电厂和燃气发电厂的灵活性是其与时俱进的必备条件。

灵活性并不会使煤变得清洁。但是，在向以可再生能源为基础的电力系统的过渡阶段，灵活性改造可以使现有燃煤发电厂成为可再生能源的重要伙伴。中长期看来，燃煤发电厂将被其它的清洁能源技术所取代，如在风能和太阳能供应不足时能提供电力的储能技术。

希望本报告对您有所启发！
此致

Dr. Patrick Graichen
Agora Energiewende

关键研究结论概述

1

德国和丹麦的经验表明，现有火力发电厂的灵活性提升空间比通常预期的大得多。与燃气发电机组相比，燃煤发电厂在大多数情况下的灵活性较低。但正如德国和丹麦所证实的，老旧硬煤发电厂（甚至一些褐煤发电厂）经改造后已经展现出了较大的运行灵活性。他们可以以15分钟为基础（日内市场），甚至以5分钟为基础（平衡市场）调整其出力，以适应可再生能源发电量和电力需求量的变化。

2

提高现有燃煤发电厂灵活性的技术路线很多。提高技术灵活性一般不会影响发电厂的效率，但会对部件造成更大的压力，从而降低其寿命。实际经验表明，对现有发电厂实施有针对性的灵活性改造措施不仅可以提高其爬坡率，降低其最小负荷，还可以缩短其启动时间。发电厂的灵活运行会增加运营和维护成本。然而，从整个系统的经济性考虑，可再生能源的高占比节约了燃料成本，这些节约的成本要远远高于火电厂增加的运营和维护成本。

3

灵活的燃煤电厂仍不清洁，但提高现有燃煤电厂的灵活性则会提高系统中风能和太阳能的占比。此外，当天然气与煤炭竞争时，合理的碳价仍然是减少二氧化碳排放的必要条件。在电力系统中，考虑到燃气电厂与燃煤电厂的竞争关系，提高燃煤发电厂的灵活性将导致二氧化碳排放量增加。这些系统中，有效的气候政策（如碳价）仍然是减少二氧化碳排放的关键前提条件。

4

要想充分挖掘燃煤和燃气电厂的灵活性潜力，对电力市场机制进行调整至关重要。适当的价格信号可以为火力发电厂的灵活运行提供动力。因此，引入短期电力市场和调整平衡市场机制是提高灵活性的重要措施。

目录

政策概述

prognos

FICHTNER

Agora
Energiewende



11

工作包1: Prognos AG 编写

prognos

1. 简介和背景	21
2. 可再生能源规模的扩大对传统电厂的影响	23
2.1 提高对灵活运行的要求	23
2.2 可再生能源对现有火电厂成本和利用率的影响	25
2.3 优先次序效应	26
2.4 平衡电力	27
2.5 阻塞管理和弃风弃光	27

工作包2: Fichtner GmbH & Co. KG 编写

FICHTNER

3 火力发电厂技术——灵活性及发电技术比较	31
3.1 火力发电厂的设计和运行基础	31
3.2 运行灵活性	38
3.3 不同发电技术的灵活性参数比较	41
4. 改造燃煤发电厂以提升其灵活性 – 方案、潜力和局限性	49
4.1 灵活性改造的关键部件	49
4.2 灵活性与效率之间的权衡	62
4.3 灵活性改造的潜力和局限性	64

工作包3：Prognos AG 编写



5. 灵活性对电厂盈利能力和二氧化碳排放量的影响	71
5.1 灵活性对电厂运行的影响	71
5.2 对二氧化碳排放量的影响	75
5.3 提高火电厂灵活性运行的市场设计要求	79
<hr/>	
6. 所选国家概况：南非与波兰	83
6.1 南非	83
6.2 波兰	87
<hr/>	
7. 结论	91
<hr/>	
8. 参考文献	93

图索引

图 S1	2016年3月23日至30日 德国核电厂、硬煤发电厂和褐煤发电厂的发电功率和系统中的电力负荷	12
图 S2	火电厂关键灵活性参数	12
图 S3	不同硬煤发电厂的最小负荷与爬坡率	13
图 S4	不同电厂技术的爬坡率和启动时间	13
图 S5	可再生能源占比较高的短期市场中的燃煤电厂的利润率（在不同的灵活性和是否强制运行的条件下）	16
图 1	拥有高比例可再生能源的电力系统对灵活性的要求（以德国在冬季两周的负荷曲线为例）	24
图 2	德国在有可再生能源影响和无可再生能源影响情况下的持续负荷曲线 (以德国冬季两周的负荷曲线为例)	24
图 3	2016年11月德国传统火电厂十天的发电情况	25
图 4	由于可再生能源发电量的不断增加，电力批发价格不断下降（优先次序效应）	26
图 5	德国每月风力发电量与每月再调度量之间的关系（2013年1月至2016年10月）	28
图 6	第3章结构	31
图 7	燃料火力发电厂的能源转换过程	32
图 8	按照燃料类型分类的火力发电技术	33
图 9	水-蒸汽发电过程示意图	34
图 10	水 - 蒸汽回路中水状态变化的简化表示	34
图 11	单循环燃气轮机示意图	35
图 12	联合循环燃气轮机配置示意图	36
图 13	从为区域供热系统供热的汽轮机中提取蒸汽的示意图	37
图 14	灵活性特征概述	38
图 15	发电厂负荷曲线的示意性（已标出关键功率变量）	39
图 16	简单启动过程（从静止到额定运行）中的净功率变化情况	39
图 17	突出爬坡率的发电厂负荷曲线的定性描述	40
图 18	火电厂的爬坡率和启动时间的比较	42
图 19	不同发电类型的最常用发电厂和最先进发电厂在最小负荷方面的比较（基于表1的值）	44

图 20	不同发电类型的最常用发电厂和最先进发电厂在平均爬坡率方面的比较（基于表1的值）	45
图 21	不同发电类型的最常用发电厂和最先进发电厂在启动时间方面的比较 (热启动, 停运不足8小时)（基于表1的值）	46
图 22	不同发电类型的最常用发电厂和最先进发电厂在启动时间方面的比较 (冷启动, 停运时间大于48小时)（基于表1的值）	46
图 23	第四章结构	49
图 24	燃煤发电厂的20个子系统	50
图 25	塔式结构锅炉示意图	51
图 26	四角切圆的切向燃烧器	51
图 27	煤炭供应至燃烧器的示意图	53
图 28	采用间接燃烧 (IF) 和直接燃烧 (DF) 技术的净功率	53
图 29	四角切圆燃烧锅炉中磨煤机和燃烧器的布置 (单磨机运行)	54
图 30	单磨机模式下四个燃烧器级 (左) 与单燃烧器级 (右) 对比	55
图 31	维斯维勒机组G和H改造前后的负荷曲线	56
图 32	储热系统的蓄热过程及其对净功率的影响	57
图 33	带有用于给水预热气轮机的燃煤电厂的示意图	58
图 34	BOILERMAX应用的基本原理	59
图 35	ZOLLING发电厂在安装了BOILERMAX系统后与无BOILERMAX时的启动时间比较	60
图 36	更新改造对净功率和爬坡率的影响	61
图 37	相对压力对使用两种不同材料设计而成的高压压力调整箱的允许温度变化速率 (K/MIN) 的影响	62
图 38	运行点与电厂效率之间的关系	63
图 39	可进行灵活性提升改造的燃煤发电厂的主要子系统	67
图 40	硬煤发电厂在48小时示例时间段内在改造前和改造后 (最小负荷降低、爬坡率提高、启动时间缩短) 的运行情况和电价	73
图 41	硬煤电厂在48小时示例时间段内, 在“强制运行”模式下的运行情况	73
图 42	硬煤发电厂在48小时示例时间段内暂时停机时的情况	74

图 43	最小负荷降低且爬坡率提高后的硬煤发电厂在48小时示例时间段内，在“强制运行”模式下的运行情况	74
图 44	最小负荷降低、爬坡率提升、启动时间缩短后的硬煤发电厂在48小时示例时间段内的运行情况	75
图 45	硬煤和联合循环燃气轮机电厂（600兆瓦额定功率）在不同运行点的电厂出力和效率之间的关系	76
图 46	在48小时示例时间内联合循环燃气轮机与硬煤发电厂对比	77
图 47	在类似的调度条件下联合循环燃气轮机发电厂和具有不同灵活性特征的硬煤发电厂在2个示例日中的二氧化碳排放量	78
图 48	提高灵活性所面临的主要挑战（电力市场设计方面）	80
图 49	计划尺度造成的平衡需求（1小时和1/4小时）	81
图 50	德国2012 - 2015年每天各15分钟间隔的平均平衡需求	82
图 51	1990-2014年南非的发电量（按能源分类）	84
图 52	2014年南非的发电量（按能源类型）	84
图 53	南非燃煤发电厂厂龄分布	85
图 54	南非燃煤发电厂的技术性能	86
图 55	爬坡率比较	86
图 56	1990 - 2014年波兰的发电量（按能源分类）	88
图 57	2014年波兰的发电量（按能源分类），单位太瓦时	88
图 58	波兰煤炭和褐煤发电厂的厂龄分布	89
图 59	波兰煤炭和褐煤发电厂的机组规模分布	90

表索引

表 S1	灵活性改造技术路线、其对灵活性参数的影响以及其局限性总结	14
表 1	各项最常用和最先进的发电厂发电技术的灵活性参数比较	43
表 2	波兰和德国三个最先进的燃煤发电厂比较	47
表 3	最常用的发电技术运行时的净效率和单位二氧化碳排放量	47
表 4	最先进发电厂在额定运行时的净效率和单位二氧化碳排放量	48
表 5	已分析的改造方案、其对灵活性参数的影响以及其局限性总结	64
表 6	降低最小负荷改造方案的潜力和局限性	65
表 7	缩短启动时间改造方案的潜力和局限性	66
表 8	提高爬坡率改造方案的潜力和局限性	66
表 9	电厂参数和市场环境	71
表 10	不同燃料的单位二氧化碳排放量	75
表 11	联合循环燃气轮机和硬煤发电厂在不同运行模式下的二氧化碳排放量（图47的数据）	78

政策概述

长远来看，只有能源系统实现脱碳化才能实现将全球变暖限制在2°C以下的目标。可再生能源，尤其是风电和太阳能光伏，是实现这一目标的基础。由于其成本在过去十年大幅下降，风电和光伏在全球电力系统中的占比快速增加。由于其具有波动性和零边际发电成本的特点，这些技术改变了电力系统和电力市场的特征。更剧烈变化的剩余负荷¹对整个电力系统的灵活性提出了更高的要求，包括对供应和需求两个方面的要求。

一些国家的可再生能源占比在达到一定水平后停滞不前，这是因为人们认为现有电力系统无法适应随天气而变化的风电和太阳能发电。因此，由于优先把传统发电技术作为基荷运行，弃风弃光现象在电力系统中越来越常见。虽然传统电力系统并不是建立在发电出力快速变化的基础上的，但世界各地的系统运营商已经学会应用不同的灵活性资源，以平衡不断增长的波动性可再生能源。灵活性可从许多方面来实现，包括跨国/跨区域能源交易、需求侧管理、储能技术、灵活的生物质/沼气电站，以及诸如天然气和煤炭等传统发电技术的灵活运行。

对于燃煤发电厂，人们普遍认为，如果不以昂贵的改造方案或降低电厂效率为前提，就无法使其灵活地运行。不过，正如我们在本报告中所证明的一样，情况恰恰相反。实际上，提高传统发电厂的灵活性是有效整合高比例可再生能源的重要措施。这一措施对于那些拥有较少的其他灵活性方案和/或极高份额不灵活火电厂的系统而言（如波兰和南非）尤为重要。在这些国家，现有传统发电厂将在电力系统实现脱碳化的过渡期间继续发挥作用。然而，这些电厂的出力需要根据波动的可再生能源出力进行调整。

但长远来看，如果要实现全球的温室气体减排目标，化石燃料电厂，特别是燃煤电厂，则需要完全被低排放发电技术所取代。

1. 如德国和丹麦等国家经验所示，现有燃煤发电厂的灵活性提升空间比大多数人认为的更大。

在像德国这样的国家，硬煤电厂，甚至有些褐煤电厂已经可以明显提高其运行灵活性，这些电厂通过调整其出力以平衡波动性的可再生能源发电及需求的变化（见图1）。

在电厂层面，运行灵活性的三个主要特点为：总体运行范围（最大和最小负荷之差），可调整的出力变化速度（爬坡率）和从静止启动到稳态运行所需的时间（启动时间（见图2））。

目前，一些先进发电厂的灵活性已经显著提高。如图S3（左图）所示，先进的硬煤发电厂可以在最小负荷为额定负荷25-40%的水平运行。先进的褐煤发电厂的最小出力可以达到额定出力的35-50%。相比之下，工业化国家在十至二十年前建成的发电厂的最小负荷水平为额定出力的40%（硬煤）至60%（褐煤）。对火电厂进行灵活性提升改造可进一步降低最小负荷；例如在德国，已经有电厂的最小负荷达到额定出力的12%。为承担基本负荷运行而设计的较旧的燃煤发电厂，特别是在中国或印度等国家的发电厂，其最小负荷相对较高，运行范围较窄。最先进的硬煤和褐煤电厂的爬坡率可达每分钟6%，这一水平等于甚至超过常见的燃气蒸汽联合循环机组（CCGT）的爬坡率。工业国家最常见的硬煤发电厂的爬坡率当前明显低于这个水平，如图3（右图）所示。

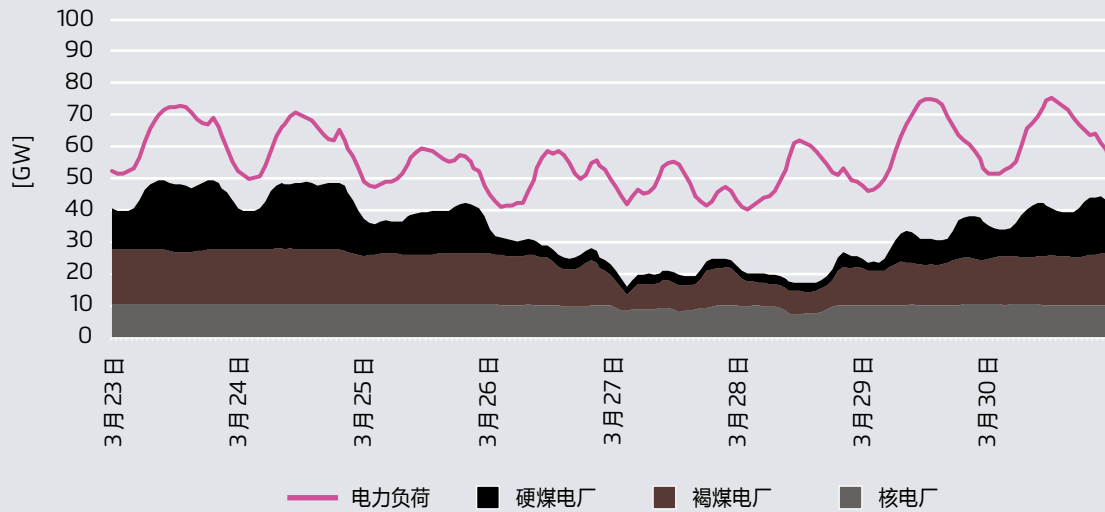
像南非等国的老旧燃煤发电厂也是如此，每分钟的出力变化通常不超过1%。在先进的电厂设计中，电厂启动时间（冷启动和热启动）也明显下降。

尽管先进的燃煤发电厂的灵活性明显优于老旧发电厂，但必须指出的是，通常，燃煤发电厂的灵活性仍然低于燃气发电机组，特别是在启动时间和爬坡率方面。

1 译者注：剩余负荷（Residual load）等于实际电网负荷与可再生能源出力的差

2016年3月23日至30日 德国核电厂、硬煤发电厂和褐煤发电厂的发电功率系统中的电力负荷。

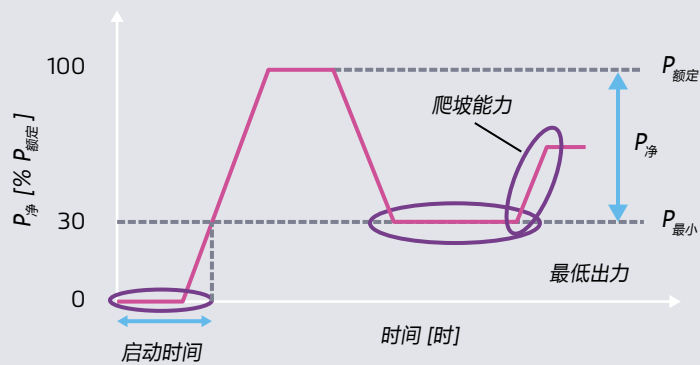
图 S1



来源：Agora Energiewende (2017)

火电厂关键灵活性参数

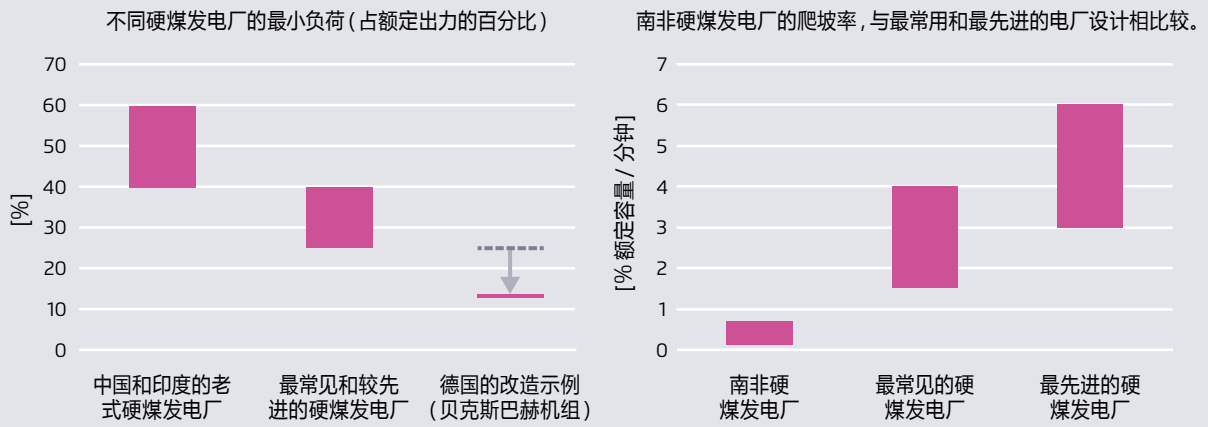
图 S2



来源：Fichtner (2017)

不同硬煤发电厂的最小负荷与爬坡率

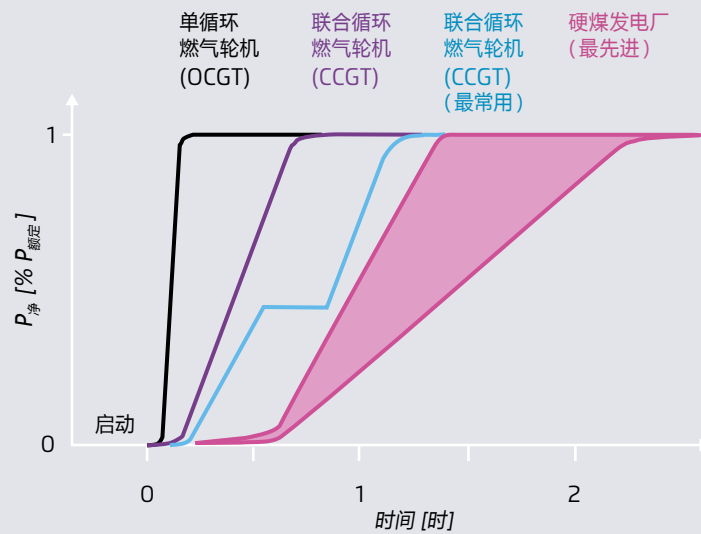
图 S3



来源: DEA, NREL, Fichtner (左), Prognos, Fichtner (右)

不同电厂技术的爬坡率和启动时间

图 S4



来源: Fichtner (2017) 基于 (VDE, 2012)

2. 提高现有燃煤发电厂灵活性的技术路线很多。提高技术灵活性通常不会影响发电厂的效率，但会对电厂部件造成更大的压力，从而降低其寿命。

对现有发电厂实施有针对性的改造措施，不仅可以提高电厂的爬坡率、降低其最小负荷，还可以缩短其启动时间（见表S1）。保障改造成功的重要因素还包括采用交替运行方式以及严格的检查和（操作人员）培训方案。实践证明，降低最小负荷水平的益处最大，这主要是由于降低最小负荷水平有助于将更高份额的可再生能源接入电力系统。灵活性改造措施也已经在很多老旧发电厂中得以成功实施，改造措施大大提高了这些老旧发电厂的技术灵活性。例如，在德国维斯魏勒（Weisweiler）硬煤发电厂进行的工程和控制系统的升级，成功使两台600兆瓦发电机组的最小负荷水平降低了170兆瓦（机组G）和110兆瓦

（机组H）。该改造措施同时也将机组的爬坡率提高了10兆瓦/分钟。每个机组的改造成本约为6千万欧元。德国贝克斯巴赫（Bexbach）硬煤发电厂（721兆瓦）通过将双磨机运行转换为单磨机运行，使其最小负荷从170兆瓦（额定出力的22%）降低至90兆瓦（额定出力的11%）。锅炉燃烧稳定性和部件可承受的热应力是提升火电厂灵活性的两大主要限制。尽管如此，上文提到的两个案例可以证明，改造措施可以有效提升电厂的灵活性水平。

现有燃煤发电厂的日益老旧和其有限的运行灵活性是电厂现代化改造的主要着眼点。灵活性改造的净效益与发电厂和电力系统的具体特征有关。拥有为基荷运行而设计的大型和老旧燃煤发电厂的国家，在通过改造措施提高效率 and 灵活性方面具有较大的潜力。提高发电厂的技术灵活性通常不会降低电厂效率或增加二氧化碳排放量。在许多情况下，例如，在使用预铸式轮机时，灵活性措施甚至可以提高燃煤发电站的效率。

灵活性改造技术路线、其对灵活性参数的影响以及其限制因素总结

表 S1

方案	最小负荷	启动时间	爬坡率	限制因素
间接燃烧	✓		✓	燃烧稳定性
将双磨机运行转换为单磨机运行	✓			汽水循环
升级电厂控制系统与设备工程	✓		✓	燃烧稳定性/热应力
干燥褐煤燃烧器辅助燃烧	✓		✓	燃烧稳定性与锅炉设计
加装储热装置，用于给水预热	✓			无
更新改造		✓	✓	无
优化控制系统		✓		热应力
薄壁部件/特殊的汽轮机设计		✓		机械和热应力
“新”汽轮机启动		✓		汽轮机设计
降低关键部件壁厚			✓	机械和热应力

来源：Fichtner (2017)

灵活性改造所需的投资费用必须在具体案例中予以具体考虑。通常可以大致估算为100至500欧元/千瓦（见第四章中所示实例）。改造通常可使发电厂的技术寿命增加约10-15年。² 相比之下，如果采用碳捕集（CCS）技术，具有40年以上寿命的新建燃煤发电站的基础造价在1200欧元/千瓦至3000欧元/千瓦以上范围内。³

灵活运行会降低发电厂寿命。厚壁部件受热应力的影响较大，这种影响在较高的出力变化和多次启动的情况下会更加明显。模型计算表明，在进行灵活运行时，老旧燃煤发电厂的寿命会明显下降。考虑到灵活性提升会缩短电厂寿命，德国的一些发电厂运营商甚至故意增加对其发电厂灵活性的限制。此外，灵活性还可能会增加电厂的运营和维护成本。然而，从整个系统的经济性角度来看，灵活性提升增加了可再生能源的占比从而节约了燃料成本。这些节约的成本要远远高于火电厂增加的运营和维护成本。

3. 灵活的燃煤电厂仍不属于清洁能源发电技术，但提高现有燃煤电厂的灵活性，则可以在系统中整合更多的风能和太阳能。此外，当天然气与煤炭竞争时，合理的碳价仍然是减少二氧化碳排放的必要条件。

电力系统各要素间的相互影响是非常复杂的，在没有碳约束的情况下，燃煤发电厂的灵活运行在某些特定情况下可能会增加二氧化碳的排放量。原则上，燃煤发电厂的灵活运行可对二氧化碳排放量产生两个互相矛盾的影响。一方面，燃煤发电厂的灵活运行可以减少电厂的二氧化碳排放总量，因为灵活性运行的电厂年发电量有所减少。另一方面，通过改造措施降低最小负荷会降低发电厂在低负荷水平下的效率，从而会增加单位二氧化碳排放量。（然而，这种影响可以通过减少高成本、高排放的启停来抵消）。

对发电厂二氧化碳排放量进行全面评估时，必须将电力市场特征、调度条件以及电厂的完整运行周期纳入考

量，而不仅仅关注电厂的最低运行点。这样的全面评估表明，在许多系统中，灵活性所带来的好处超过了低负荷运行时单位二氧化碳排放提高的负面影响，特别是当同时考虑系统中可再生能源的占比增加时。

然而，在燃煤发电厂和天然气等其它低排放技术的组合市场中，与其他技术相比，对燃煤电厂的改造提高了其竞争能力。在此类系统中，提高燃煤发电厂的灵活性可能会增加电厂的二氧化碳排放。因此，必须通过有效的二氧化碳减排政策来实现电力行业的减排目标。

改造后，电厂的二氧化碳排放量可能会增加，例如，灵活的燃煤发电厂在非盈利的情况下，采用部分负荷运行模式，而不是将机组关停（虽然部分负荷运行会增加单位二氧化碳排放量，但这个操作同时避免了电厂启动带来的高排放）。在这种情况下，燃煤发电厂的竞争优势有所提升，要强于相对排放较低的燃气电厂，可以在市场上保有一席之地。但同时，除非该燃煤电厂是提供系统服务的“强制运行电厂（must-run plant）”，否则，这种竞争优势会导致系统的二氧化碳排放总量升高。当燃煤电厂同时提供系统服务时（通常是在燃煤发电份额非常高的系统中），灵活的电厂运行一般会减少电厂的二氧化碳排放。

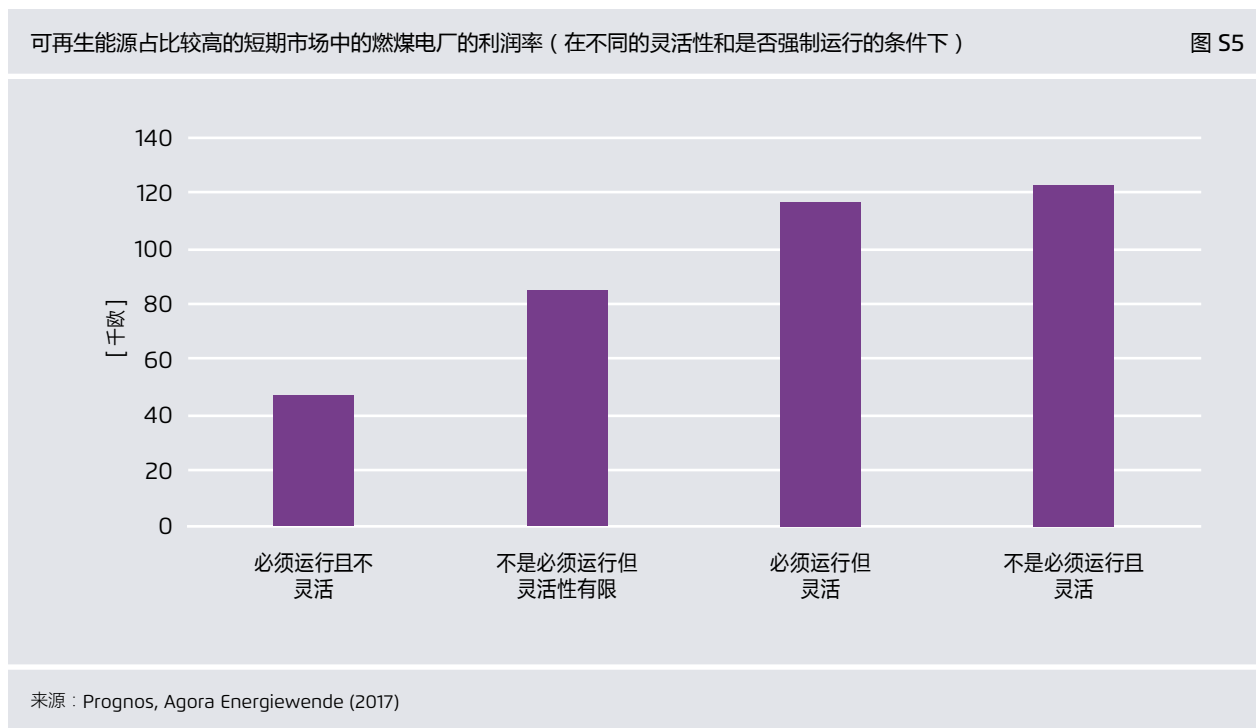
有必要指出的是，在相似的调度条件下，即使考虑到燃料的全生命周期二氧化碳排放，灵活的燃煤发电厂的单位二氧化碳排放（每兆瓦电力产生的二氧化碳排放）仍然要高于燃气电厂。

4. 为充分挖掘燃煤和燃气发电厂的灵活性潜力，对电力市场机制进行调整至关重要。

现有燃煤电厂灵活性改造的经济性与灵活性方案的盈利模式有关。换句话说，如果电力市场的运行模式不利于吸引用于灵活性改造的投资，则会限制燃煤发电厂的改造（更不用说用于其它灵活性方案的投资）。适当的价格信号有利于火力发电厂的灵活运行。在可再生能源占比较高的短期电力市场中，灵活性燃煤发电厂的利润率可大幅度提高，并且可以在某种程度上抵消电厂因利用率下降（由于可再生能源的增加而导致的）而造成的损失。事实上，降低最小负荷在许多情况下是电厂灵活性改造获利的关键。

2 参见美国国家可再生能源实验室（NREL）2012年：《燃煤发电厂和燃气发电厂灵活性改造成本效益分析》，<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60862.pdf>

3 参见德国弗劳恩霍夫系统与创新研究所（Fraunhofer ISI）等：《在2030年的能源和气候目标背景下分别估算可再生能源与能效目标下的能源系统成本》，http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/en/projects/REScost2030-Background-Report-10-2014_clean.pdf



灵活性改造措施是否以及在何种程度上能够获利，则取决于电厂特征和市场环境（如，电厂厂龄、可再生能源市场份额、市场运行规则、灵活性方案的盈利模式等），视具体情况会有所不同。然而，德国的经验表明，当市场是为有利于灵活性而设计的时候，灵活性改造很可能获利。

当可再生能源占比较高时，电力市场的设计应为提供有价值的灵活性方案的市场参与者提供支持。必要的措施包括引入短期电力市场和交易产品（例如日内交易）以及调整平衡市场机制。这些调整会使可再生能源更容易、更经济有效地整合到电力系统中，并且会避免不必要的弃风弃光。

按照此种模式提高燃煤发电厂的运行灵活性，并与其他灵活性措施相结合，将有助于提高电力系统脱碳化过程中的可再生能源占比。是否对燃煤发电厂采取灵活性改造，还取决于其它灵活性技术路线的可用性，这包括其他灵活性发电技术（天然气、灵活的水电）、需求侧灵活性和跨国能源交易等。由于能源生产和消费结构、经济和地理因素各不相同，这些技术路线的可用性在不同国家也不尽相同。在主要依靠煤炭发电的国家，提高煤电的运行灵活性毫无疑问是进一步提高可再生能源占比的重要且切实可行的选择。

可再生能源规模的扩大对传统发电的影响

工作包 1

编写人

Prognos 公司
欧洲经济研究和战略咨询中心
Goethestraße 25
10623 柏林 | 德国
电话 +49 (0)30 52 00 59-200
传真 +49 (0)30 52 00 59-201
www.prognos.com

特约作者：

F. Ess
电话 +41 (0)61 32 73-401
电子邮箱 florian.ess@prognos.com

F. Peter

1. 简介和背景

随着2015年12月《巴黎协定》的通过，国际气候政策的基础发生了重大变化。长远来看，将全球变暖限制在2°C以下的目标只能在能源系统实现脱碳化的情况下才能实现。其中，电力系统的脱碳至关重要，因为目前化石燃料仍然是全球发电的主要来源，也是全球温室气体排放量的主要来源。风能和太阳能光伏等可再生能源在电力系统转型中发挥着重要作用。这些技术的成本在最近几年中大幅下降，并在与传统发电技术的成本竞争中越来越占优势。然而，可再生能源电力具有波动性且不确定的特点，这增加了对电力系统灵活性的需求。提高供应侧和需求侧的灵活性有助于通过更经济和更可靠的方式整合更高比例的可再生能源。

本研究解决了人们在分析可再生能源占比较高的电力系统时担心的问题。即一旦可再生能源的发展达到一定水平，现有传统发电厂无法提供足够的灵活性。因此，有人从这个角度呼吁限制在系统内继续增加新的波动性可再生能源。这就导致了在某些国家/地区的电力系统中出现了大量的弃风弃光现象。例如在中国的一些省份，仍然优先考虑传统电厂的基荷运行。

因此，使现有传统发电厂更具灵活性，是更有效地整合高比例可再生能源的先决条件。特别是对于那些拥有较少的其他灵活性技术和/或现有不灵活发电厂（主要指燃煤电厂）占比较高的电力系统来说，尤为如此。

根据以往的经验，传统电厂的出力是建立在相对可预测的电力需求之上的。这种模式倾向于建设以不灵活性电源为主的发电厂组合。这些电厂在全年80%以上的时间作为基荷运行，并以褐煤、硬煤或核能为燃料。如今，优先考虑这些不灵活的发电厂已成为限制可再生能源发展的主要因素，特别是在那些燃煤发电占比高的国家（如南非和波兰等）。在这些国家，现有火电厂将在电力系统脱碳化过程中继续发挥作用。但同时，这些电厂的出力必须应可以随着波动的可再生能源出力而变化。

正如本报告所示，现有燃煤发电厂可以提供的灵活性比通常预期的更大。德国、丹麦等国家已对现有发电厂实施了有针对性的改造措施，大大提高了其技术灵活性。此外，这些国家还引入了有效的市场激励措施，包括日内电力市场等，为提高灵活性提供支持。这些措施使得可再生能源可以更容易、更经济有效地接入进电力系统，从而减少了不必要的弃风弃光现象。

把提高火电厂的灵活性与其它灵活性措施相结合，可以在电力系统脱碳化过程中进一步提高可再生能源的占比。但是长远来看，如果要想实现全球气候保护目标，化石燃料发电厂，特别是燃煤发电厂，则需要完全被更低排放的发电技术所取代。

本研究旨在对火力发电（主要聚焦燃煤电厂）灵活性提升的各种可行技术路线进行分析。研究过程中，我们同时考虑了与火电厂灵活性提升有关的技术和经济因素。⁴ 本研究分为四个部分：第一部分分析了大量可再生能源的并网给电力系统所带来的重大挑战。第二部分详细介绍了与火电厂灵活性相关的前沿技术特性。第三部分从技术和经济性两方面分析了燃煤电厂灵活性提升的改造措施。第四部分总结了火电灵活性提升的挑战和机遇，并将这些结论通过聚焦南非和波兰这两个燃煤电厂占比较高的国家的情况进行了论证。

4 请注意，本报告未详细讨论热电联产电厂（CHP）灵活性提升所面临的挑战。第3.1.5节对相关议题进行了简单描述。

2. 可再生能源规模的扩大对传统电厂的影响

风电和光伏等波动性可再生能源在电力系统中的占比越来越大，这会对传统发电厂⁵的运行带来直接影响。传统发电厂需要更灵活地运行，这意味着它们必须更频繁和更快地调整其出力，在部分负荷下运行，且更经常地启动和停机。此外，按照所谓的“调度优先次序效应（Merit-Order Effect）”，可再生能源占比的不断提高，也会降低传统电厂的市场盈利能力。另外，电力系统中大量的可再生能源还会给传统电厂带来其它间接影响，包括增加电力系统对平衡和阻塞管理的需求。

2.1 提高对灵活运行的要求

随着电力系统中可再生能源发电占比的增加，现有传统电厂需要提供更多的灵活性。灵活性需求增加的主要原因是风力发电和光伏发电的波动性。这两种技术的出力取决于天气条件、日间和季节的变化等，因此不能像传统发电厂一样“按需”发电。此外，可再生能源几乎没有边际成本。这意味着每当主要资源（如风能或太阳能）可用时，它们就会“免费”生产电力。电力系统应进行根本性改变，以灵活应对可再生能源的出力变化。

目前，已经出现了一些系统灵活性提升的方案，以进一步提高系统中的可再生能源占比：其中之一是鼓励需求侧提供更多的灵活性（例如更灵活的生产工艺等）；二是进一步对电网进行扩建，促进电力更容易在不同地区和国家之间进行输送；三是使用传统储能技术（如：抽水蓄能）或新型储能技术（如：电池等）来存储电力；最后一项重要方案是提高现有电厂的灵活性。这一措施对提高系统灵活性，从而促进可再生能源并网具有重要意义。

以前，传统发电厂主要为波动性较低、由典型日、周和季节曲线表示的电力需求模式提供服务。在没有波动性可再生能源的情况下，这种电力需求模式需要一个拥有大量基荷运行电厂（即全年运行时间超过80%）的最优发电组合。然而，可再生能源发电是高度波动的，并且其出力在一定程度上难以预测。在波动性可再生能源占比高时，大部分传统发电厂不能再作为基荷电厂运行，而是需要更灵活地运行。

传统发电厂对灵活性的需求和面临的挑战如图1所示。左图（a）显示了两周内每小时的电力需求（负荷）曲线。右图（b）描绘的是相同的两周——但系统中全年可再生能源发电占比达到了40%。此“剩余负荷”数据图表是通过每小时系统中的电力需求量减去每小时可再生能源发电量而得出的。

在没有波动性可再生能源的系统中，传统火电厂的发电出力是根据负荷曲线确定的（见图1a）。在风电和光伏占比较高的系统中，传统电厂必须为那些无法通过波动性可再生能源得以满足的负荷（即“剩余负荷”曲线）供电。因此，它们的运行必须更加灵活（见图1b）。

在这两个示例周内，在无可在生能源的系统中，电力负荷在47–84吉瓦之间变化，在波动性可在生能源占比为40%的系统中，剩余负荷则可降至最低12吉瓦（可再生能源瞬时出力增加），并在几天内上升至70吉瓦。剩余负荷的变化率（即一个小时或连续多个小时的剩余负荷变化）也远高于电力需求的变化。图2更详细地显示了两个示例周中的逐时负荷变化。波动性可再生能源的增加使最低和最高逐时负荷变化均发生显著变化（图2）。在该例中，平均逐时负荷变化从每小时2219兆瓦增至每小时2595兆瓦，相当于增加了17%。如果可再生能源占比进一步提高，观测到的负荷变化也将相应增加。

德国电力系统为传统电厂如何调整其出力以适应以高比例可再生能源为基础的电力系统提供了一个很好的例子。⁶图3展示了德国在2016年11月10天内的发电情况，其中在11月20-21日的周末，有大量的风能并入电网。

从图3可以看出，当可再生能源大规模接入（和电力需求较低）时，燃气发电厂以及硬煤和褐煤等传统电厂的发电量显著下降。在这个例子中，传统发电厂的灵活运行能够促进大量的可再生能源并网，特别是11月20日风电和光伏在几个小时内满足了高达60%的电力需求。

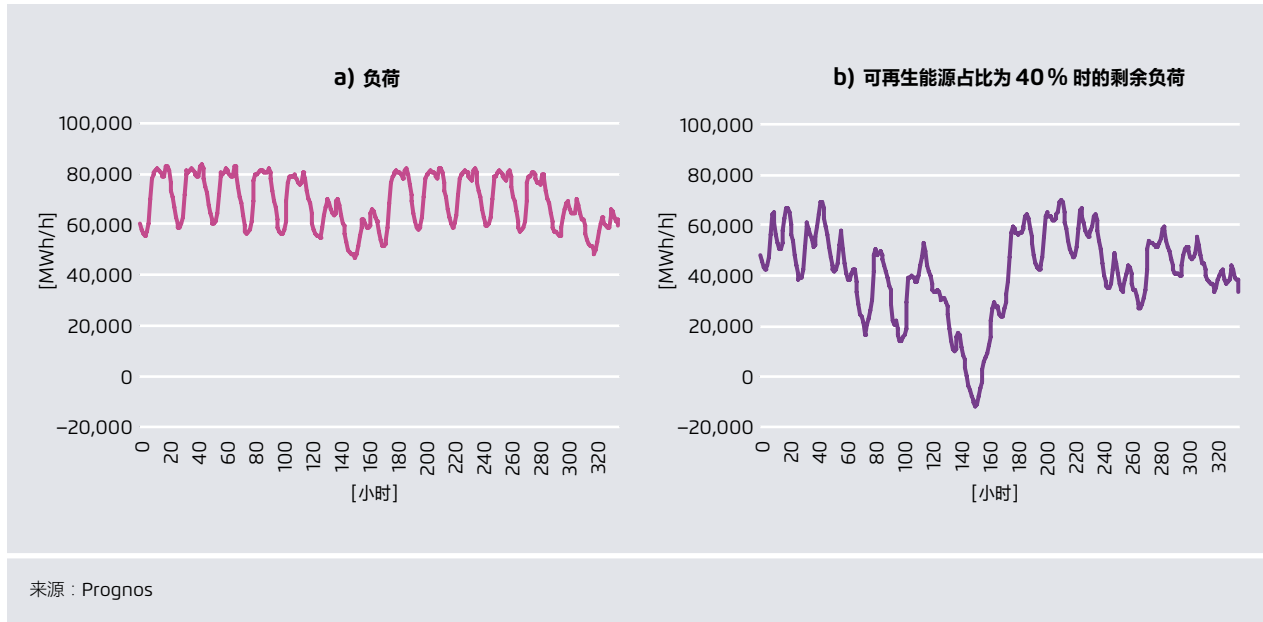
本研究探讨了在可再生能源占比较大的电力系统中，适用于传统发电厂的以下灵活性因素：

⁵ 译者注：本文中的传统电厂 (conventional power plants) 指燃煤、燃气电厂，核电厂和水电

⁶ 2016年，波动性可再生能源（风能和太阳能光伏）占德国总用电量的18%。

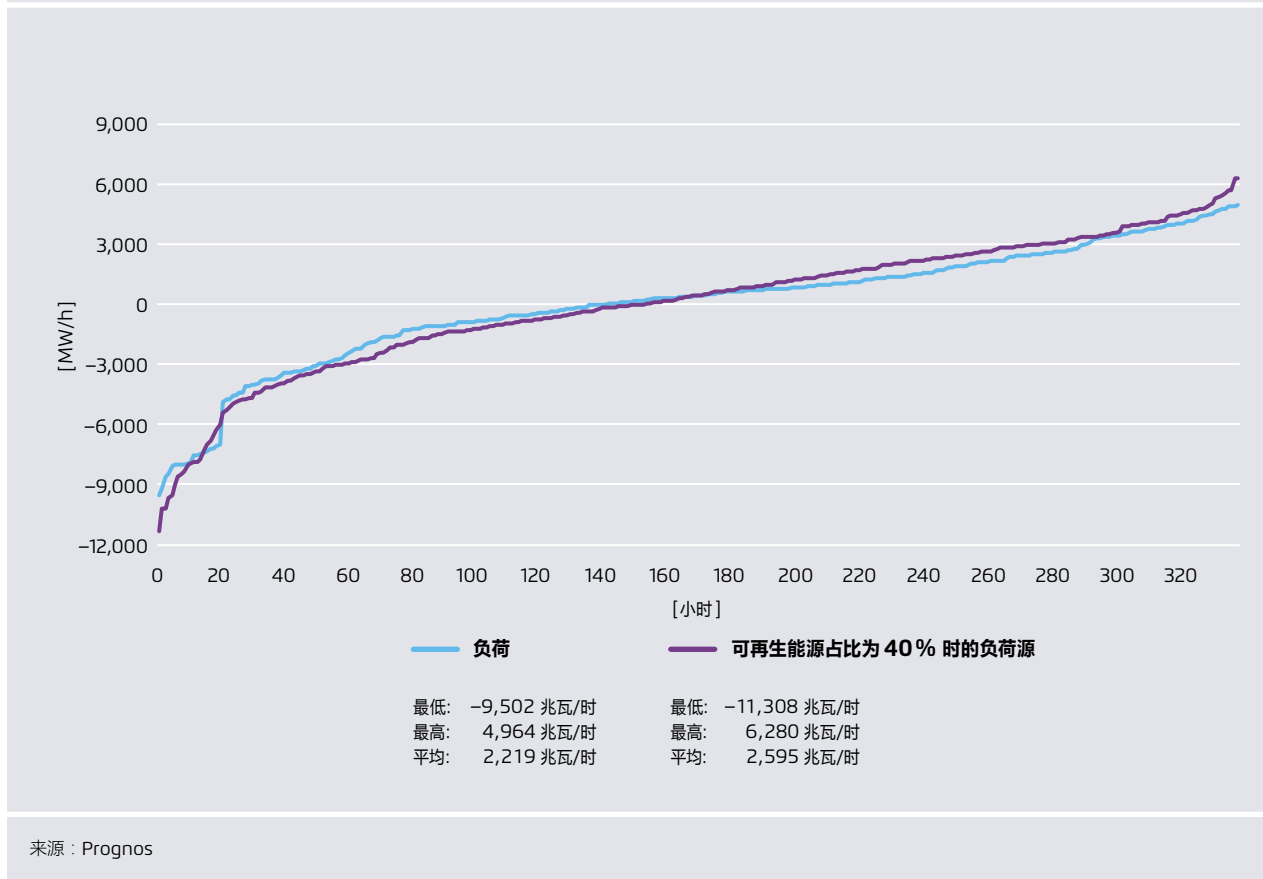
拥有高比例可再生能源的电力系统对灵活性的要求。（以德国在冬季两周的负荷曲线为例。）

图 1



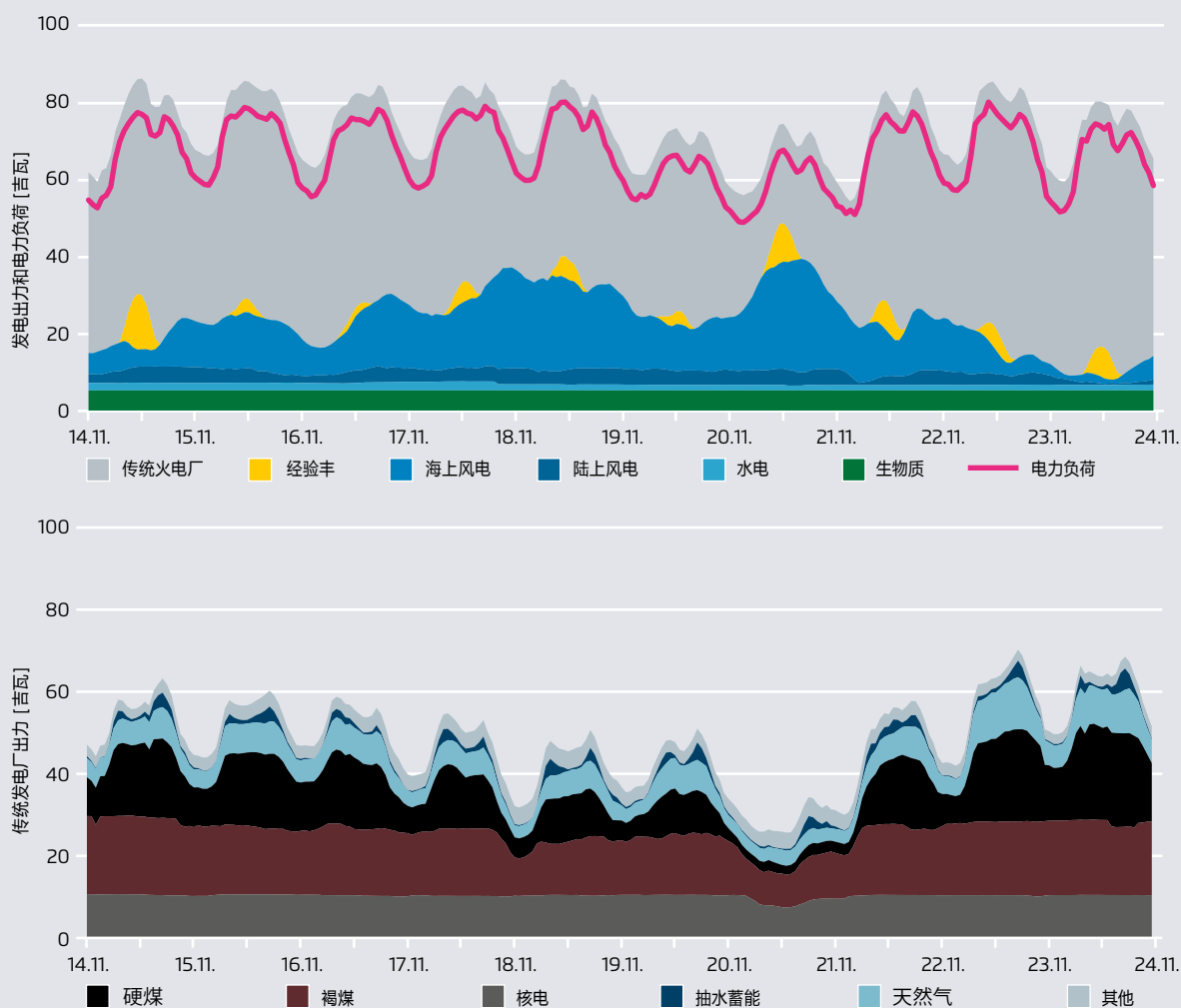
德国在有可再生能源影响和无可再生能源影响情况下的持续负荷曲线（以德国冬季两周的负荷曲线为例。）

图 2



2016年11月德国传统火电厂十天的发电情况

图 3



来源：Agora Energiewende (Agorameter)

- **爬坡率**：由于剩余负荷的变化大于电力需求（负荷）的变化，所以传统发电厂必须在一个或连续多个小时内更快地调整其出力。
- **最小出力**：虽然可再生能源在全年发电量中的占比仍不高，但可能会出现可再生能源发电量可在一小时内满足约100%电力需求的情况。因此，传统电厂出力必须下调至比无高比例可再生能源的情况下更低的运行阈值。
- **启动时间**：在某些时候，有必要（且从经济上看是有利的）暂时关停传统发电机组。机组停运后的重新启动时间是决定传统电厂灵活性的另一个关键因素。

2.2 可再生能源对现有火电厂成本和利用率的影响

除了要求更大的灵活性外，波动性可再生能源占比的不断提高也会在电厂利用率和盈利能力两方面影响传统发电厂的经济性。燃煤电厂的灵活运行在技术上是可行的（如以下几节所述），但降低火电厂（属于资本密集型技术）的利用率会对其盈利能力产生负面影响。然而，这些影响可以通过市场的良好运作来减轻（见第5.1和5.3节）。

一般来说，当电力系统新建发电机组时（无论是风电、太阳能还是任何其他类型的电厂），系统中原本电厂的出力和其利润往往会减少。然而，与火力发电厂相比，风电和太阳能电厂只有在风吹或阳光照射下才能发电。这意味着它们的出力是波动的，并且不随电力需求的变化而变化。这会对现有传统发电厂的利用率产生两项重要影响：

- 第一，剩余负荷（负荷减去可再生能源出力）的结构发生变化，导致现有发电厂的运行模式发生变化。从长远来看，这种变化也导致产生剩余负荷的电厂（除可再生能源电厂外的其它电厂）的最优成本组合发生变化。这一现象通常被描述为从“基本负荷”运行到“中间负荷和尖峰负荷”运行的转变。
- 第二，系统仍然需要传统火电厂在电力需求较高的时段，特别是在无风无光的情况下提供电力。这通常被称为“备用容量”需求，或拥有较低平均利用率的火电需求。

以上两点同时会对系统中火力发电厂的固定成本和可变成本产生影响。

火电厂平均利用率下降导致其单位发电成本上升（欧元/兆瓦时）。这一现象对于燃煤电厂等资本密集型发电技术的影响尤为显著。对世界上许多国家来说，硬煤和褐煤

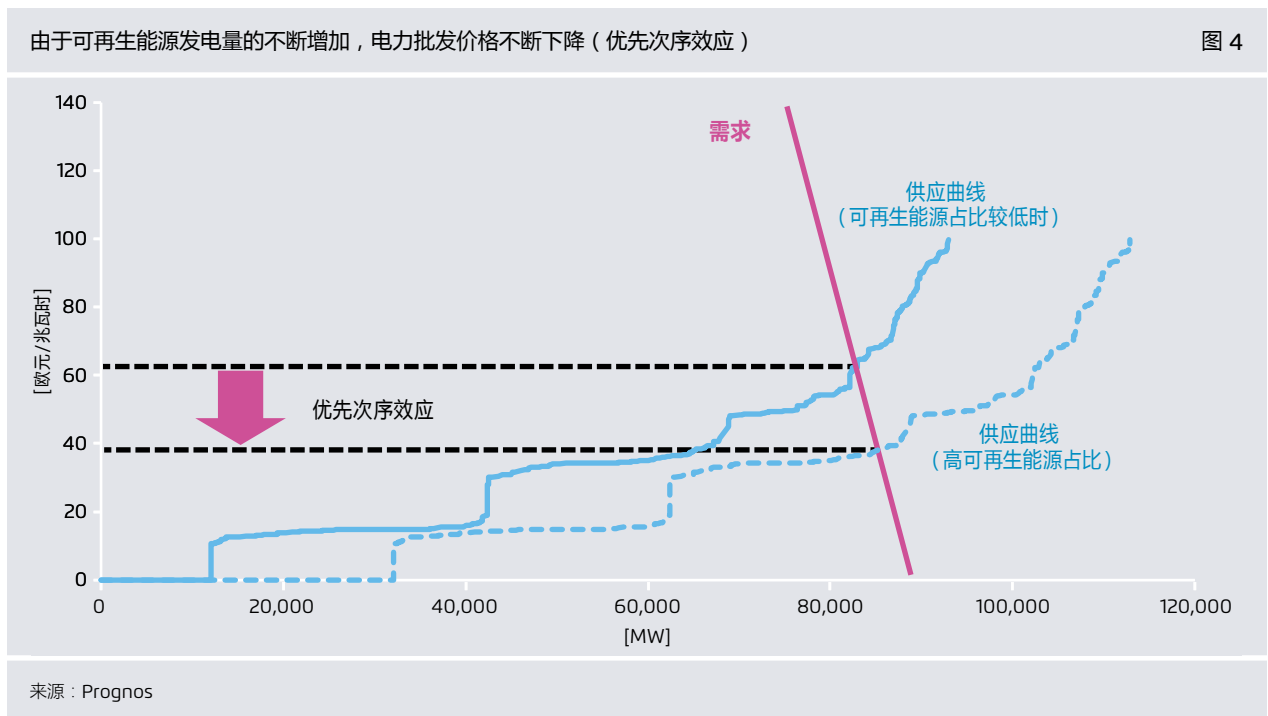
是可用性较高且成本较低的燃料。在这些国家，由于燃料成本较低，电厂的相对不灵活运行（专为基荷运行而设计）反倒受益。在将波动性可再生能源接入此类系统时，系统最可能的反应便是在可再生能源发电量高时限制其并网（弃风弃光）。

2.3 优先次序效应

除影响火电厂的利用率之外（如上所述），根据所谓的“优先次序效应”，可再生能源还会对传统火电厂的批发电价造成影响。

在自由化的电力市场中，批发市场的电价由电力的供需情况决定。通常，批发市场通过拍卖进行出清结算。⁷ 为计算市场出清价格，需首先将不同发电机组的供给曲线根据其变动成本（variable costs）按升序进行排序（优先次序）（见图4）。变动成本是由不同因素决定的，这些因素包括燃料价格、二氧化碳排放成本和机会成本等。核电厂和褐煤发电厂的可变成本通常较低，而硬煤和新型联合循环燃气轮机发电厂的可变成本一般位于中等水平。单循环燃

⁷ 与按报价付费市场相比，每位中标者获得/支付相同的价格。



气轮机和燃油发电厂的变动成本最高。对这些技术的变动成本进行排序后，市场出清价格由供需曲线的交叉点决定。

与火力发电厂相比，风电和光伏的可变成本为零。因此，可再生能源排在靠前的位置，其会将传统发电技术进一步挤到排序靠后的位置。这会带来两方面的影响：一方面，发电厂的利用率呈现下降趋势，特别是在可再生能源发电量高和电力需求低的时间段（如第2.2节所述）。另一方面，随着昂贵技术使用的减少，平均市场出清价格也会下降。这种挤出效应被称为“优先次序效应”（Merit-Order Effect）。这两种影响都会降低火电厂的批发电价。

在德国等市场，随着可再生能源占比的日益提升，燃料和排放成本的日益降低，传统发电厂的产能过剩已在过去几年带来巨大压力。许多发电站已被迫关停。

2.4 平衡电力

可再生能源出力与天气有关，因此其也会受天气预测误差的影响。天气预测误差会增加维护费用，增加启用储备电力的需求，因此会增加平衡成本。然而，通过其他措施可以降低平衡成本，并部分抵消可再生能源增加的成本影响（例如，建立更有竞争力的平衡市场、提高预测准确度、高流动性日间市场以及各输电系统运营商（TSO）之间更好的配合等）。平衡电力储备是实时平衡发电量和用电量，保证电网频率稳定的必要手段。如果电力系统供给不足，则须增加正向控制电力，相反，如果电力系统供过于求，则须激活负向控制电力。

多方面原因导致电力系统需要平衡电力。在无可再生能源的系统中，主要原因是计划外的电厂停运、负荷预测误差和负载噪声。在有波动性可再生能源的系统中，还要加上对风电和光伏发电的预测误差。（在大多数系统中，发电厂调度并不是实时进行，而是提前完成的，这也会增加天气预测误差的影响）。

预测误差的大小取决于预测方法的质量和预测的时间范围。在预测的时间范围是几个小时或几天时，预测误差可能会比较明显，如果预测时间范围少于1个小时，预测误差很可能接近于零。此外，误差的大小也可能随着可再生能源电厂地理分布的扩大而降低。

其他因素也会影响系统对平衡电力的需求，如计划尺度（见第5.3节）和平衡区的大小。

这些因素的影响可以在德国的平衡系统中观察到。然而，尽管德国电力系统中风电和光伏发电比例不断增加，但平衡需求并未如预期那样有所增加。这主要归功于引入国家间电网控制合作，从而扩大了平衡区域。此外，通过加强15分钟电力合同交易，降低了计划尺度的影响。

为评估可再生能源的接入成本，需同时考虑需求和供应两方面。新的市场参与者和新技术的市场准入（由于资格预审要求放宽以及批发市场收入降低给传统电厂带来的财务压力）近来已经降低了德国市场的平衡成本。

在以火力发电厂为主的电力系统中，即使是在风电占比高达40%的条件下，电力平衡成本预计在0 - 6欧元/兆瓦时。在具有大量灵活水力发电的电力系统中，如北欧地区，平衡成本甚至更低。⁸

2.5 阻塞管理和弃风弃光

德国经验表明，波动性可再生能源的增加改变了电网中的电力流向，这可能也会影响传统发电厂的运行。

风电和光伏发电的位置是特定的。一般而言，风机和光伏组件安装在风速较高或太阳辐射较强的区域。通常，这些可再生能源发电中心在地理位置上与实际用电地区相离甚远。由于风、太阳辐射不能像煤炭或天然气那样直接储存和运输，所以必须将可再生能源以电力形式传输到其它地区。然而，输电网的扩建速度往往落后于可再生能源的发展。电网运营商采取了各种措施以避免短期的电网阻塞。其中包括电网切换（network switching）、反向交易（countertrading）、传统发电厂的再调度（redispatching）⁹以及切除可再生能源并网（弃风弃光）。

在部分国家，可再生能源有优先上网权，根据法律，限制可再生能源并网是最后不得已的选择。在这些国家，再调度机制（电网运营商要求发电厂调整其发电量）通常是最受欢迎的解决方案。而这一方案则要求发电厂足够灵活，可以在再调度后恢复到其原有发电计划，以避免为系统带来新的不平衡。

⁸ 见Agora Energiewende (2015)。

⁹ 对传统发电厂进行再调度，则要求电网阻塞前的机组必须降低其发电量，而在瓶颈之后，其它的发电厂会通过增加发电量来平衡电力短缺的情况。

而在其他一些国家，限制可再生能源并网（弃风弃光）可能会被作为优选方案，尤其是当这些国家的电力市场设计偏向于火力发电厂的基本负荷运行时（例如通过长期合约和优先上网）。例如，根据丹麦能源署数据，2015年中国的弃风率约15%，部分省份的弃风率甚至达到了30% - 40%。

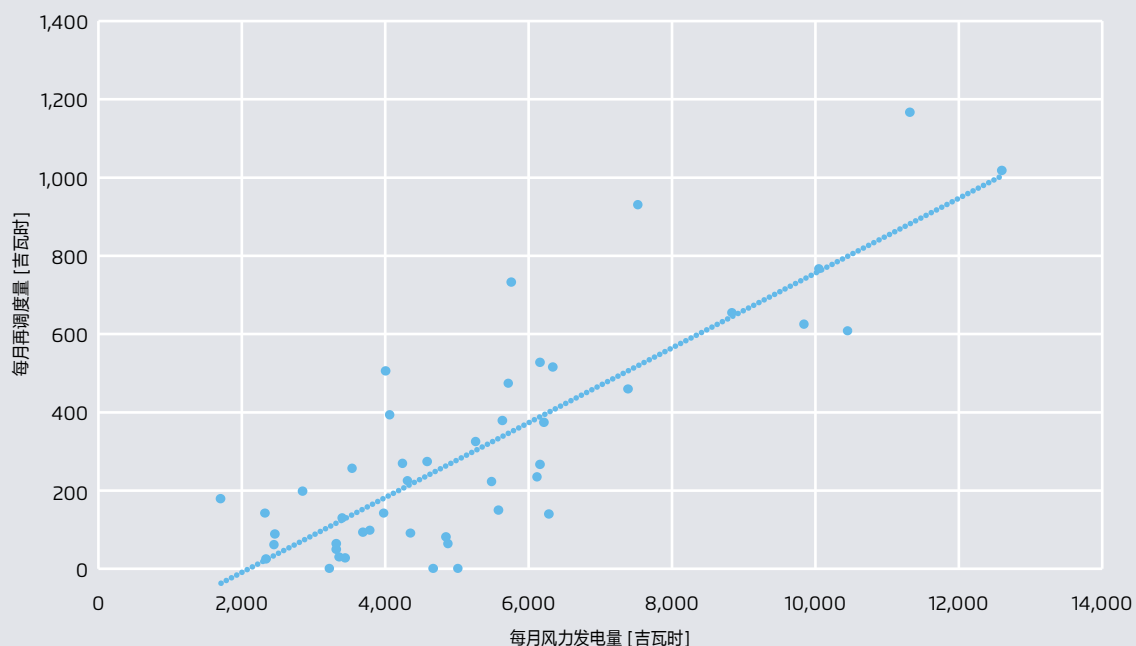
图5展示了德国市场风电产量与再调度量之间的关系。该图清晰地显示了风电发电量提高对再调度量的影响。区域电网限制是再调度量增加的主要原因。该图显示，如果没有进行再调度，则每月可再生能源的弃电量将会达到非常高的水平（在风资源最多的月份最高可达1太瓦时）。

高比例可再生能源带来的所有影响都会给传统发电厂的运行带来重大变化。对于那些相对不灵活的发电厂，即主要作为基荷运行的发电厂来说，其更倾向于将限制可再生能源并网作为保证系统稳定性的关键选择。然而，这将不利于提高系统中的可再生能源占比及减少二氧化碳排放量，并且会提高系统成本。

在下一章中，我们将对现有发电厂灵活性提升的技术方案及其潜力进行阐述。这些方案是大规模可再生能源并网的基础，即使当前系统中拥有大量的基荷硬煤和褐煤发电厂。

德国每月风力发电量与每月再调度量之间的关系（2013年1月至2016年10月）

图 5



来源：Prognos 基于输电系统运营商数据 (netztransparenz.de)

火力发电厂技术比较与提高燃煤发电厂灵活性的改造方案

工作包 2

编写人

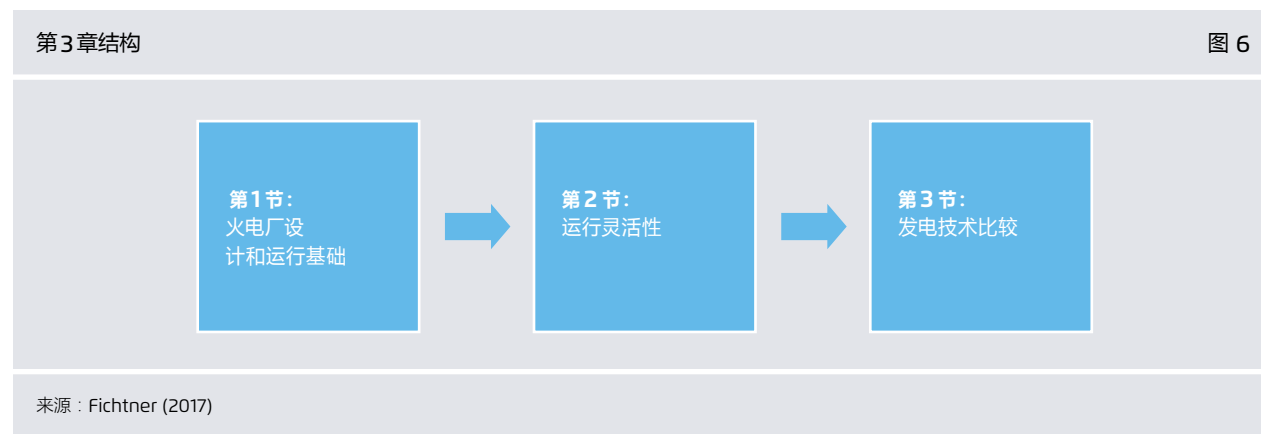
Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystrasse 3
70191 斯图加特
电话 +49 (0)711 89 95-693
传真 +49 (0)711 89 95-459
www.fichtner.de/

特约作者：

Florian Klumpp 博士
电话 +49 (0)711 89 95-401
电子邮箱 florian.ess@prognos.com

FICHTNER

3. 火力发电厂技术——灵活性及发电技术比较



本章共分为三节（见图6）。

第一节 解释了火力发电厂的关键技术术语和基本工作原理，并且对主要的发电技术进行了概述。

第二节 介绍了运行灵活性的概念。研究范围包括三个表征灵活性的关键参数：最小负荷、启动时间和爬坡率。¹⁰

第三节 以灵活性参数和二氧化碳排放为基础，对四种火力发电技术进行了比较：单循环燃气轮机和联合循环燃气轮机发电厂、褐煤和硬煤发电厂。此外还分别介绍了各煤电厂类型的特点。

3.1 火力发电厂的设计和运行基础

本节介绍了为理解火力发电厂运行所需的基本概念。

3.1.1 关键技术语定义

要深入探讨诸如发电厂技术这类复杂问题，术语的准确定义非常重要。

¹⁰ 运行灵活性也可以由燃料灵活性或黑启动能力等技术参数来表征。（燃料灵活性是指燃烧各种不同性质燃料的能力。黑启动能力是指在无需外部电网的情况下重启发电厂的能力。）然而，这些参数的相关性对于评估发电厂的总体灵活性来说是次要的，因此，在本研究中没有予以考虑。

火力发电厂

火力发电厂以能量转换过程为特征，在此过程中，热能（如燃料燃烧过程中释放的热能）将被转化为电能。

图7展示了火力发电厂的能量转换过程。

该图显示了火力发电厂的能量转换情况。每种类型的能量转换都在主发电厂部件中进行——燃烧器/锅炉、汽轮机和发电机。每个转化过程都会有能量损失。以下是主要过程的简要说明及其在发电厂内的发生位置。

燃烧器/锅炉

存储在燃料中的化学能通过燃烧转化为热能。

汽轮机

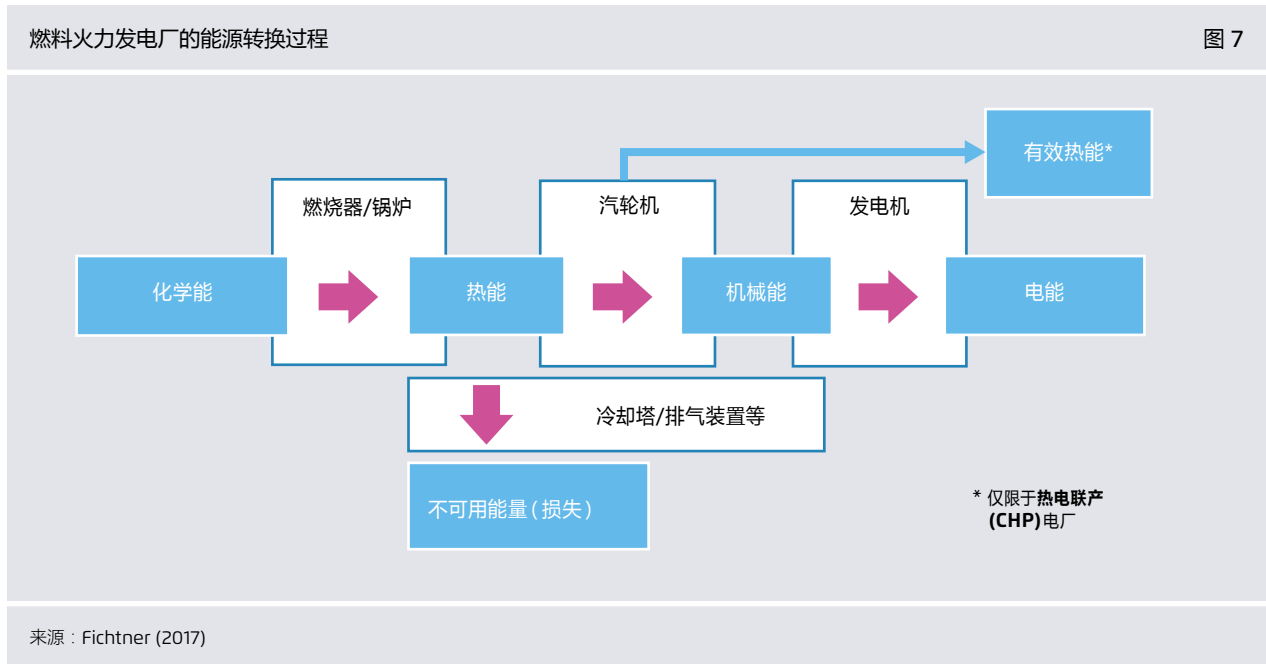
热能（高温和高压下的气体或蒸汽）通过工作流体膨胀转化为机械能（轴转矩）。

发电机

机械能通过电磁感应转化为电能。

冷却塔/排气装置

根据热力学第二定律，热能不能完全转化为机械能。不可转换部分（无效能）必须通过冷却塔或排气装置释放到环境中。



热电联产（如果使用）

不同的发电厂技术提供不同的热、电联产方式。例如，热量可以直接用于某些工业过程，也可以用于区域供热系统。第3.1.5节对这一过程进行了更详尽的解释。

以兆瓦时或吉瓦时表示）的二氧化碳排放量也相应较低。根据发电厂的类型和使用年数的不同，火力发电厂额定负荷运行下的典型效率值在39-60%之间变化。¹¹（这在第3.3.2节中有详细描述）。

效率

在火力发电厂中，通常用希腊字母 η 表示效率，其代表转化为电能的这部分燃料热能。

或者，效率也可以被看作系统的有益输出（如，净（输出）功率 $P_{\text{净}}$ ）与输入（例如，通过燃料燃烧释放的热流 $Q_{\text{输入}}$ ）之比：

$$\eta = \frac{P_{\text{净}}}{Q_{\text{输入}}}$$

净功率为接入电网的功率。净功率的定义为电厂的发电机输出功率 $P_{\text{总}}$ （有时称为总输出），减去驱动辅助系统所需的功率 $P_{\text{辅}}$ ，如泵、风扇和磨煤机。

火电厂效率与其二氧化碳排放量密切相关。当电厂高效运行时，其对燃料的需求相对较少，单位发电量（通常

负荷

发电厂运行时，净功率 $P_{\text{净}}$ 通常被称为发电厂负荷。

额定负荷（也称为铭牌或额定容量）描述了在设计条件下运行的发电厂的最高的持续净功率输出。在本报告中的其余部分以 $P_{\text{额定}}$ 表示。

部分负荷描述电厂在其净功率输出低于其额定值时的运行。

最小负荷描述发电厂在保持稳定运行的同时可以提供的最低净功率输出。在本报告中的其余部分以 $P_{\text{最小}}$ 表示。

通常情况下，对发电厂进行优化会使其处于或接近其额定负荷运行，以使其达到最高效率。当发电厂不得不降低发电量时，该发电厂会被迫在较低效率下以部分负荷条

¹¹ 最常用发电技术和最新发电技术参数将于第3.3节予以定义。

按照燃料类型分类的火力发电技术

图 8



来源：Fichtner (2017)

件运行，这又会进一步增加每兆瓦时的二氧化碳排放量，正如第3.3.2节所述。

3.1.2 火力发电技术综述

本报告主要考察了四种主要的火力发电技术：

- 褐煤发电厂；
- 硬煤发电厂；
- 单循环燃气轮机发电厂；
- 联合循环燃气轮机发电厂。

图8展示了化石燃料发电厂根据燃料类型分类的情况。

煤炭是蒸汽发电厂的主要燃料。应进一步煤和硬煤加以区分，因为它们会在很大程度上影响电厂的运行特性。

燃气发电厂以天然气为燃料。燃气发电厂根据其运行设计可以分为单循环或联合循环电厂。

以下三个小节分析了燃煤发电厂（3.1.3节）、燃气发电厂（3.1.4节）和热电联产（CHP）电厂（3.1.5节）的工作原理。其他发电技术，如内燃机或核电站，在本研究中没有予以考虑。

3.1.3 燃煤发电厂的基本工作原理

蒸汽轮机发电厂，如燃煤、核电或聚光太阳能发电厂的基本工作原理是水-蒸汽回路。在热力学中，这被称为“朗肯循环”。这是一个独立的工作循环，意味着工作流体（水）在不离开循环的前提下发生状态变化。蒸汽轮机通过高温高压蒸汽的膨胀产生机械扭矩（从而带动发电机发电）。

图9为一般水-蒸汽回路示意图。其主要部件为泵（1）、锅炉（2）、与发电机耦合的汽轮机（3）和冷凝器（4）。

该过程可以分为四个步骤：

步骤1：增加压力

用泵为液态水加压。由于水几乎不可压缩，因此在此步骤中其密度几乎没有变化。

步骤2：通过煤燃烧加热

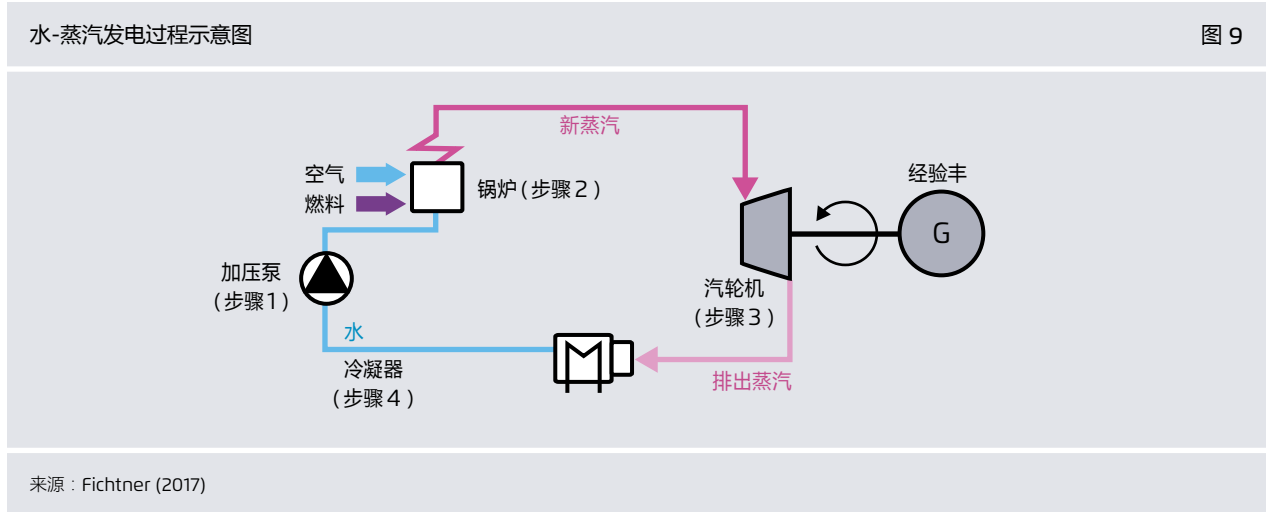
锅炉燃烧空气和化石燃料（如煤）的混合物。接下来，该过程释放的热能被转移到水中，使水蒸发并转化为蒸汽。在所有的水全部蒸发之后，继续加热蒸汽，该过程称为过热。这会增加蒸汽的温度和比容。

步骤3：在汽轮机中膨胀

加热后，蒸汽在汽轮机中膨胀。膨胀流体的反作用力被用来驱动汽轮机。汽轮机入口与出口之间明显的压力差为该过程提供驱动力。在汽轮机出口处，蒸汽的压力和温度均会明显下降。

步骤4：冷凝

由于蒸汽轮机的发电过程是一个闭合循环，因此需要在第四步将工作流体恢复到原来的液体状态。膨胀后蒸汽中不可转换的热能（无效能）部分必须通过冷凝释放。在冷凝过程中，工作流体在低温下将热量释放到冷却介质中（如附近的河水中），从而恢复到其液体状态。



在恢复到其液体状态后，水继续循环，并持续进行上述状态变化（1-4）。

图10描绘了水 - 蒸汽循环中水的定性状态变化。y轴表示以巴（bar）为单位的工作流体压力，而x轴表示以摄氏度为单位的温度。冷凝后的温度主要取决于所使用的冷却介质。

亚临界、超临界和超超临界水-蒸汽回路的区别

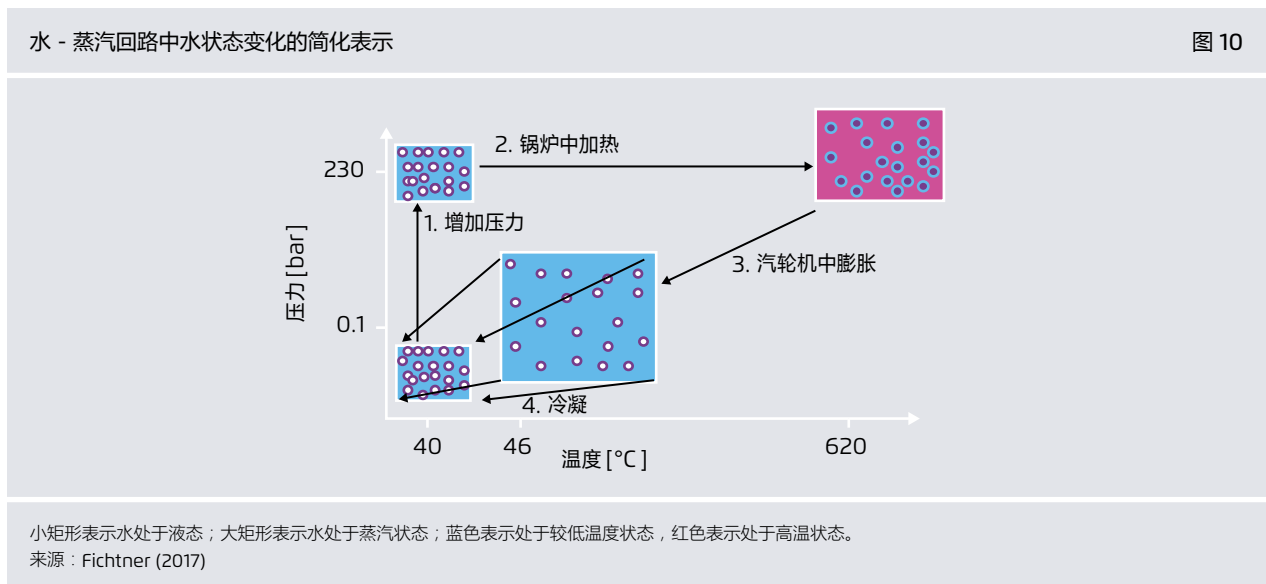
水-蒸汽回路可以在水临界点（临界压力和温度为 $p_c = 221.2$ 巴； $T_c = 374.15^\circ\text{C}$ ）以下或以上运行。水-蒸汽回路可以根据其产生的蒸汽参数分为三中类型：

- 亚临界： 160 bar / 535°C
- 超临界： 240 bar / 540°C
- 超超临界： 285 bar / 600°C

在运行中，较高的温度和压力要求锅炉采用更先进的材料，但同时，较高的温度和压力也会产生较高的效率。

褐煤和硬煤发电厂

两种类型的发电厂都采用蒸汽轮机循环。其主要区别在于使用的煤炭类型，而煤炭类型将对电厂的运行产生很大影响。较先进的硬煤发电机组容量可达到900兆瓦，而最先进的褐煤发电机组容量可高达1050兆瓦。



褐煤发电

褐煤发电厂通常是为一年大部分时间按额定负荷运行（即基荷运行）而设计的，且每年应只启动几次。

褐煤含水量高（45-60%），需要首先在磨机（风扇磨机）中进行燃烧前的干燥。在此过程中，注入热烟气（高达1000℃）。¹²

与硬煤相比，褐煤的能量密度较低（约8兆焦/千克），需要使用较大的锅炉和烟气清洁设备，以使褐煤电厂达到特定的功率输出，这导致了褐煤电厂的启动时间相对较长，启动成本较高。

由于褐煤的能量密度相对较低，所以长距离运输不具经济可行性。因此，褐煤发电厂通常建在矿区附近。

硬煤发电

硬煤发电厂比褐煤发电厂更灵活。由于与褐煤相比，硬煤的能量密度大（约25-32兆焦/千克），含水量低（约2-7%），因此其装置部件尺寸较小。

硬煤在被吹入发电厂锅炉之前，会首先在锅炉磨机中进行细磨，并用热空气流进行干燥，以降低含水量。

¹² 烟气是指在燃烧之后通过烟囱或烟道排放到环境中的气体流。对于化石燃料火力发电厂，烟气的成分取决于燃烧的燃料类型和特性以及其燃烧特性。烟气的主要成分是氮气（N₂）、氧气（O₂）、水蒸气（H₂O）和二氧化碳（CO₂）。

3.1.4 燃气发电厂的基本工作原理

焦耳循环（亦称为布雷顿循环）是燃气发电厂的基本工作原理，也是区分单循环与联合循环的标志之一。联合循环燃气轮机采用焦耳和朗肯循环（已于上一节第3.1.3节中描述）。

1. 单循环燃气轮机

燃气轮机在高压和高温下使压缩空气和烟气的混合物膨胀，进而产生机械扭矩。在单循环中，排出气流被释放到环境中。

单循环燃气轮机的流程如图11所示。基本部件为压缩机（1）、燃烧室（2）和与发电机电耦合的汽轮机（3）。压缩机、燃气轮机和发电机均安装在公共轴上。

该过程可分为三个步骤：

步骤1：压缩

在运行过程中，环境空气被压缩机吸入机器并被加压到更高的压力水平。

步骤2：通过气体燃烧加热

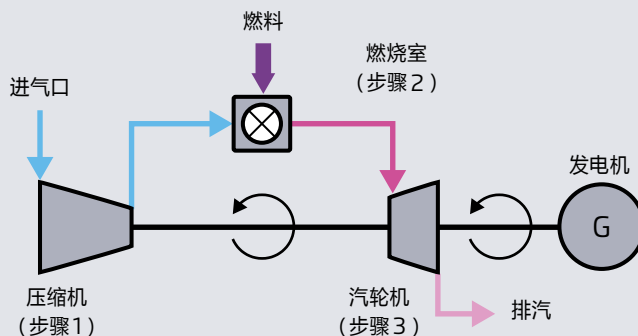
压缩空气进入燃烧室并与燃料（即天然气）混合。燃烧过程中释放的热能使气体温度和体积增加。

步骤3：在汽轮机中膨胀

热气体混合物在汽轮机中膨胀，从而在轴上施加扭矩。由于压缩机、汽轮机和发电机位于一个公共轴上，所以通过汽轮机传递到轴的能量可以用于带动发电机和压缩机转动。

单循环燃气轮机示意图

图 11



来源：Fichtner (2017)

2. 联合循环燃气轮机

联合循环燃气轮机使用燃气轮机废气的废热来驱动水-蒸汽回路。因此，联合循环燃气轮机是燃气轮机和蒸汽轮机的结合。

联合循环燃气轮机电厂的部件与燃气和蒸汽轮机发电厂类似。只是其使用余热锅炉（HRSG）来替代普通的蒸汽锅炉。它将燃气轮机废气中的热能传导到蒸汽轮机的循环水中。图12为联合循环燃气轮机示意图。

该过程可分为三个步骤：

步骤1：单循环燃气轮机流程

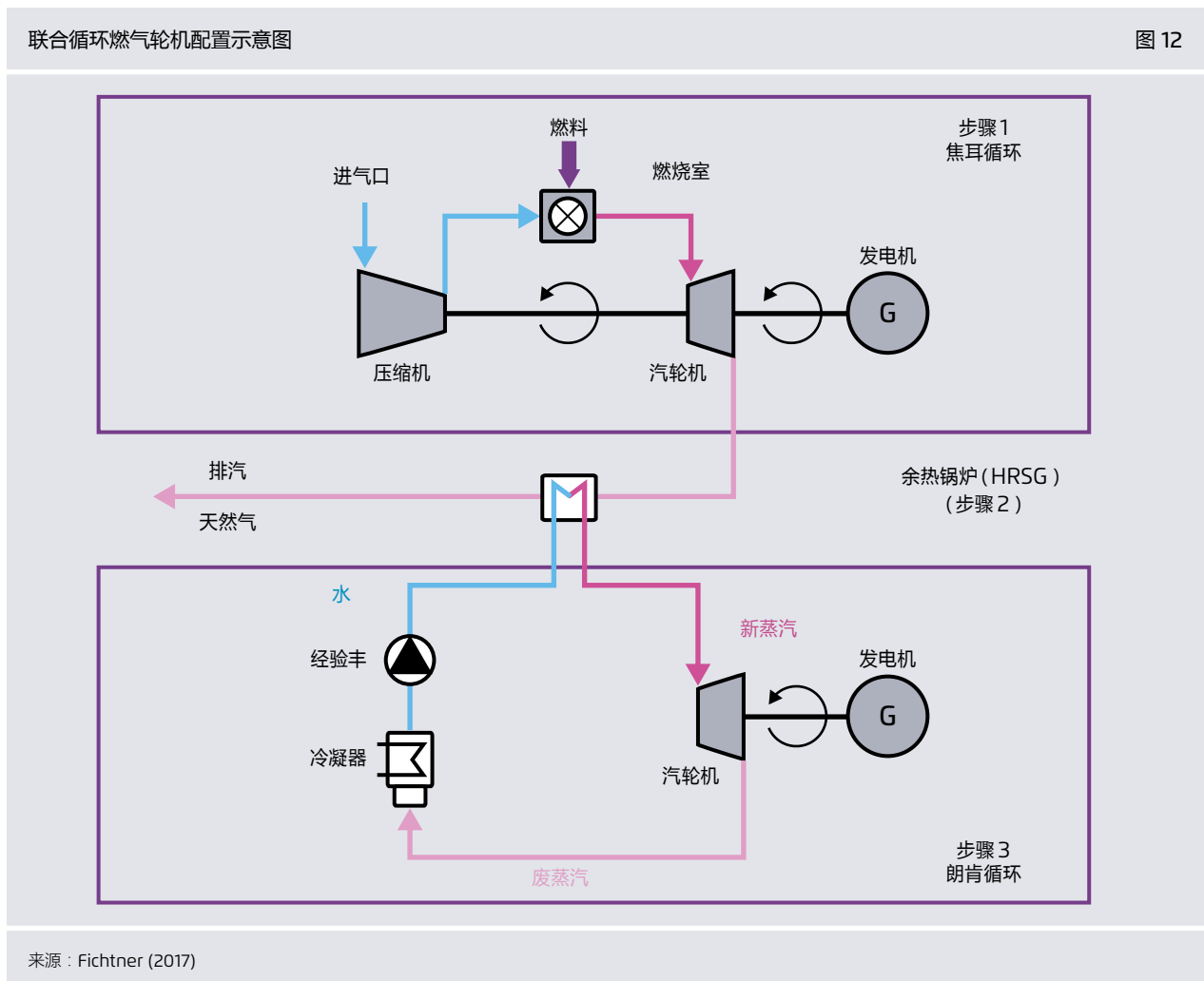
对于典型的联合循环燃气轮机来说，热量输入仅在焦耳循环期间通过燃料燃烧进行。燃气轮机的发电量通常占联合循环燃气轮机总发电量的三分之二左右。

步骤2：热传导

在单循环燃气轮机工艺流程中，废气直接被释放到环境中。在联合循环燃气轮机中，燃气轮机废气中的热能被继续传导到余热锅炉（HRSG）中的水-蒸汽循环中。

步骤3：蒸汽轮机过程

废气中的热能用于产生蒸汽以及运行水-蒸汽回路。联合循环燃气轮机的汽轮机可以具有单独的发电机，如图12所示，或驱动一个共用发电机，这种配置称为单轴配置。蒸汽轮机通常提供联合循环燃气轮机发电厂总发电量中约1/3的电量。



燃气发电厂

由于灵活性相对较高及其成本结构（资本支出（CAPEX）低，燃料成本高），燃气发电厂通常被用来为电网提供中等到峰值负荷。但是，其未来的运行模式可能会因燃料和二氧化碳排放价格而发生变化。

- 单循环燃气轮机通常以纯峰值负荷运行。其效率高达40%，燃料成本高，资本支出非常低。
- 联合循环燃气轮机通常在中等负荷下运行。其效率高达60%，燃料成本处于中等，资本支出低。

两种技术（OCGT和CCGT）也可在热电联产模式下运行。

3.1.5 热电联产（CHP）简介

热电联产，也被称作“联合”发电（cogeneration），是指同时生产电力和热力。通过大大减少废热，可显著提高燃料的整体利用率。

在热电联产电厂中，部分膨胀的中温蒸汽将被从蒸汽轮机中提取出来。这些蒸汽中的热能将被转移到另一个独立热网里的另一种热传递介质中，该热网将被用于区域供热或热密集型工业过程（工业用热）。

图13是利用水-蒸汽回路供应热量的区域供热系统的简化示意图。

理论上，所有火力发电厂都可以在热电联产模式下运行。在单循环燃气轮机中，可以通过使用余热锅炉，利用热烟气产生工业用热（温度可高达550℃）。对联合循环燃气轮机、硬煤发电厂和褐煤发电厂来说，有两种方案可以实现热电联产：一是从蒸汽轮机提取蒸汽，二是使用所谓的背压式蒸汽轮机。

由于经济和环境因素，在实际操作中（比如在德国），联合循环燃气轮机、硬煤发电厂和褐煤发电厂经常在热电联产模式下运行。热电联产运行取决于是否供热需求，这些需求包括区域供热或工业用热等。

根据能源平衡工作组2016年的数据（AG Energiebilanzen, 2016），德国2015年净发电量的17%是由热电联产电厂提供的。¹³ 现如今，工业发电厂（用于直接给工业企业提供电力和热力）中，近75%的电力是通过燃气发电机组产生的。当需要高温工业用热时，通常采用单循环燃气轮机与余热锅炉相结合的方式。

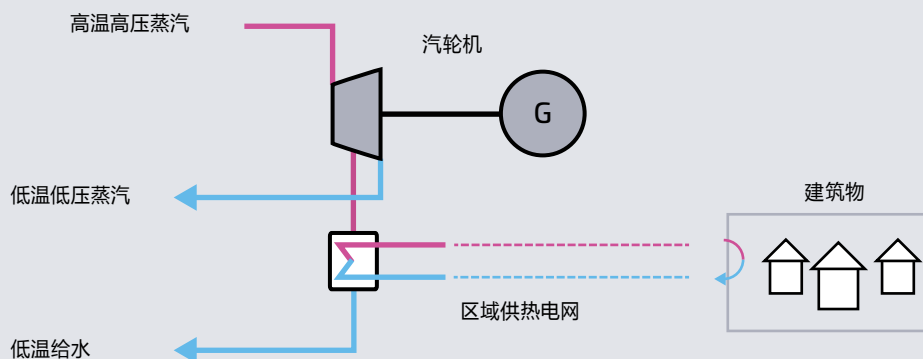
热电联产电厂的灵活性

通常，热电联产电厂在一定程度上以以热定电的模式运行。为确保为客户持续提供热能，电厂需要在一定负荷下运行（即所谓“必须运行的容量”），这使它们的灵活性大幅降低，并意味着它们在响应不断变化的电力需求方面受到限制。

¹³ 此值包括所谓的微型热电联产设施。

从为区域供热系统供热的汽轮机中提取蒸汽的示意图

图 13



来源：Fichtner (2017)

可以通过使用大型储热设备来部分解耦热量生产和消耗，从而降低热电联产电厂的不灵活性。例如，在可再生能源发电量较高时。热电联产电厂能够更灵活地应对电力需求的变化。

热存储设备的典型容量范围为20兆瓦时至1500兆瓦时，存储体积为500至45000立方米。不同热存储设备的放热持续时间因大小和放热功率而异。例如，放热功率为1500兆瓦，水体积为30000立方米的大型空气储热设备的放电时间约为6小时（Kraft, 2015）。这就是说当发电厂通过其储热设备为用户提供250兆瓦的持续热能时，发电厂在原则上可以停止发电长达6个小时。

3.2 运行灵活性

本节对运行灵活性的概念进行了探讨。为便于阅读，报告的其余部分简称为“灵活性”。

灵活性

发电厂的灵活性可以被描述为其调整并入电网的净功率、其整体运行负荷范围和从静止启动到稳定运行所需的时间的能力。

表征火力发电厂灵活性的关键参数如图14所示：

以下第3.2.1节到第3.2.3节对各灵活性参数进行了详细阐述。第3.2.4节描述了灵活运行对火力发电厂的寿命成本和运行维护（O&M）成本的影响。

3.2.1 最小负荷

最小负荷 $P_{\text{最小}}$ ，描述了发电厂在稳定运行条件下可以提供的最低净功率。以额定负荷的百分比 $P_{\text{额定}}$ 为量度。图15显示了具有关键功率变量的发电厂的示意性负荷曲线。

在该图中，最小负荷被假设为额定功率 $P_{\text{额定}}$ 的30%。接入电网的净功率 $P_{\text{净}}$ 可以在最小负荷至额定负荷之间变动。最小和额定负荷之间的范围称为部分负荷。

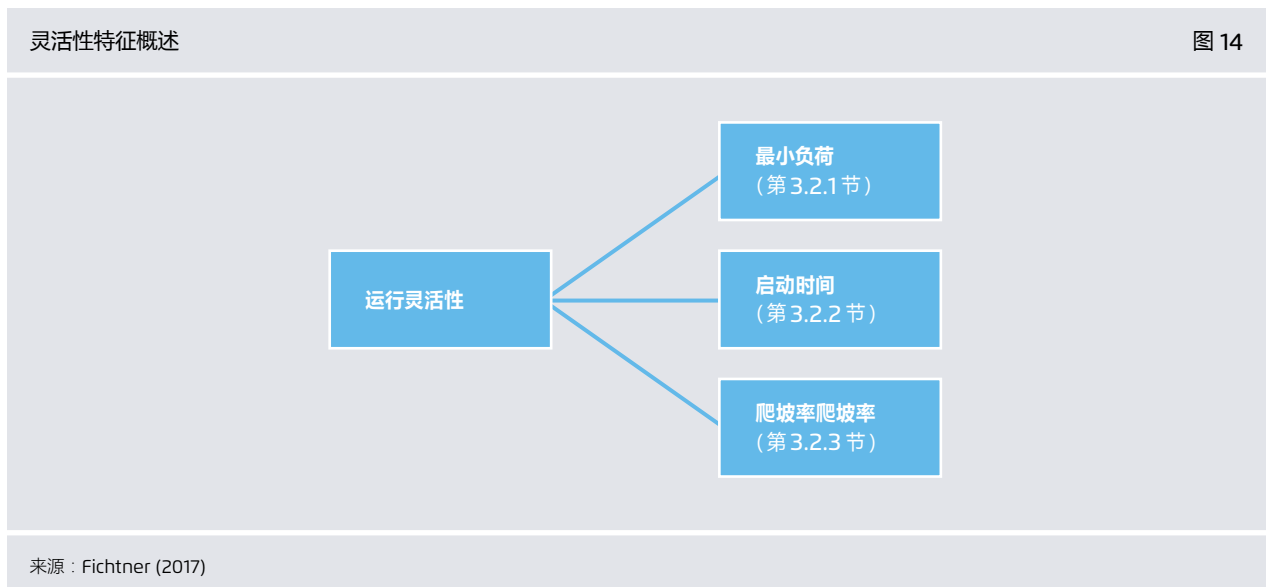
对灵活性的影响

最小负荷越低，发电容量范围越大。较低的最小负荷可以避免昂贵的启动和停机。

缺点

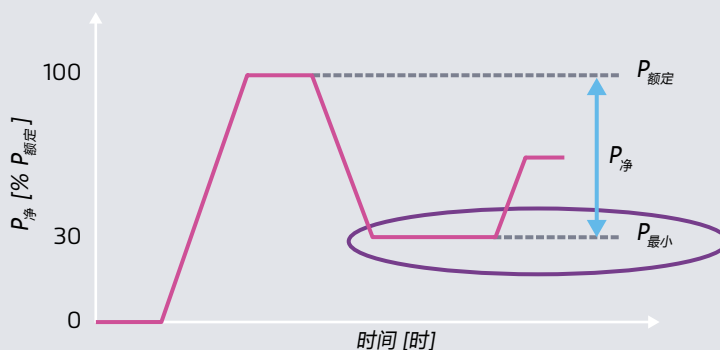
在最小负荷下，发电厂运行效率较低¹⁴。

14 低负荷运行的典型问题也包括对硫氧化物和粉尘排放量的影响。本报告未对此问题进行详细研究。有关更多信息，请查阅美国国家可再生能源实验室2014年的研究成果（NREL）（2014）。



发电厂负荷曲线的示意图（已标出关键功率变量）

图 15



来源：Fichtner (2017)

局限性

负荷越低，越难在没有补充燃烧的情况下确保稳定燃烧¹⁵

的其他因素包括停机时间（电厂停止运行的时间）和冷却速率。图16为一个简化的启动时间说明。

3.2.2 启动时间

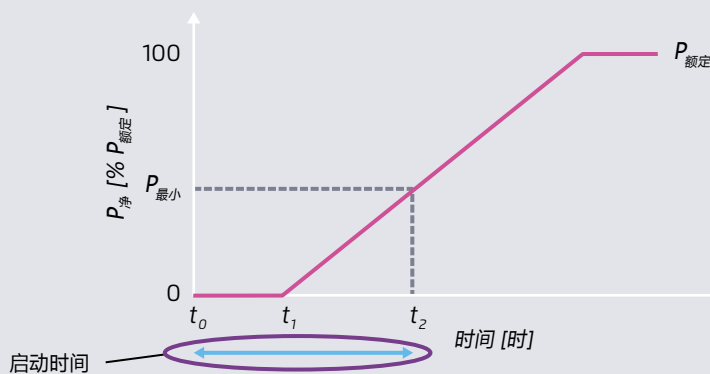
启动时间的定义为从电厂开始运行直至达到最小负荷的时间段。不同发电技术的启动时间差异很大。影响启动时间

启动开始后 (t_0)，在 t_1 之前没有功率接入电网。 t_1 后，净功率逐渐开始增加。如上所述，启动时间被定义为从电厂开始运行 (t_0) 至达到最小负荷 (t_2) 的时间段。一般而言，负荷曲线斜率约大，启动时间越短。根据 (Gostling, 2002) 的研究成果，发电厂的启动类型包括以下几种：

15 补充燃烧描述的是，除煤粉之外燃烧昂贵的辅助燃料（例如：重油或天然气）的过程。这样可以稳定锅炉中的火焰。在燃煤发电厂的启动程序中通常需要此类燃料。

简单启动过程（从静止到额定运行）中的净功率变化情况

图 16



来源：Fichtner (2017)

热启动：
发电厂停运不足8小时。

温启动：
发电厂已停运8至48小时。

冷启动：
发电厂已停运超过48小时。

通常，由于启动期间的温差较大，冷启动给电厂部件施加的应力比热启动要大。

对灵活性的影响

启动时间越短，发电厂达到最小负荷的速度就越快。

缺点

更快的启动会对发电厂部件造成更大的热应力，从而缩短其寿命。

局限性

厚壁部件可以承受的热梯度，单位为开尔文每分钟

(K/min)，会限制电厂的启动速度。此外，自动化技术的发展情况也是一个限制因素。¹⁶

3.2.3 爬坡率

爬坡率描述的是发电厂在运行期间改变其净功率的速度。在数学上，可将其描述为净功率变化量 $\Delta P_{\text{净}}$ 与时间变化量 Δt 的比值。

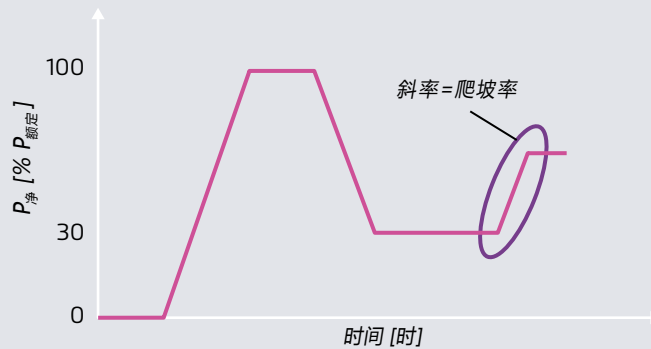
$$\text{爬坡率} = \frac{\Delta P_{\text{净}}}{\Delta t}$$

通常，爬坡率以兆瓦每分钟 (MW / min) 或以每分钟的额定负荷百分比 (% $P_{\text{额定}}$ /min) 表示。一般来说，爬坡率在很大程度上取决于发电技术，第3.3节将对此予以讨论。图17给出了随时间变化的定性负荷曲线，爬坡率在图中以斜率呈现。

16 温度升高会导致金属热膨胀。在冷启动期间，温度随时间而变化，从初始环境温度直至到达额定运行温度。当部件壁厚发生变化时，温度会沿着空间变化。不同的热膨胀状态会形成热应力。通常，以开尔文每分钟 (K/min) 为单位的允许热梯度，用于将热应力保持在破坏性阈值以下。

突出爬坡率的发电厂负荷曲线的定性描述

图 17



来源：Fichtner (2017)

对灵活性的影响

更快的爬坡率允许发电厂运营商更快地调整电厂净功率以满足电力需求的变化。

缺点

燃烧温度的快速变化给电厂部件带来热应力。

局限性

厚壁部件的允许热应力和允许非对称变形会限制爬坡率。对于燃煤发电厂，蒸汽发生器的存储特性，燃烧所使用的燃料质量（对温度变化有直接影响）以及磨煤机与汽轮机响应之间的时间差也是限制因素。

3.2.4 灵活运行对火力发电厂的寿命和运维（O&M）成本的影响

本节描述了火电厂的灵活性运行对其寿命及相关成本的影响。

1. 灵活运行对寿命的影响

灵活运行（高爬坡率和多次启动）会对发电厂的寿命带来重大影响（Ziems等，2012）。特别对于厚壁部件来说，其受由爬坡率和启动产生的热应力的影响较大。超过50% $P_{\text{额定}}$ 的负荷变化（从 $P_{\text{额定}}$ 的40%到100%）和冷启动对这些部件施加的压力最大。

然而，具体的寿命消耗取决于许多参数（温度、压力等参数的变化），并且每个部件的情况不同。¹⁷ 灵活性措施所带来的具体影响以及与其有关的电厂寿命消耗可以通过使用模型进行计算。

比如，Ziems等人曾对罗斯托克（Rostock）的一个硬煤发电厂的基本运行模式和动态运行模式（每年启动50余次，爬坡率为基本运行模式的两倍高）进行了建模分析。在动态运行模式下，电厂的累计年寿命消耗从0.4%提高到了3.24%（增加了8倍）。该机组在基准情景下的理论寿命为250年，而在动态运行情景下只有31年（Ziems等，2012）。

¹⁷ 寿命消耗用来记录发电厂运行对部件寿命的影响。关键过程如启动或超过 $P_{\text{额定}}$ 50% 的负荷变化通常被分配一个特定的寿命消耗值作为部件寿命的百分比。例如，如果启动对给定部件的寿命消耗为0.005%，则可以在需要更换之前执行20,000次启动。

在实践中，频繁的物理部件检查（例如，X射线检查、裂纹测试和微结构检查）对于验证部件的健康性必不可少，因为建模结果“仅”是理论上的。

在德国，一些发电厂运营商明知提高电厂灵活性会在一定程度上缩短电厂寿命，但他们仍然对电厂采取了提高灵活性的改造措施。在某种程度上，这与未来的能源政策向取代煤炭的趋势倾斜有关。这也是德国发电厂灵活性比其他国家发电厂更高的原因之一。

一般来说，不能认为寿命消耗一定带来收入损失。这主要是由于电厂寿命消耗及相关的收入损失主要取决于电厂未来的收入、运行情况、及维护策略等。

2. 灵活运行对运行维护成本的影响

厚壁部件的寿命消耗与运维成本没有直接关系。高压线路中受影响的部件（总管等）的设计通常是在电厂的整个寿命（通常为40年）内使用。根据美国国家可再生能源实验室的研究成果（NREL）（2014），对于电力系统而言，可再生能源发电越多，化石燃料发电厂的循环成本越高，例如，无可再生能源的系统循环成本为0.5-1.3美元/兆瓦，而可再生能源占比为33%的系统循环成本则增加到1.0-3.0美元/兆瓦时。就这一点而言，相当于将可变运维成本总额增加约2-5%（27-28美元/兆瓦时）。

从系统角度来看，与风能和太阳能发电的燃料节约量相比，这些增加的成本相对较小。

一座电厂的寿命很大程度上取决于外部因素（电价、二氧化碳、燃料等）。但是，如果需要更换部件，则会产生大量成本（>100万欧元）。

3.3 不同发电技术的灵活性参数比较

本节比较了上述四种火力发电技术的灵活性和二氧化碳排放。再次说明，这四种技术是：

- 褐煤发电厂；
- 硬煤发电厂；
- 单循环燃气轮机发电厂；
- 联合循环燃气轮机发电厂。

为确保比较的适当性，我们只考察了较大的发电机组（300兆瓦及以上）。此外，不同技术的发展状况在比较中也起着关键作用：

1. 最常用技术

“最常用技术”指的是典型的现有电厂设计。一般而言，目前常用的技术为10 - 20年前以当时最先进的设计建造的电厂。

2. 最先进技术

“最先进技术”描述的是当今投资新电厂项目时市场上最好的技术。

值得注意的是，每项发电技术的平均水平可能因地区而异。发达工业国家的“最常用”设计，如德国建于10-20年前的电厂，可能比欠发达国家的具有可比性的发电厂更为先进。第3.3.1节总结了每项发电技术的灵活性参数。

第3.3.2节探讨了每项技术的净效率和单位二氧化碳排放量。

3.3.1 灵活性参数

本节介绍并比较了四个发电技术的灵活性参数。共分为三个部分：

→ 第一部分：四项技术的一般性比较

第一部分为灵活性参数的一般比较。

→ 第二部分：最先进技术和最常用技术的详细比较

第二部分对最常用和最先进发电技术在灵活性方面进行了更深入的比较。

→ 第三部分：三个特定燃煤发电厂的比较

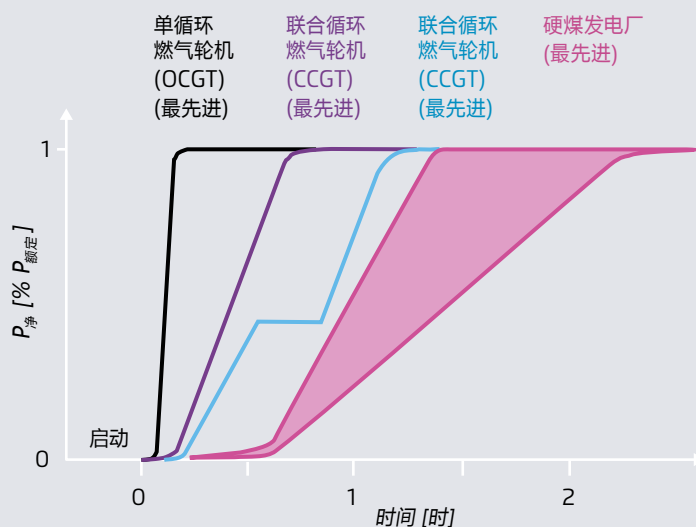
第三部分以德国和波兰的三个特定燃煤发电厂为例，对其灵活性参数进行了比较。

第一部分：四个技术的一般性比较

表1列举了各项最常用和最先进的发电厂发电技术（单循环燃气轮机、联合循环燃气轮机、硬煤和褐煤发电厂）的灵活性参数（最小负荷、爬坡率和启动时间）。主要发现是，与燃煤机组相比，燃气发电厂（OCGT和CCGT）的运行灵活性较高。如图18所示，与硬煤和褐煤发电厂相比，燃气电厂的启动时间明显较短，爬坡率也较高。

火电厂的爬坡率和启动时间的比较

图 18



来源：Fichtner (2017) 基于 (VDE, 2012)

各项最常用和最先进的发电厂发电技术的灵活性参数比较

表 1

特性	单循环燃气轮机	联合循环燃气轮机	硬煤发电厂	褐煤发电厂
最常用发电厂				
最小负荷 [% $P_{\text{额定}}$]	40–50 %	40–50 %	25–40 % ^a	50–60 %
平均爬坡率 [% $P_{\text{额定}}$ /分钟]	8–12 %	2–4 %	1.5–4 %	1–2 %
热启动时间 [分钟] 或 [小时]	5–11 分钟 ^b	60–90 分钟	2.5–3 小时	4–6 小时
冷启动时间 [分钟] 或 [小时]	5–11 分钟 ^c	3–4 小时	5–10 小时	8–10 小时
最先进发电厂				
最小负荷 [% $P_{\text{额定}}$]	20–50 %	30–40 % (20 % 为二次燃烧 ^d)	25 ^e –40 % ^f	35 ^g –50 %
平均爬坡率 [% $P_{\text{额定}}$ /分钟]	10–15 %	4–8 %	3–6 %	2–6 ^h %
热启动时间 [分钟] 或 [小时]	5–10 分钟 ⁱ	30–40 分钟	80 分钟–2.5 小时	1.25 ^j –4 小时
冷启动时间 [分钟] 或 [小时]	5–10 分钟 ⁱ	2–3 小时	3–6 小时	5 ^k –8 小时

a 来源：(Heinzel, Meiser, Stamatelopoulos 和 Buck, 2012)

b 大型重型燃气轮机如西门子 SGT5-4000F 的启动时间通常较长。快速启动大约 11 分钟，正常启动约 30 分钟。

c 可在设备最大额定功率下连续燃烧的燃料量乘以燃料的净热值，以兆瓦热量表示。热量输入由电厂制造商确定。

d SC (二次燃烧)：一些最先进的联合循环燃气轮机发电厂配备有二次燃烧，该技术能够帮助电厂实现非常低负荷运行且不超过排放限值。

e 参见 (Then, 2016)

f 最小负荷：25-30%为“再循环模式”，35-40%为“一次通过模式”。

g 参见博克斯贝格 (Boxberg) “机组 R”，最小负荷为 35%。

h 参见波兰“比查度 (Belchatow) II 机组 1”发电厂或德国博克斯贝格发电厂，二者的爬坡率均高达 P 额定的 6%。

i 大型重型燃气轮机如西门子燃气轮机 SGT5-8000H 的启动时间通常较长。快速启动大约 11 分钟，正常启动约 30 分钟。

j 参见博克斯贝格发电厂“机组 R”，启动时间 (热) 为 75-85 分钟。

k 参见博克斯贝格发电厂“机组 R”，启动时间 (冷) 为 290-330 分钟。

来源：Fichtner (2017)；原始来源：(VDE, 2012), (Steck & Mauch, 2008) 和 (Balling, 2010)。技术数据来自原始设备制造商 (OEM)。

表1突出了最常用发电厂的以下几个方面：

最小负荷

硬煤发电厂的最小负荷可以达到额定负荷的25%。褐煤发电厂的灵活性最低，其最小负荷为额定负荷的50–60%。这主要是由于燃烧稳定性问题，这一问题在褐煤发电厂较大锅炉的设计中更为显著。

平均爬坡率

在平均爬坡率方面，单循环燃气轮机的灵活性最大，其每分钟的出力变化可以达到额定功率的8–12%。由于蒸汽发生器和蒸汽轮机的热惯性，单循环燃气轮机的响应明显快于联合循环燃气轮机配置 (Cziesla等, 2013)。

由于部件尺寸大以及燃料输入增加和汽轮机响应之间的时间差，燃煤发电厂的爬坡率相对较低 (Cziesla等, 2013)。

启动时间

与平均爬坡率一样，不同技术之间的热启动时间差异很大。两种燃气轮机的热启动时间比燃煤发电厂快得多。

对于燃气轮机来说，启动时间包括使汽轮机进入旋转运动所需的时间、启动点火的时间、达到额定旋转速度的时间以及同步发电机的时间。

然而，对于燃煤发电厂来说，启动过程要复杂得多。它需要辅助系统的运行，例如：冷却泵、风扇和燃烧器。此外，较大的部件需要更长时间才能达到开始运行的温度水平。

如表1所示，最先进发电厂的灵活性与最常用技术相比已有显著提高：

最小负荷

若采用最先进技术，单循环燃气轮机发电厂的最小负荷可以降低到额定负荷的20%，褐煤发电厂的最小负荷可以降低到额定负荷的35%。这相对于最常用技术而言是一个明显改善。

爬坡率

采用最先进技术的灵活性发电厂的爬坡率可以比采用最常用技术的发电厂高出2-3倍。最先进的燃煤发电厂（硬煤和褐煤）的爬坡率可以达到或超过最常用的联合循环燃气轮机燃气发电厂。

启动时间

采用最先进技术的发电厂，其启动时间远远低于采用最常用技术的发电厂，但单循环燃气轮机除外。特别要指出的是，褐煤发电厂的启动时间可以缩短多达几个小时。新型硬煤发电厂的热启动时间已接近于最常用的联合循环燃气轮机。

但必须指出的是，即使采用最先进的发电技术，燃煤发电厂（硬煤和褐煤）的灵活性仍低于燃气发电机组，尤其是在启动时间和爬坡率两个方面。

第二部分：最先进技术与最常用技术的详细比较

1) 最小负荷

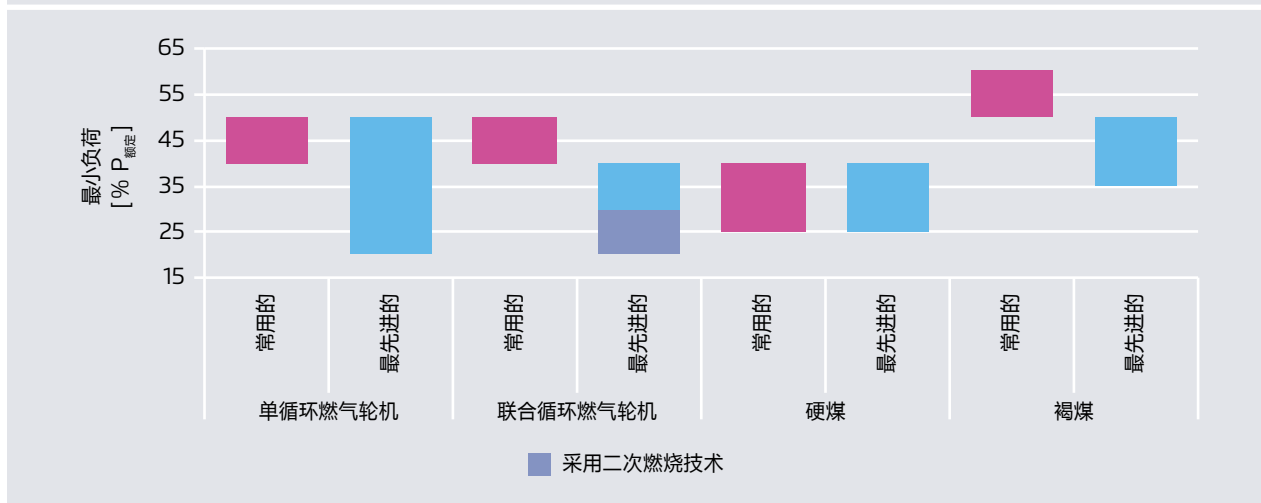
若采用最常用技术，硬煤发电厂的最小负荷最低，为 $P_{\text{额定}}$ 的25-40%，如图19所示。单循环燃气轮机和联合循环燃气轮机的最小负荷略高，在 $P_{\text{额定}}$ 的40-50%之间。褐煤发电厂的最小负荷最高，为 $P_{\text{额定}}$ 的50-60%。

如图19所示，与最常用技术相比，采用最先进技术可以明显提高电厂的灵活性。技术进步显著降低了单循环燃气轮机和联合循环燃气轮机发电厂的最小负荷，其最小负荷分别降至 $P_{\text{额定}}$ 的20-50%和20-40%（采用二次燃烧技术）。

最先进的褐煤发电厂的最小负荷已大大降低，从50-60%降至了35-50%。但是，它们在最小负荷方面提供的灵活性仍然最小。

不同发电类型的最常用发电厂和最先进发电厂在最小负荷方面的比较（基于表1的值）

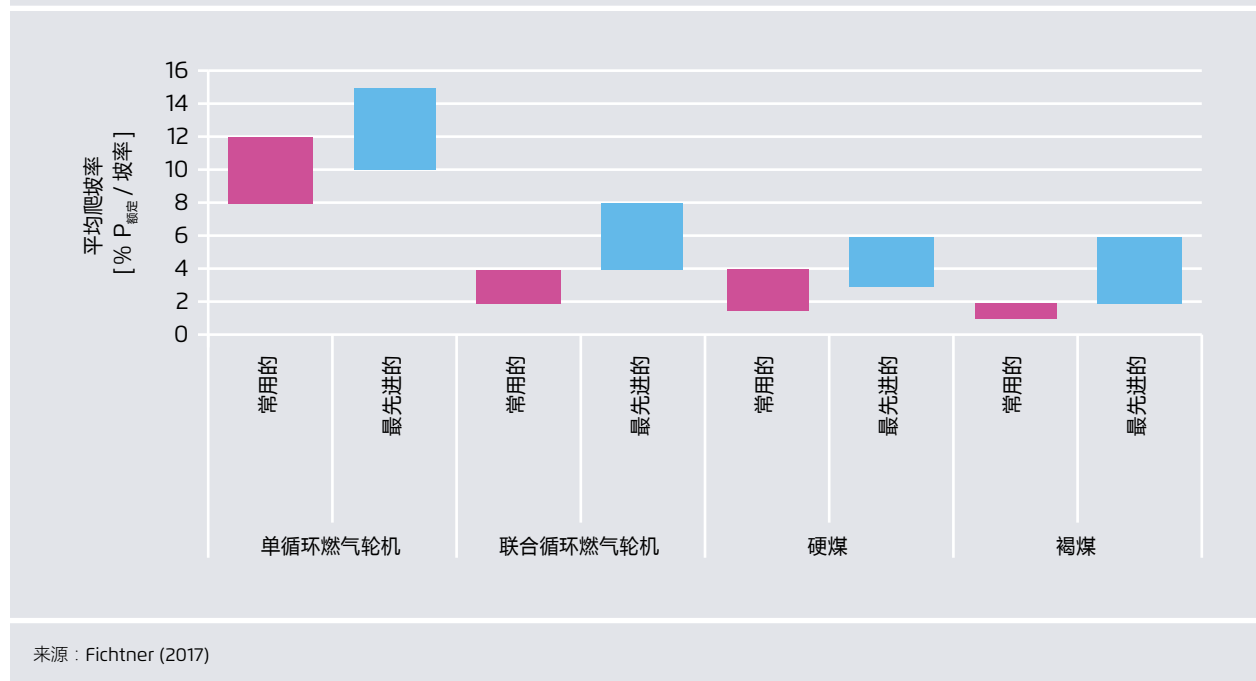
图 19



来源：Fichtner (2017)

不同发电类型的最常用发电厂和最先进发电厂在平均爬坡率方面的比较（基于表1的值）

图 20



2) 爬坡率

图20对拥有最常用技术的发电厂和最先进技术的发电厂在平均爬坡率方面进行了比较。从图中可以看出，单循环燃气轮机发电厂的爬坡率最高，最常用发电厂达到8-12% $P_{\text{额定}}$ /分钟，最先进发电厂达到10-15% $P_{\text{额定}}$ /分钟。

联合循环燃气轮机发电厂的爬坡率比单循环燃气轮机发电厂低约两到四倍。然而，最先进的联合循环燃气轮机的爬坡率（4-8% $P_{\text{额定}}$ /分钟）相对于最常用联合循环燃气轮机技术（2-4% $P_{\text{额定}}$ /分钟）已有明显改善。硬煤发电厂与联合循环燃气轮机发电厂的爬坡率相似，最常见的硬煤发电厂的爬坡率达到1.5-4% $P_{\text{额定}}$ /分钟，而最先进的硬煤发电厂的爬坡率达到3-6% $P_{\text{额定}}$ /分钟。在所有发电技术中，最常用的褐煤发电厂的平均爬坡率最低，为1-2% $P_{\text{额定}}$ /分钟。但是，最先进的褐煤发电厂的功率提升速度明显增快，其平均爬坡率可达2-6% $P_{\text{额定}}$ /分钟（而最常用技术为1-2% $P_{\text{额定}}$ /分钟）。

3a) 启动时间（热启动）

图21展示了最常用和最先进技术的发电厂之间在热启动方面的区别。在这两个类别中，就不同的发电技术（5-11分钟）而言，单循环燃气轮机的启动时间最短，其次是联合循环燃气轮机、硬煤发电厂和褐煤发电厂。

单循环燃气轮机的热启动时间范围仅略有降低，从5-11分钟（最常用技术）降到了5-10分钟（最先进技术）。联合循环燃气轮机采用最先进发电技术（热启动时间为30-40分钟），这比采用最常用发电技术（热启动时间为60-90分钟）的热启动时间降低了近一半。

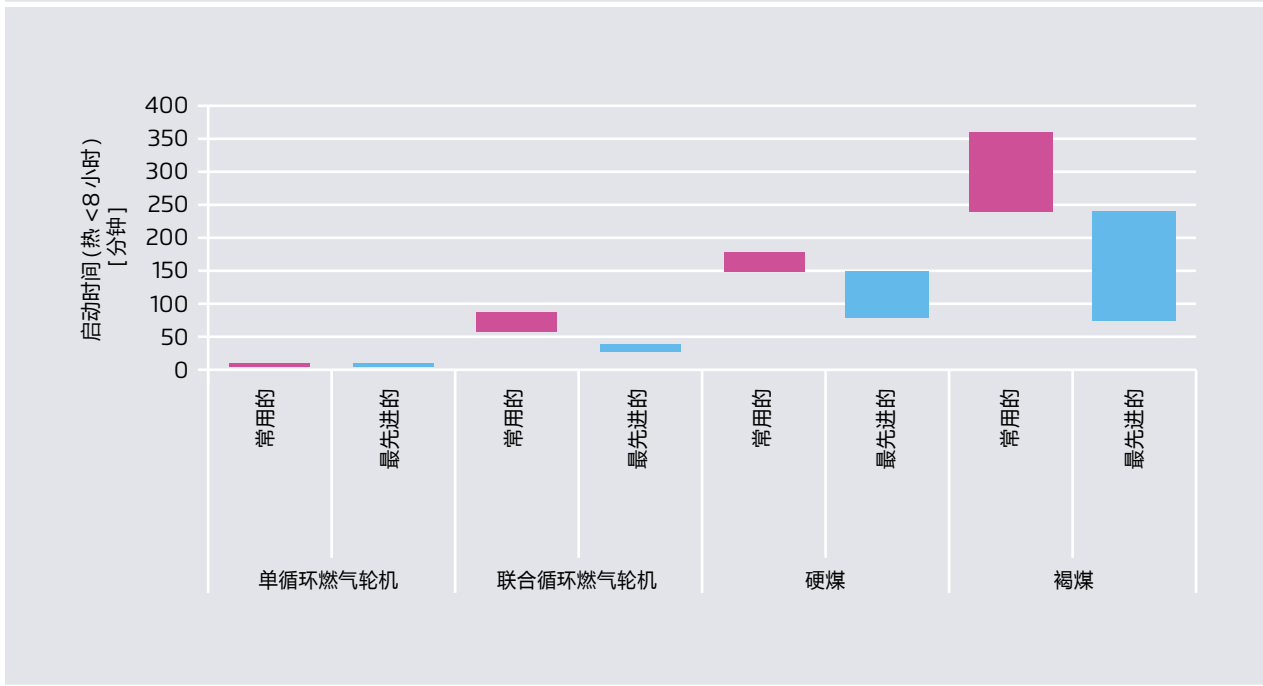
若采用最先进技术，硬煤发电厂的热启动时间可以从150-180分钟降低到80-150分钟。褐煤发电厂的热启动时间将大大减少，从240-360分钟（最常用技术）降低到75-240分钟（最先进技术）。

3b) 启动时间（冷启动）

图22对拥有最常用技术的发电厂和最先进技术的发电厂在冷启动方面进行了比较。单循环燃气轮机的冷启动时间最短，最常用技术为5-11分钟，最先进技术为5-10分钟，其次是联合循环燃气轮机、燃煤发电厂和褐煤发电厂。单循环燃气轮机采用最先进发电技术（120-180分钟）比采用最常用发电技术（180-240分钟）的冷启动时间有明显改善。

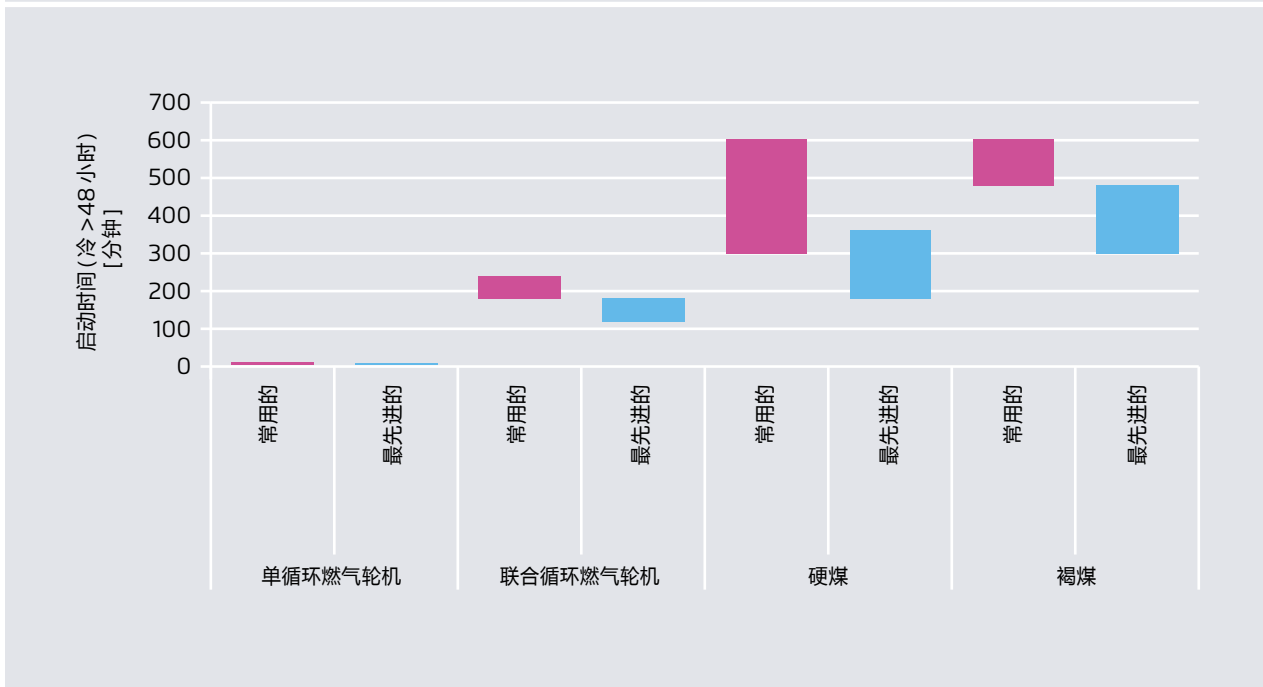
最常见的硬煤和褐煤发电厂的冷启动时间最长，因此，相比之下，其在所有发电技术中灵活性最低。硬煤发电厂的冷启动时间在300-600分钟之间。褐煤发电厂的冷启动时间为480-600分钟，慢于硬煤发电厂。最先进的硬

不同发电类型的最常用发电厂和最先进发电厂在启动时间方面的比较（热启动，停运不足2小时）（基于表1的值） 图 21



来源：Fichtner (2017)

不同发电类型的最常用发电厂和最先进发电厂在启动时间方面的比较（冷启动，停运时间大于48小时）（基于表1的值） 图 22



来源：Fichtner (2017)

煤发电厂的冷启动时间缩短了180-360分钟。最先进的褐煤发电厂的冷启动时间范围为300-480分钟。

第三部分：三个特定燃煤发电厂的比较

本节对三个最先进的燃煤发电厂的灵活性进行了比较。

波兰比查度发电厂（新机组）

比查度发电厂是欧洲最大的发电厂，被列为世界上最大的化石燃料发电厂之一。其总装机容量为4400兆瓦，发电量占波兰总发电量的近20%（SGS工业服务公司，2011）。858兆瓦新型褐煤发电机组“比查度II 1号机组”于2011年竣工。其最小负荷为45%，爬坡率为2-6%，启动时间为140分钟（热启动）和360分钟（冷启动），属于最先进的褐煤发电厂。

德国瓦尔苏姆（Walsum）发电厂

瓦尔苏姆发电厂的“10号机组”于2013年竣工。该新硬煤发电机组的装机容量为725兆瓦（STEAG有限公司，未注明日期）。最小负荷为额定负荷的35%，爬坡率在3.5-6%之间。启动时间（热启动）为66分钟，略小于表

1中给出的平均典型时间范围（80分钟）。启动时间（冷启动）约为290分钟。

德国博克斯贝格发电厂

博克斯贝格是德国东部的一家褐煤发电厂，总装机容量为2575兆瓦。2012年竣工的最新机组“机组R”的装机容量为675兆瓦。它所使用的材料、锅炉和汽轮机技术均是最新最先进的（LEAG，未注明时间）。该新机组的最小负荷为额定负荷的35%，爬坡率为4.6-6%。热启动和冷启动的时间分别为75-85分钟和290-333分钟。

表2列举了这些燃煤发电厂的灵活性参数。

表2的数据显示，这些发电厂属于最先进的发电厂。

3.3.2 二氧化碳排放量

本节对火力发电技术的净效率和单位二氧化碳排放量进行了比较。净效率表示发电厂在额定负荷下的运行效率。因为发电厂在部分负荷下运行效率较低，所以其年平均效率低于净效率。

波兰和德国三个最先进的燃煤发电厂比较

表 2

名称	比查度(波兰)	瓦尔苏姆(德国)	博克斯贝格(德国)
燃料类型	褐煤	硬煤	褐煤
最小负荷 [% $P_{\text{额定}}$]	45% (45-50%)*	35% (25-40%)	35% (45-50%)
平均爬坡率 [% $P_{\text{额定}}$ /分]	2-6% (2-6%)	3.5-6% (3-6%)	4.6-6% (2-6%)
热启动时间 [分钟] 或 [小时]	140 分钟 (1.25-4 小时)	66 分钟 (80 分钟-2.5 小时)	75-85 分钟 (1.25-4 小时)
冷启动时间 [分钟] 或 [小时]	360 分钟 (5-8 小时)	290 分钟 (3-6 小时)	290-330 分钟 (5-8 小时)

* 斜体数值代表的是最先进发电厂的平均值，以表 1 Fichtner (2017) 为基础。

来源：Fichtner (2017)

最常用的发电技术运行时的净效率和单位二氧化碳排放量

表 3

特性	单循环燃气轮机	联合循环燃气轮机	硬煤发电厂	褐煤发电厂
净效率 [%]	39.5 %	达到 59 %	43 %	42.5 %
燃料单位二氧化碳排放量 [g CO ₂ /kWh _{th}]	202-300	202-300	325-350	340-410
发电二氧化碳排放量 [g CO ₂ /kWh _{el}]	511-759	342-508	756-814	800-965

来源：Fichtner (2017), Prognos (2016) 和 INAS (2014)

最先进发电厂在额定运行时的净效率和单位二氧化碳排放量

表 4

特性	单循环燃气轮机	联合循环燃气轮机	硬煤发电厂	褐煤发电厂
净效率 [%]	39.7 %	60 %	46 %	43 %
单位燃料的二氧化碳排放量 [g CO ₂ /kWh _{th}]	202–300	202–300	325–350	340–410
单位电量的二氧化碳排放量 [g CO ₂ /kWh _{el}]	509–756	337–500	707–761	791–953

来源：Fichtner (2017), Prognos (2016) 和 INAS (2014)

不同技术的二氧化碳排放量取决于具体的电厂净效率和燃料排放量。不同燃料在全生命周期内的二氧化碳排放量取决于不同其碳强度以及勘探和运输所采用的技术。

表3总结了最常用发电技术的数值。

表3显示，联合循环燃气轮机的净效率较高，高达59%。褐煤和硬煤发电厂的净效率类似，但单位二氧化碳排放量显著不同。这主要与褐煤二氧化碳排放量高有关。

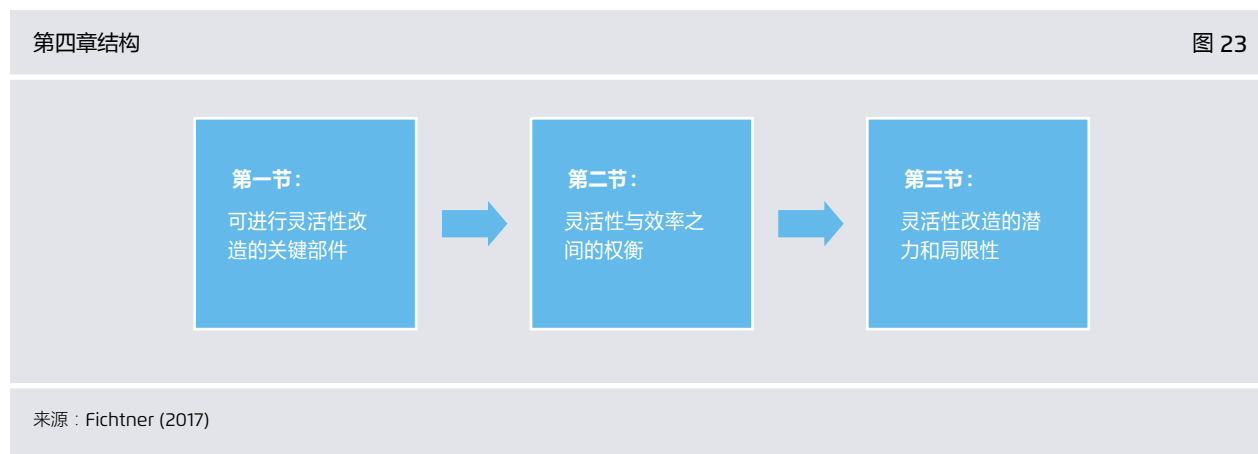
表4总结了最先进发电技术的数值。

在所考虑的发电技术中，最先进的联合循环燃气轮机效率最高。硬煤发电厂在两个发展阶段取得了最大的进步，净效率提高了3%。单循环燃气轮机的净效率采用最先进技术时比采用最常用技术仅增加了0.3%。

单循环燃气轮机的二氧化碳排放量低是由于其效率较高和天然气的燃料特性造成的。褐煤的单位二氧化碳排放量最高。

第4.2节和第5.2节就灵活运行对发电厂效率和二氧化碳排放量的影响进行了更详尽的探讨。

4. 改造燃煤发电厂以提升其灵活性 – 方案、潜力和局限性



本章探讨了为提高电厂灵活性而对关键电厂部件的改造措施。（在探讨时尽量考虑了各种可用方案，并通过定量数据对这些方案进行了分析。）除此以外，我们还对如何权衡灵活性和效率的问题进行了讨论，并阐述了灵活性改造的潜力和局限性。

本章的结构如图23所示。

首先介绍相关概念的定义：

改造

在电厂技术领域，改造被定义为发电厂部件或子系统的现代化改造或升级。一般来说，改造是作为大修的一部分进行的，通常需要电厂停运数周。

进行改造的原因有多种，例如：提高电厂效率、增加灵活性或延长部件的使用寿命。本章仅关注旨在提高运行灵活性的改造。

4.1 灵活性改造的关键部件

为了更好地了解燃煤发电厂的运行情况，应对其子系统进行更细致地分析。图24为一个燃煤发电厂示意图，其被分解为20个子系统。每个子系统在电厂中均发挥着重要作用。

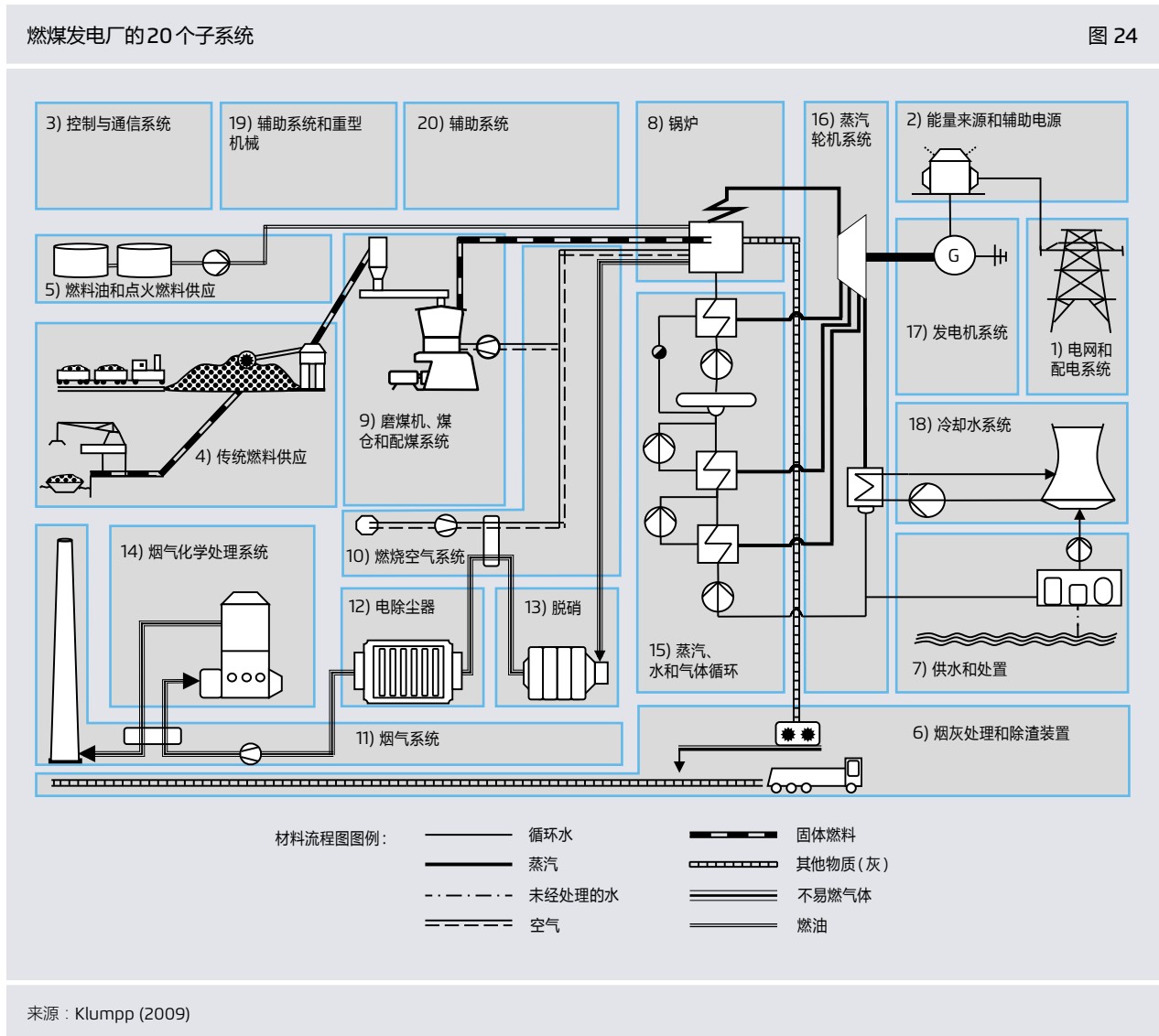
研究表明，以下子系统的改造是提高电厂灵活性的最有效手段：

3 – 控制和通讯系统

该子系统是发电厂的“操作系统”，包括用于在子系统之间进行控制和通信的所有组件。此外，它还能控制锅炉内的温度和压力。

5 – 点火用燃油和燃料的供应

为启动煤炭燃烧，锅炉内部的空气量必须达到一定的温度和压力。这通常通过燃烧辅助燃料（例如：石油或天然气）来完成。该子系统在燃煤发电厂启动时起着至关重要的作用。



8 - 锅炉

锅炉的主要任务是将进水转化为蒸汽。因此，它也被称为蒸汽发生器。目前，通常使用的是单道、直流锅炉（常为塔式设计）（参见图25）。辐射加热的表面（锅炉内部表面，如图25所示红色）内部安装有管道，水在此蒸发，产生蒸汽。使蒸汽过热的对流管束垂直安装在燃烧器上方。蒸汽温度通常限制在560/600°C，允许使用常规的铁素体管材料。

清除煤燃烧产生的烟灰的两个主要方法为**液态排渣**和**干式除灰**。

使用干式除灰时，燃烧主要发生在尺寸较小、冷却较少的熔炉中。由于液态排渣炉中的温度高于烟灰的熔化温度，因此会产生熔灰，从而被转移并作为融合颗粒释放。

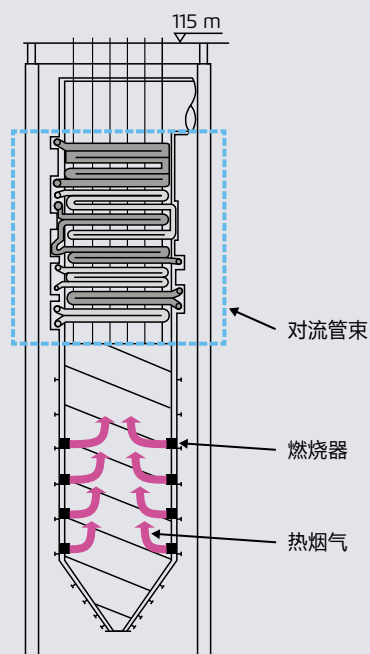
在干式除灰情况下，烟灰通过底部漏斗和静电除尘器排出。烟灰由烟气吹扫，此时烟灰处于干燥、固体状态。

由于燃烧温度高，液态排渣炉的氮氧化物排放量高，尽管采取了燃烧改进措施，也只能使氮氧化物的排放量勉强低于联邦环境条例规定的排放限值。¹⁸ 限值越大，对燃烧温度的限制越严格。

¹⁸ 参见 (NREL 2014) 了解更多有关循环对氮氧化物排放量的影响。

塔式结构锅炉示意图

图 25



来源：Fichtner (2017), 基于 Strauss (2016) 和 Scheffknecht (2005)

液态排渣燃烧系统的优点在于，烟灰可以作为一种常见的工业建筑材料被销售，从而使炉渣完全回收。

燃烧器燃烧来自磨煤机（图24中的子系统9）的煤粉。煤粉的优点在于其燃烧类似于气体燃烧（Strauss, 2016）。该技术可用于大多数煤炭类型。煤粉通过空气流被从磨煤机输送到燃烧器。在燃烧器中，煤将与来自磨煤机的空气（一次空气）和用于燃烧的补充空气（二次空气）一起燃烧。

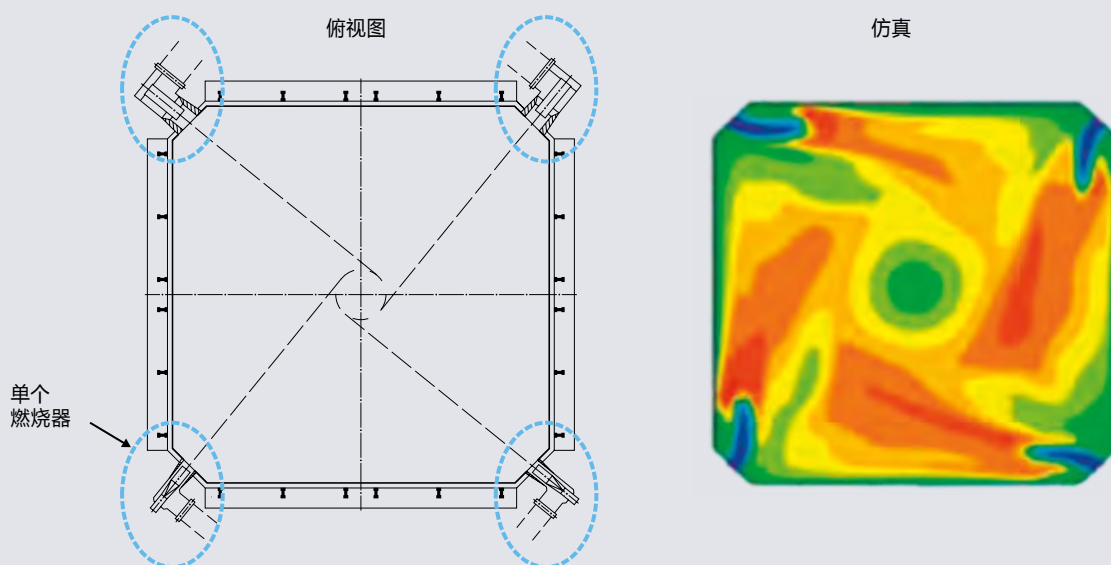
燃烧器的结构可分为两种类型：**直流燃烧器**和**旋流燃烧器**。直流燃烧器最常用于切向燃烧（图26）。两个射流之间的速度差会混合一次空气和二次空气。

仿真图中的颜色表示温度。煤粉在空气流中有煤粉燃烧的地方，温度达到最高（红色和橙色）。

在旋流燃烧器中，空气被同心吸入。两种空气流的混合会受其速度差异的影响。与直流燃烧器不同，旋流燃烧器可以作为单个燃烧器安装在锅炉中，这会大幅降低对设计的约束（Strauss, 2016）。

四角切圆的切向燃烧器

图 26



来源：Strauss (2016) 和 Heinzel 等。(2012)

9 - 磨煤机、煤仓和配煤系统

在该子系统中，原煤被粉碎成煤粉（PC）。

褐煤发电厂使用风扇磨机对煤进行粉碎，并用热烟气（高达1000°C）对其进行干燥。

硬煤发电厂使用立式磨机或球磨机生产煤粉。由于硬煤含水量（2-7%）明显低于褐煤（45-60%），所以干燥过程的能量消耗要低得多。热空气流足以将硬煤的剩余水分排出。在碾磨过程之后，煤粉被吹入锅炉。

一般来说，管式磨机比风扇磨机更灵活。管式磨机使用旋转柱体对煤进行粉碎。在这三种类型中，球磨机的惰性最强（Scheffknecht, 2005）。

15 - 蒸汽、水和气体循环

该子系统与锅炉和蒸汽轮机紧密相连。其功能还包括给水预热等。

给水进入锅炉之前，会由不同的热交换器对其进行预热。通常，这一过程通过从蒸汽轮机中提取热蒸汽并在热交换器中冷却来完成。给水的温度随其通过热交换器而提高。预热给水是提高发电厂效率的重要过程。

16 - 蒸汽轮机

蒸汽轮机将压力和热能转化为机械能，即机械转动能。不同于在热烟气流中转动的燃气轮机，蒸汽轮机在汽化水中转动。

在大型发电厂中，蒸汽轮机系统包含高压、中压和低压三个部分。蒸汽轮机安装在连接发电机（图24中的子系统17）的公共轴上，带动发电机将机械能转化成电能。

提高火电厂运行灵活性的改造措施如下。

4.1.1 降低最小负荷的方案

我们首先回顾一下降低最小负荷改善电厂运行的原因。

降低最小负荷的理由

降低最小负荷是有益的，因为这会提供增加发电容量的范围。这有助于电厂在电力需求较低时保持运行，从而避免昂贵的启停机过程。从系统角度来看，通过降低传

统发电厂的最小负荷，可以消纳更多的可再生能源电力，从而避免可能的弃水、弃风、弃光现象。

硬煤发电厂最小负荷的降低在一定程度上受到技术上的限制。根据Heinzel等人的研究成果（Heinzel等, 2012），这些限制因素包括炉火稳定性（参见下面的解释）、火焰控制、点火、未燃煤和一氧化碳排放量等。

炉火不稳定性的出现有以下几种原因，包括燃烧速率或燃料质量的突变、燃料-空气比例不恰当、或煤粉流量不均等（Sarkar, 2015）。在低负荷运行时，当热烟气不能完全点燃流入的煤粉时，炉火会变得不稳定。

在这些制约条件下，使用干式除灰法的硬煤发电厂的最小负荷通常为P额定的25-40%。对于液态排渣燃烧系统来说，因为保持液体烟灰流动所需的温度较高，所以其最小负荷为40%左右。对于褐煤发电厂而言，因为褐煤必须在磨粉过程中干燥，所以其最小负荷在40-50%之间。

针对此类技术限制，有以下几种改进方案：

方案1：间接燃烧

间接燃烧（IF）包括使用煤粉（PC）储存设施，即位于磨煤机和燃烧器之间的所谓的煤粉仓。这使得磨煤机和燃烧器之间的直接供应链解耦（图27）。

解耦有以下效果：

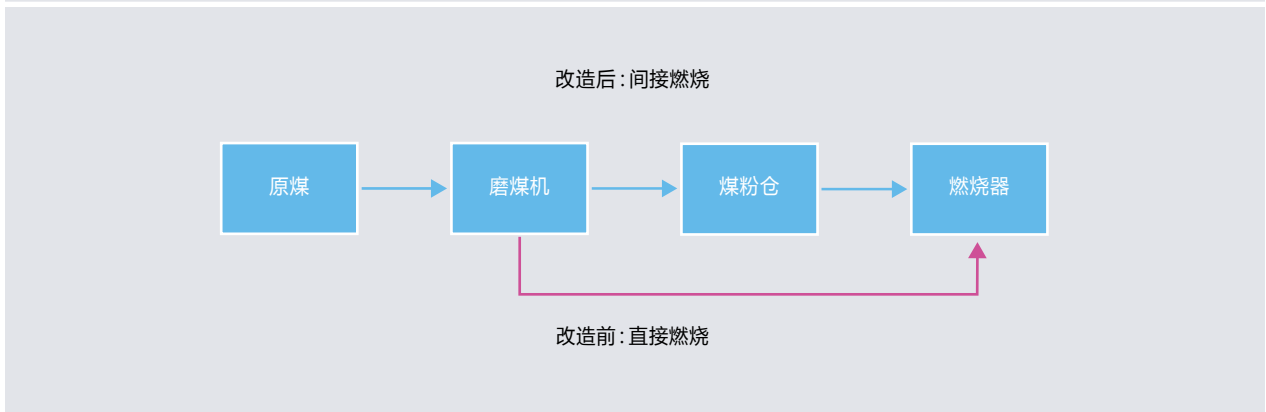
- 因为对炉火不稳定性响应速度更快，所以可以使低负荷状态下的炉火更稳定；
- 因为磨煤机在低负荷下维持额定运行，所以净功率输出减少；
- 由于减少了磨煤机和燃烧器之间配合的时间差，运行期间爬坡率增大。

效果a和b有助于降低接入电网的最小负荷。效果c将在第4.1.3节中讨论。

相比之下，对于直接燃烧（DF）而言，磨煤机必须在发电厂低负荷运行期间（例如，晚上）降低其负荷。因为煤粉可以储存在煤粉仓中，所以即使没有立即需要煤粉，磨煤机也可以通过间接燃烧在其额定负荷下运行。这样磨

煤炭供应至燃烧器的示意图

图 27



来源：Fichtner (2017)

煤所需的电力在低负荷时（例如，晚上）将有所增加。通过在低负荷时保持磨煤机额定运行，可以减少并入电网的净功率，如图28所示。

图28显示了间接燃烧和直接燃烧相比，并入电网的最小负荷 $P_{\text{最小}}$ 的减少量。 $P_{\text{最小, 间接燃烧}}$ 和 $P_{\text{最小, 直接燃烧}}$ 之间的差值源于磨煤机功率 $\Delta P_{\text{磨煤机}}$ 的差值。

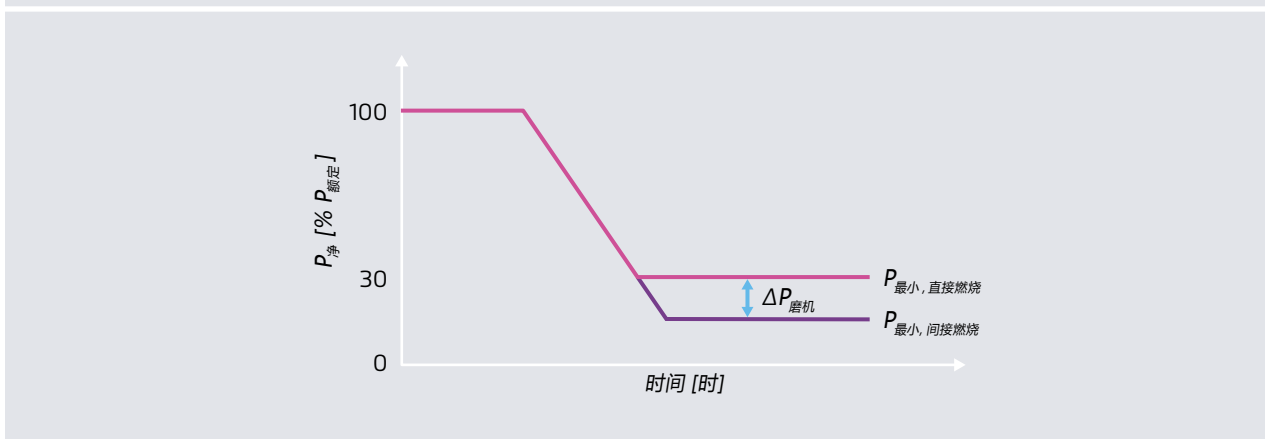
直接燃烧要求磨煤机在低发电厂负荷期间能够在部分负荷状态下运行。这将导致其效率降低，并增加单位二氧

化碳排放量。在间接燃烧过程中，磨煤机保持在额定功率，并以最佳效率运行，从而单位二氧化碳排放量相对减少。

根据 (Jeschke等, 2012)，将间接燃烧与分级旋流燃烧器改造相结合，可以将最低稳定燃烧速率从25-30%降低至10%。间接燃烧技术也适用于其他燃烧器，如直流式燃烧器等。

采用间接燃烧 (IF) 和直接燃烧 (DF) 技术的净功率

图 28



来源：Fichtner (2017)

一般来说，燃烧速率和净功率是成正比的，即燃烧速率降低会导致最小负荷减少。燃烧速率较低的稳定炉火的另一个优点是可以将点火燃料（如：燃料油或天然气）的需求量降低95%。

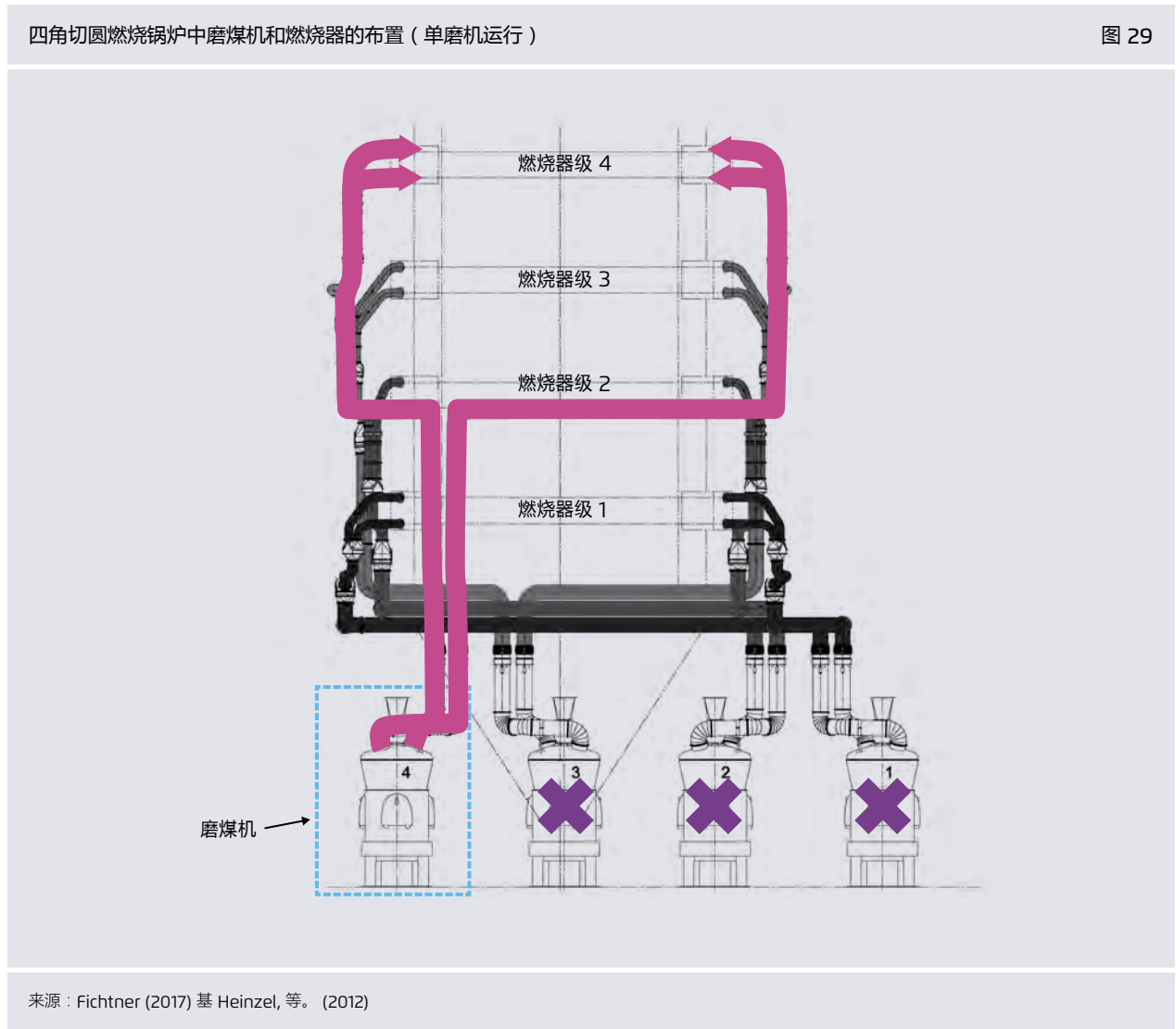
方案2：将双磨机运行转换为单磨机运行

磨煤机将褐煤和硬煤磨碎成煤粉（PC）。煤粉通过空气流（一次空气）输送到燃烧器，然后在锅炉内燃烧（图29）。在直接燃烧的情况下，降低发电厂净功率意味着燃烧器和磨煤机均要以部分负荷运行。在一定燃烧速率下，炉火会变得不稳定，这就要求发电厂控制器限制低负荷

运行，以避免锅炉内可能出现的破坏性压力脉冲。炉火稳定性通常反映了低负荷运行的最低阈值。

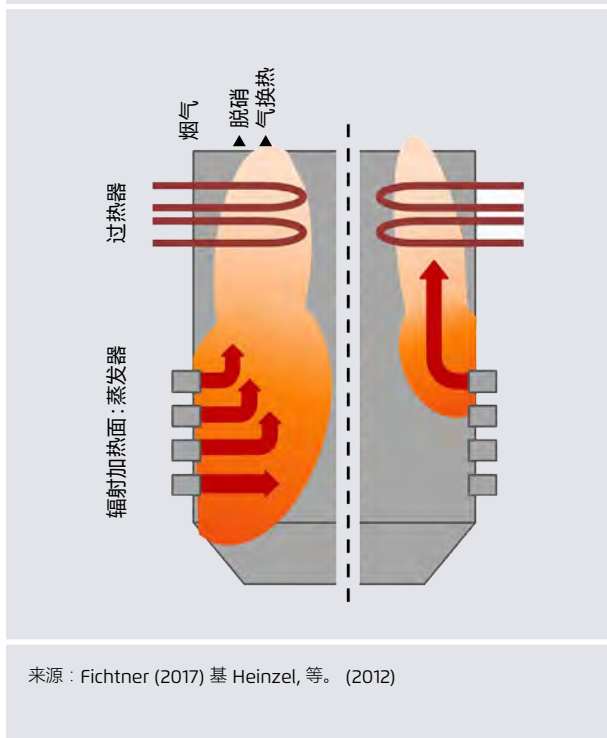
在净功率输出较小时，可以考虑关闭一些磨煤机（通常为4-6个），并使剩余磨煤机在更接近设计点的条件下运行。由于磨煤机通常为单燃烧器级提供煤粉，因此关闭磨煤机会使锅炉在燃烧级数量减少的情况下运行。

图29为硬煤发电厂锅炉中磨机/燃烧器布置图（Heinzel等，2012）。紫色十字标记的是关闭的磨机。粉红色箭头显示的是空气流先将煤粉从磨机4输送到燃烧器级4，再吹入锅炉内部（燃烧室）。



单磨机模式下四个燃烧器级（左）
与单燃烧器级（右）对比

图 30



在单磨机运行中，剩下的一个燃烧器将负责最高燃烧级的运行，以用来释放锅炉中的“较高”的热量（图30）。¹⁹

相对于双磨机运行，单磨机运行可在提高运行稳定性的同时，显著降低电厂的最小负荷。最小负荷运行的限制将从锅炉侧（主要是火焰稳定性）转移至发电厂的其他部分，如水-蒸汽回路。²⁰

在对海尔布隆7号机组和贝克斯巴赫机组（德国的两家硬煤发电厂（分别于1985年和1983年开始运行）（Heintel等，2012））进行的实验中，通过从双磨机运行转换至单磨机运行，可以将电厂的最小负荷降至额定功率的12.5%。事实上，单磨机运行的炉火稳定性比双磨机运行的炉火稳定性更高，因为燃烧器和磨机均可更接

近其设计点运行。自2011年底以来，单磨机运行已被两家发电厂商业化使用。

在贝克斯巴赫（ $P_{\text{额定}}$ 为721兆瓦）电厂，最小负荷从170兆瓦（双磨机运行）降低至单磨机运行的90兆瓦（12.5% $P_{\text{额定}}$ ）。可以看出，所观察到的过程参数在单磨机运行中比在双磨机运行中更加稳定。为能够对单磨机运行中的4级燃烧器进行适当监测，须安装附加火焰控制器。在90兆瓦净功率的情况下，电厂无需辅助燃烧即可稳定运行。然而，若要将负荷从90兆瓦处开始增加（功率提升），则需使用石油进行辅助燃烧（Heintel等，2012）。

海尔布隆7号机组（ $P_{\text{额定}}$ 为800兆瓦）在单磨机运行的情况下，实现了将最小负荷从200兆瓦（双磨机运行）降低到了100兆瓦（ $P_{\text{额定}}$ 的12.5%）。可以看出，单磨机运行的炉火稳定性比双磨机运行更稳定。在每个燃烧级安装两个附加火焰控制器，可以改善火焰监测的效果。采用单磨机运行的一项重大任务是进一步调整控制技术和维护锅炉安全（Heintel等，2012）。

方案3：控制系统升级与电厂设计升级相结合

控制技术在发电厂的运行中起着至关重要的作用。该技术可以将电厂在不同负荷运行状态之间，并可以通过调整所有相关过程变量确保电厂的稳定运行。在燃煤发电厂中，控制系统控制和监测锅炉内的温度和压力、水-蒸汽回路的给水流量、磨煤机负荷点和汽轮机阀门位置。

控制系统升级可以提高准确性、可靠性和控制速度。例如，使得重要部件（例如锅炉）可以在更接近其材料限值的条件下运行。这意味着在非常高的温度下运行不会显著缩短材料寿命。控制系统升级通常与电厂工程升级相结合，如锅炉或汽轮机或其他部件的改造。

示例1：

德国维斯维勒褐煤发电厂

维斯维勒机组G和H， $P_{\text{额定}}$ 均为600兆瓦，对其进行数字控制系统和其他电厂工程改造。

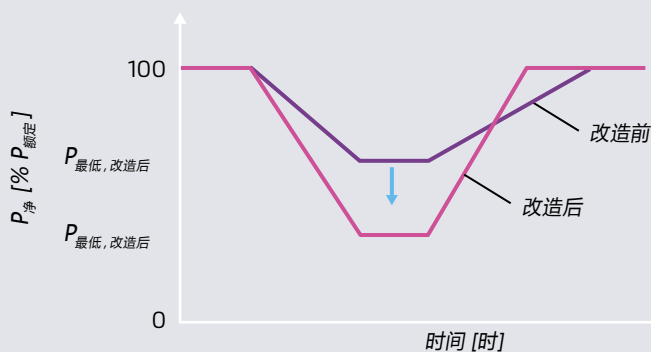
根据（Frohne，2012）和（RWE电力公司，2012），机组G的改造将其最小负荷降低170兆瓦，提高了爬坡率。（更多信息，请参见4.1.3节。）改造总成本为6,000万欧元。机组H的改造将其最小负荷从400兆瓦降至290兆瓦。总成本为6,500万欧元（RWE电力公司，2011）。

19 根据（Heintel等，2012），燃烧器的最高级与大量过剩空气相结合运行，通过产生较低温度的火焰和更多的烟气来补偿较低的蒸汽和烟气温度。

20 在锅炉侧，较低的负荷要求从可变压力转换至最小压力运行。为保持水-蒸汽回路中的压力水平适当，可减缓中压汽轮机入口处的汽流。脱硝（烟气脱氮）运行仍然没有问题。

维斯维勒机组G和H改造前后的负荷曲线

图 31



来源：Fichtner (2017) 基于 Frohne (2012)

图31为维斯维勒机组G和H改造前后额定功率、最小功率和爬坡率爬坡率的差值。

最小功率明显低于改造前，但爬坡率爬坡率（曲线斜率）上升。

示例 2:

德国纽赖特 (Neurath) 褐煤发电厂

根据 (Schulze & Hoffmann, 2013)，纽赖特褐煤发电厂对**机组 E** ($P_{\text{额定}}$ 为600兆瓦) 的控制系统和电厂工程部件进行了升级改造，涉及的部件包括锅炉、冷凝器和冷却塔。改造后，其最小负荷从440兆瓦降低至290兆瓦，并且其效率提高了0.6%，且爬坡率也有所增加。（参见第4.1.3节）电厂改造的总成本为7000万欧元 (RWE电力公司, 2011)。

根据 (Schulze和Hoffmann, 2013)，对纽赖特**D机组** ($P_{\text{额定}}$ 为600兆瓦) 的控制系统和电厂工程的改造将其最小功率从440兆瓦降低至260兆瓦，并提高了其爬坡率（参见第4.1.3节）。此外，改造后，电厂还可以向市场提供正负向控制电力。而在以前，电厂仅可通过汽轮机入口阀节流实现负向一级控制电力。现在，电厂还可以通过冷凝水停止运行实现正向一级控制电力，并且还获得了75兆瓦二级控制电力的资格预审。

方案4：干燥褐煤燃烧器辅助加热

辅助燃烧指除主燃烧器燃烧煤粉之外，通过燃烧辅助燃料（例如：重油或天然气）稳定锅炉中炉火的过程。

这可以从整体上降低锅炉稳定燃烧速率。辅助燃烧也可用于快速提高燃烧速率，从而对爬坡率产生积极影响。（参见第4.1.3节）

由于锅炉炉火稳定性是电厂最小负荷下降的限制因素之一，因此辅助燃烧有助于电厂降低其最小负荷。

在岩史瓦顿褐煤发电厂研究项目中，采用了以干燥褐煤为燃料的燃烧器代替点火燃烧器（燃烧重油和天然气）被。经过精细粉磨的干燥褐煤随着气流通过燃烧器。等离子体（由微波诱导）点燃燃烧器出口附近喷枪处的褐煤。该项目的目标是将点火燃烧器也用于辅助燃烧。

根据 (Michels, 2016)，运行干燥褐煤点火燃烧器用于辅助燃烧，可以使最小负荷从36%降低至P额定的26%。

燃烧器燃烧干燥褐煤的另一优点是降低电厂对高质量和昂贵燃料（例如：重油或天然气）的需求量。根据 (FDBR, 2012)，辅助燃烧还可提高发电厂的整体效率。

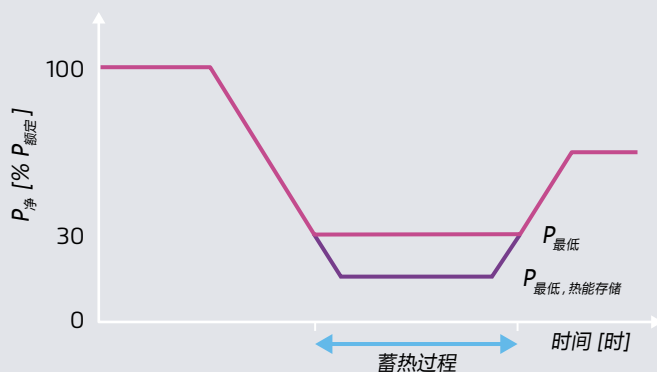
方案5：为给水预加热加装储热设备

储热设备可用于储存热量并在随后的某个时间点适时释放热量，其可以在不改变锅炉（图24中的子系统15）燃烧速率的情况下改变电厂净功率。

在典型的电厂设计中，从蒸汽轮机中提取的蒸汽将被用来在热交换器中对给水进行预热。这提高了发电厂的总体效率，并抵消了由蒸汽提取引起的汽轮机功率损失。

储热系统的蓄热过程及其对净功率的影响

图 32



来源：Fichtner (2017)

因为向给水释放热量或吸收给水热量会影响从汽轮机提取的蒸汽量，因此，这一过程对净功率有直接影响。

储热系统的运行包括蓄热和放热循环。

在蓄热过程中，热能从给水中转移到储热系统。为保持恒定的给水温度，需要从蒸汽轮机中提取更多蒸汽，这样便降低了净功率。降低最小负荷的关键是在低负荷期间（例如：夜间）进行蓄热。

图32显示储热（TES）系统如何蓄热以降低电厂的最小负荷。

蓄热过程中的最小负荷低于正常配置下的最小负荷。一定要注意，净功率的降低对锅炉的燃烧速率没有影响。

根据（Schmidt和Schuele，2013），使用运行时间为2-8小时的热能存储系统可以将电厂并网的最小功率降低5-10%（Schmidt & Schuele，2013）。释放存储的热能可以将净功率临时提高5%，而不增加燃烧速率。

较小的热水箱（运行时间少于30分钟）可用于提高电厂的爬坡率（Schmidt和Schuele，2013）。第4.1.3节将对提高爬坡率的方案进行更详尽的论述。

4.1.2 缩短启动时间的方案

在介绍改造方案之前，我们首先回顾一下为什么缩短启动时间对发电厂运营商有利。

缩短启动时间的原因

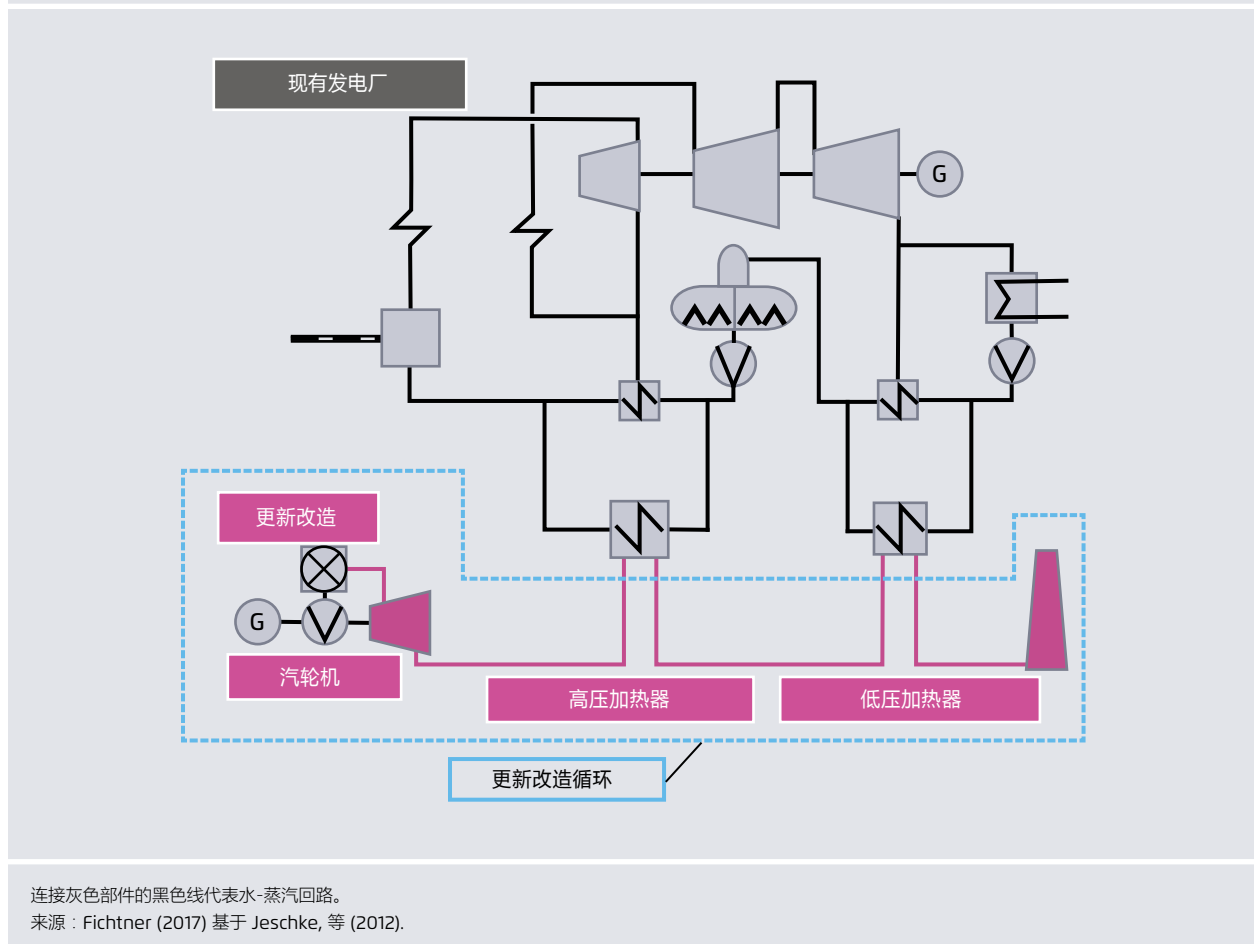
发电厂运营商希望缩短启动时间是因为这样可以使电厂对电力需求做出更快的响应。启动程序复杂且昂贵，这主要是因为需要借助辅助燃料，如石油和天然气等，才能完成点火。

有多种技术因素将限制电厂缩短其启动时间。比如，厚壁部件允许电厂在更高的运行参数下运行（例如：蒸汽温度和压力），这同时可以提高电厂效率。但是，厚壁部件温度的快速变化会引起热应力，这是限制启动时间的因素之一。采用“较薄”部件设计可以提高电厂灵活性，但这样做会导致电厂效率通常较低。

缩短发电厂启动时间的方案有许多种，但这些方案都未将灵活性纳入考虑。下面我们将具体介绍其中四种改造方案：更新改造、优化控制系统（预测性地控制锅炉运行）、先进的汽轮机设计以及改善汽轮机启动。

带有用于给水预热汽轮机的燃煤电厂的示意图

图 33



方案1: 更新改造 (Repowering)

更新改造包括在燃煤发电厂的水-蒸汽回路上游加装燃气轮机。然后，燃气轮机排出气流中的热能通过热交换器转移到给水（见图33）。

燃气轮机的爬坡率明显快于燃煤发电厂。对于热启动来说，最先进的单循环燃气轮机需要大约5-10分钟，而硬煤发电厂则需要80分钟到2.5小时。根据（Jeschke 等，2012），更新改造不仅会提高发电厂总发电输出量，提高总效率和启动速度，还会提高电厂的爬坡率。（更多信息，请参见4.1.3节。）

燃气轮机功率输出的增加直接导致传递给水-蒸汽回路给水的热量增加，从而降低了需要从蒸汽轮机提取的蒸汽量，增加了蒸汽轮机的输出量。（见第4.1.1节，方案5。）

更新改造对于启动性能的提升也有很大作用，因为燃气轮机可以在加热水-蒸汽回路的同时提供电力。2006年和2007年，维斯维勒电厂G和H机组各安装了一台净功率为190兆瓦燃气轮机。使用燃气轮机废气为给水预热，将（燃煤机组的）净功率提高了80兆瓦（+6.6% $P_{\text{额定}}$ ），这主要是由于更新改造后，从蒸汽轮机中提取的蒸汽量有所减少。该项目总投资额为1.5亿欧元（RWE电力公司，未注明日期）。

总而言之，更新改造会

- 提高燃煤发电厂净功率；
- 提高电厂灵活性；
- 提高电厂效率，从而降低电厂的单位二氧化碳排放量。

方案2：优化控制系统

预测性的控制系统优化方案（如ABB的BoilerMax等）已经被用于在线优化电厂启动程序。此类控制系统采用动态优化，其性能优于传统控制系统。BoilerMax可优化若干参数以缩短锅炉启动时间（图34），这些参数包括燃料成本和厚壁部件热应力等（Franke和Weidmann，2008）。

德国意昂公司的几个电厂已安装了BoilerMax系统，其中包括450兆瓦燃煤机组Zolling 5。在安装该系统后，电厂的启动时间缩短了33%，如图35所示。

在控制系统中安装BoilerMax使得电厂运营商可以缩短电厂启动时间。更短的启动时间通常意味着更高的材料热应力。该优化工具还允许电厂运营商在不同的启动方案之间进行选择，从而让电厂运营商可以根据当前市场的情况调整电厂启动程序。

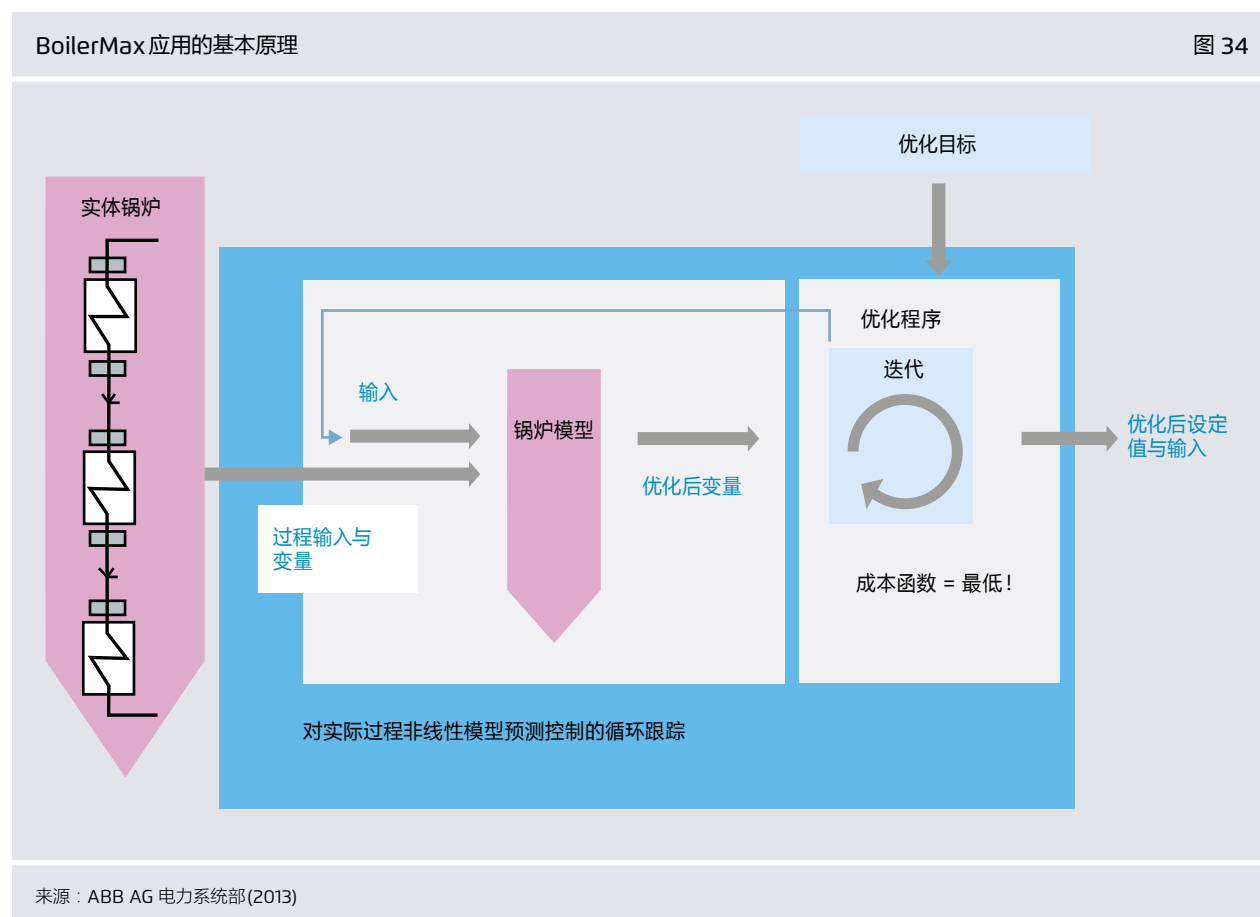
方案3：薄壁部件/特殊的汽轮机设计

电厂的启动速度越快，其厚壁部件温度上升越快。因此，锅炉系统厚壁部件（如压力调整箱）的热应力会限制温度波动。²¹

为使启动更快，则需要减小厚壁部件的壁厚（Alstom，2013）。这可以通过使用诸如铁素体马氏体钢P92等高级材料实现。此类材料可更好地应对热应力。或者也可以通过使用特殊的汽轮机设计，加快启动速度。

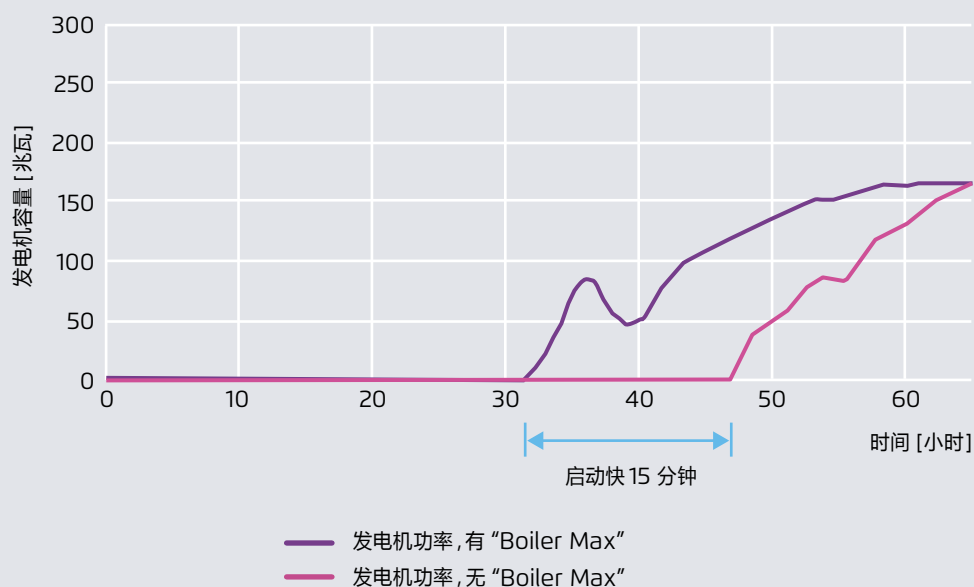
在设计发电厂时，未来的运营商需要评估其目标是希望发电厂更加灵活还是更有效率，以及确定是希望部件壁厚、相对较厚还是相对较薄。采用厚壁部件的发电厂的蒸汽温度和压力要高于采用薄壁部件的发电厂。这虽然可以提高效率，但同时会降低电厂的灵活性。通过“薄壁”部件设计，发电厂灵活性会更高，但由于蒸汽温度和压力较低，效率会降低。

21 压力调整箱是锅炉中用于收集通过过热后的蒸汽的部件。



Zolling 发电厂在安装了 BoilerMax 系统后与无 BoilerMax 时的启动时间比较

图 35



来源：Franke 和 Weidmann (2008)

西门子新蒸汽轮机SST5-6000是专为超临界蒸汽发电厂而设计的，其功率范围在600至1200兆瓦之间，是一台典型的包含单独高压、中压和两个低压汽轮机的四套管装置。较小的机组 (<500兆瓦)，如SST-5000，也采用运行灵活性较高的设计。

蒸汽的高参数值（温度和压力）需要特殊设计的汽轮机，如SST5-6000。SST5-6000的高压缸是通过使用旁路冷却系统实现的。该汽轮机为带有内套管的筒形结构。少量冷却蒸汽通过径向孔进入内套管与外套管之间的小环形区。冷却蒸汽通过内套管，降低表面温度。较低的表面温度可降低蠕变应力并保护外套管内表面。通过这种方式，可以减小外套管壁厚，从而提高热启动速度和启动性能。

在德国Lünen发电厂——一个装机容量为750兆瓦的燃煤发电厂，安装有一台此种汽轮机。该新电厂的总成本为14亿欧元。Lünen电厂于2014年开始投入商业运行 (Trianel, 未注明日期)。

方案4：“新”汽轮机启动

在大多数情况下，蒸汽轮机启动需要蒸汽温度高于金属温度。由于蒸汽轮机较大，其冷却相当缓慢。如果发电厂停运仅几个小时，则重新启动必须延迟，直至蒸汽温度达到汽轮机温度。

在过去，蒸汽轮机启动取决于锅炉的静态性能曲线，并未考虑爬坡率。结果，“热”汽轮机阻碍了整体热启动性能。

为解决此问题，引入了一种新的动态方法：允许“冷”蒸汽在停机后尽快进入蒸汽轮机。这使得汽轮机能够在功率变化的同时，与锅炉一同启动。此方法可以将热启动时间缩短15分钟 (Quinkertz等, 2008)。

4.1.3 提高爬坡率的方案

回顾一下为什么提高爬坡率会有益于发电厂运行。

提高爬坡率的原因

发电厂运营商对提高爬坡率感兴趣的原因是它可以对净功率进行动态调整。这对于可再生能源占比不断增加的电力系统来说尤为重要。

前两节介绍了降低最小负荷（4.1.1节）和启动时间（第4.1.2节）的几种改造方案。如本节所示，其中几个改造方案对发电厂的爬坡率也具有积极作用。

方案1：更新改造

第4.1.2节所述的更新改造方案对爬坡率的提升有重要意义。更新改造包括在燃煤发电厂的水-蒸汽回路上游安装一台燃气轮机。热交换器将来自燃气轮机废气流中的热能传递给给水。

通常，爬坡率会受厚壁部件允许热应力的限制。其它的限制因素包括燃料的质量、直接燃烧中的磨煤机与汽轮机的响应时间差等。

在大多数燃煤发电厂中，煤的燃烧是水-蒸汽回路的唯一热源。通过更新改造方案，可以通过使用第二种热源

（燃气）为给水预热。这使得单位时间内热量输入产生较大变化，从而提高电厂的爬坡率。

图36描述了加装给水预热燃气轮机对净功率输出的影响，进一步说明了更新改造（加装燃气轮机）与一般电厂设计之间的区别。

更新改造后，电厂的爬坡率更大（因此坡度更陡峭）。这主要是因为额外的热源可用于给水预热，即经过相同时间的功率变化后，与传统电厂相比，经过更新改造的电厂的净功率更高。改造前后的净功率之差源于燃气轮机净功率 P_{GT} 以及爬坡率之差 Δ_{RR} 。

方案2：控制系统升级和电厂工程

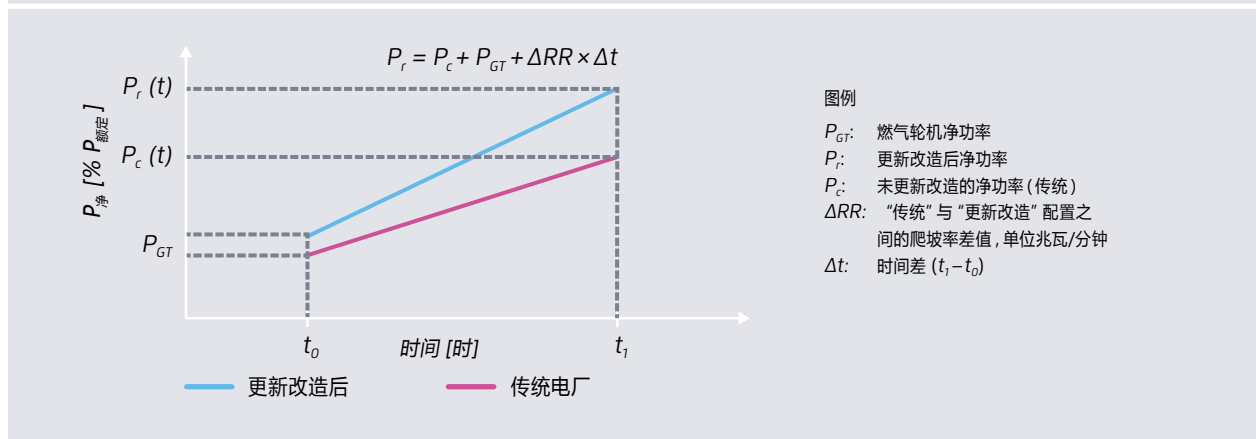
此方案已在第4.1.1节中进行了描述。在本节，我们更强调这一措施对改进爬坡率的益处。

维斯维勒电厂G机组的改造——新的数字控制和通信系统及其电厂工程升级——不仅降低了其最小负荷，还对其爬坡率产生了积极影响。根据（Frohne, 2012），该机组的爬坡率增加了10兆瓦/分钟。G机组的总体改造费用为6000万欧元。

（Schulze和Hoffmann, 2013）报道，纽赖特电厂D机组的部分改造将其爬坡率提高了6兆瓦/分钟，达到12兆瓦/分钟（2% $P_{\text{额定}}$ ）。

更新改造对净功率和爬坡率的影响

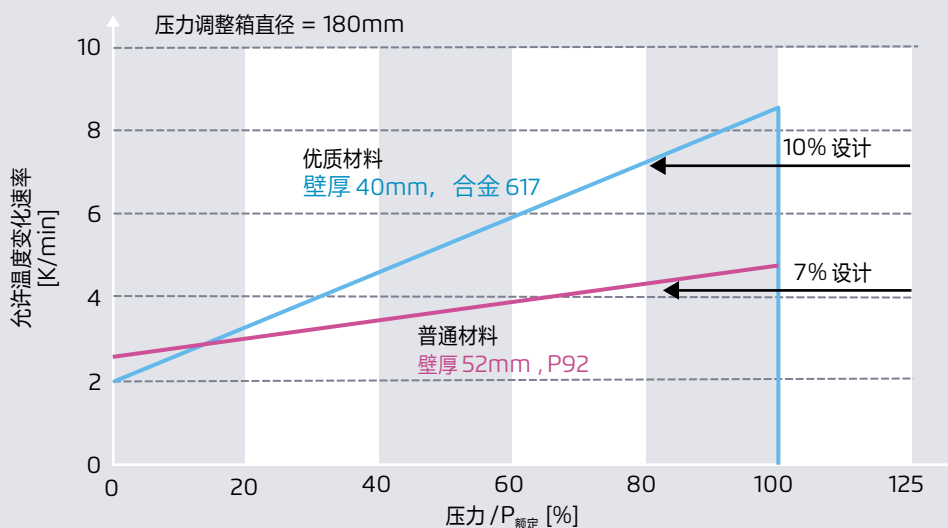
图 36



来源：Fichtner (2017)

相对压力对使用两种不同材料设计而成的高压压力调整箱的允许温度变化速率 (K/min) 的影响

图 37



来源：Fichtner (2016) 基于 Jeschke 等, (2012)。

方案3：降低关键部件壁厚

如前所述，部件壁厚是一项重要参数，因为它会影响可允许的温度变化速率。温度变化速率描述的是以开尔文每分钟 (K/min) 为单位的壁上特定位置在单位时间内的温度变化。由于温度变化会引起热应力，所以每种材料都有一个最大允许值。超过该值，则材料的使用寿命会下降。

一般来说，减小部件壁厚会增加允许的温度变化速率。这相当于通过提高爬坡率来提高机组的启动速度。通过使用优质材料或通过增加特定部件的数量可以减小壁厚，例如：从2线切换到4线设计 (Jeschke等, 2012)。

(Jeschke等, 2012) 进行的研究表明，使用诸如合金617代替P92的优质材料使得高压压力调整箱壁厚减小23%。此时，在50-100%负荷情况下，其所允许的温度变化速率提高了60%。

方案4：助推运行下使用干燥褐煤点火燃烧器的辅助燃烧

第4.1.1节介绍了通过使用干褐煤点火燃烧器进行辅助燃烧以降低最小负荷的方案。

运行时，可以使用点火燃烧器来增加火力、提高净功率和爬坡率。这种运行被称为助推运行，其需要一个不受磨煤过程惰性影响的煤粉仓 (参见第4.1.1节的方案1)

助推运行有助于减少燃烧速率上升与汽轮机响应之间的时间差 (部分由磨煤过程引起)。一般来说，硬煤发电厂的这一时间差大约为20-60秒，而褐煤发电厂则为30-60秒 (Scheffknecht, 2005)。

4.2 灵活性与效率之间的权衡

本节将讨论燃煤发电厂灵活性与电厂效率之间的关系。在此过程中，对一个关键问题做出了回答：

关键问题：

“提高灵活性的改造是否会对发电厂的效率以及单位发电二氧化碳排放量产生负面影响？”

本节主要通过分析本报告中描述的灵活性参数，即最小负荷、启动时间和爬坡率对这一问题进行探讨。

1. 降低最小负荷

最小负荷被认为是最重要的灵活性参数。降低最小负荷可为发电厂运营商提供更大可能范围的净功率输出。还可避免由多次启停机带来的昂贵成本和大量的二氧化碳排放。

一般来说，相对于额定负荷，在部分负荷下运行的火力发电厂效率较低。效率的降低意味着单位二氧化碳排放量的增加 (gCO_2/kWh)，正如图38所示。图中，三个运行点 (OP) 分别为：额定运行点、改造前的最低运行点和改造后的最低运行点。

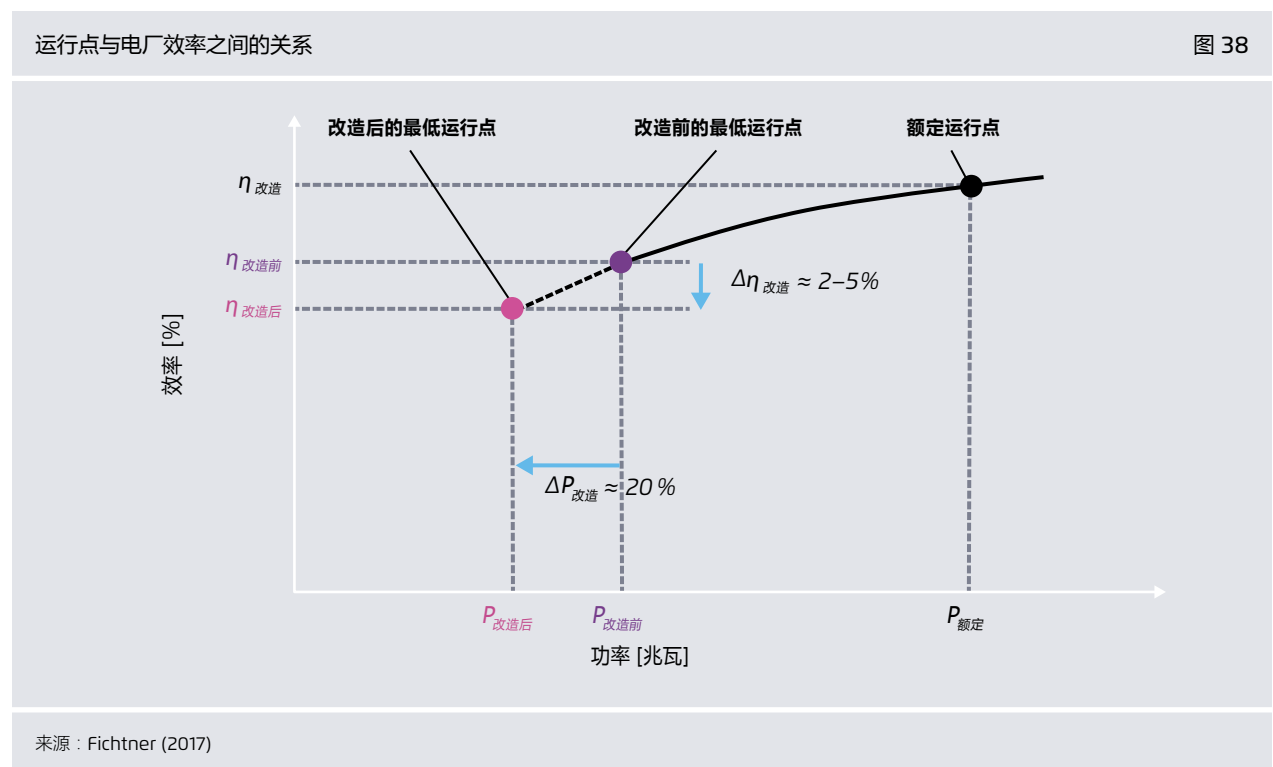
在电厂的运行状态从额定状态不断转移到部分运行状态时，其效率也再不断下降。通过最低运行点的移动（从淡紫色到粉红色点）可以看出降低最小负荷的效果。将净功率输出降低约20个百分点 ($\Delta P_{\text{改造}}$) 会将效率降低约2-5个百分点 ($\eta P_{\text{改造}}$)。

在负荷低的情况下，电厂的单位二氧化碳排放量会增加。然而，当电厂运行在非常低负荷的条件下运行时，可避免由多次启停机造成的高额成本和大量的二氧化碳排放。另外，启动也会给部件带来压力，缩短其使用寿命。例

如，750兆瓦硬煤发电厂的热启动需要大约1820兆瓦时的热能，这大约相当于发电厂在额定负荷下运行大约一小时所需的热能。启动所需的燃料会产生大约620吨二氧化碳排放量。相关燃料成本约为15000欧元（煤价约为30欧元/吨，不包含二氧化碳排放成本）。需要注意的是，降低最小负荷的改造对电厂在较高负荷条件下的运行没有影响。

鉴于风电和光伏等可再生能源的持续增加，化石燃料电厂需要快速响应电力需求变化。从这个角度来看，维持低负荷运行优于停机，因为即使是最先进的硬煤发电厂的热启动时间也需要80分钟到2.5小时，从而导致二氧化碳排放量的显著增加。²²

22 通过逐案评估，由于使用量的增加和改造后市场竞争力的提高，降低单个电厂的最小负荷会增加绝对二氧化碳排放量。这在5.2.3节中有更为详尽的讨论。



2. 缩短启动时间

在上述列入考虑的方案中，缩短启动时间的措施对效率没有影响。

3. 提高爬坡率

在上述列入考虑的方案中，提高爬坡率的措施对效率没有负面影响。事实上，更新改造和其他相关措施反而会提高电厂的总体效率。

总结

燃煤电厂灵活性提升的改造措施对电厂效率没有负面影响。²³ 在许多情况下，提高灵活性的改造均提高了发电厂效率。（参见第4.1.1节的方案1、方案3和方案4以及第4.1.2节的方案1。）

²³ 然而，新发电厂设计师面临着灵活性与效率的冲突。在额定负荷下实现高效率意味着会产生高温高压蒸汽。压力调整箱等部件必须具有一定的厚度以应对这些情况。这会降低允许温度变化速率，进而降低发电厂灵活性。

然而，降低最小负荷会降低发电厂在非常低负荷条件下的效率，从而增加低负荷运行点的单位二氧化碳排放量。为充分衡量该影响，则必须对发电厂的整体运行而非最低运行点的二氧化碳排放量进行评估。总而言之，火力发电厂灵活性的提升在大多数情况下会抵消低运行点二氧化碳排放量增加的缺点，而这一优势还将会随着可再生能源电力的增加而愈加明显。这些影响将在第5.2节中详细讨论。

4.3 灵活性改造的潜力和局限性

灵活性改造是燃煤发电厂应对波动性电力需求的重要途径。

本节评估了燃煤发电厂灵活性改造的潜力和局限性。表5总结了第4.1节中讨论的改造方案，并列举了改造后的关键灵活性参数。

本节分别从降低最小负荷、缩短启动时间和提高爬坡率等方面进行了探讨。然后在结尾处对相关材料进行了总结。

已分析的改造方案、其对灵活性参数的影响以及其局限性总结

表 5

方案	最小负荷	启动时间	爬坡率	局限性
间接燃烧	✓		✓	燃烧稳定性
将双磨机运行转换为单磨机运行	✓			汽水循环
升级电厂控制系统与设备工程	✓		✓	燃烧稳定性/热应力
干燥褐煤燃烧器辅助燃烧	✓		✓	燃烧稳定性与锅炉设计
加装储热装置,用于给水预热	✓			无
更新改造		✓	✓	无
优化控制系统		✓		热应力
薄壁部件/特殊的汽轮机设计		✓		机械和热应力
“新”汽轮机启动		✓		汽轮机设计
降低关键部件壁厚			✓	机械和热应力

来源：Fichtner (2017)

1. 降低最小负荷

可再生能源电力的波动性导致燃煤发电厂和其他传统发电站的启停机更为频繁 (Balling, 2010)。过去, 燃煤发电厂, 特别是褐煤发电厂, 主要是按照基荷运行而设计的。在这种情况下, 不断变化的运行计划会对机组部件造成更大压力, 并会增加启动次数, 从而带来昂贵的成本和大量的二氧化碳排放。(第4.2节)。

降低最小负荷的改造潜力最明显。其可以通过允许发电厂在非常低的负荷下保持在线状态来减少启停机次数。尽管电厂在部分负荷 (特别是负荷非常低时) 条件下的运行效率比额定负荷运行低, 但由于减少了启动次数, 从而相应减少了二氧化碳排放。²⁴ 此外, 灵活运行可以在不影响电网稳定的前提下, 实现更高的可再生能源电力接入。通常情况下, 这又进一步降低了电力系统的二氧化碳排放量 (见第5.2节)。

降低最小负荷通常还会受到锅炉炉火稳定性的限制, 如第4.1.1节所述。目前, 最先进的硬煤和褐煤发电厂的最小负荷为25-40%和35-50%。

²⁴ 通过逐案评估, 由于使用量的增加和改造后市场竞争力的提高, 所以降低单个电厂的最小负荷会增加绝对二氧化碳排放量。

在极低负荷运行情况下 (例如: 贝克斯巴赫和海尔布隆7号机组在单磨机运行下达到的12%P额定), 限制因素是第4.1.1节所述的水-蒸汽回路。

表6对每种改造方案的潜力和局限性进行了总结。关于降低最小负荷的所有方案的详细说明, 请参见第4.1.1节。

2. 缩短启动时间

由于波动性可再生能源的增加, 燃煤发电厂和其他传统发电厂的启停机次数将会增加。

启停机会消耗能量, 需要昂贵的点火燃料 (如重油和天然气), 并会增加对部件的压力。缩短机组的启动时间可以更快地实现煤粉稳定燃烧, 从而减少这一过程对燃料的需求。此外, 电厂运营商可以减小在电厂停机时对电力需求的响应时间。

缩短启动时间主要受到诸如压力调整箱等厚壁部件的允许热应力和机械应力的限制。表7对每种改造方案的潜力和局限性进行了总结。有关缩短启动时间的所有方案的详尽说明, 请参见第4.1.2节。

降低最小负荷改造方案的潜力和局限性

表 6

方案	潜力	局限性
间接燃烧	将最小稳定燃烧率从25-30%降低到10% (改造燃烧器) (Jeschke等, 2012), 从而相应降低最小负荷。	燃烧稳定性
将双磨机运行转换为单磨机运行	平均来看, 这些改造将最小负荷从 $P_{\text{额定}}$ 的23%降至12% (Heinzel等, 2012)。	水-蒸汽回路
控制系统和电厂工程升级	平均来看, 这些改造将最小负荷从 $P_{\text{额定}}$ 的71%降至47%。维斯维勒G机组和H机组的改造总成本分别为6000和6500万欧元。纽赖特机组E的改造总成本为7000万欧元 (RWE电力公司, 2012) (Frohne, 2012) (Schulze和Hoffmann, 2013)。	燃烧稳定性
干燥褐煤燃烧器辅助加热	该方案将最小负荷从 $P_{\text{额定}}$ 的36%降至26% (Michels, 2016)。	燃烧稳定性
给水预加热的储热装置	通过使用运行时间为2-8小时的热水存储系统可将最小负荷减少5-10% (Schmidt和Schuele, 2013)。	无

来源: Fichtner (2017)

缩短启动时间改造方案的潜力和局限性

表 7

方案	潜力	局限性
更新改造	一般来说，更新改造可以改善启动特性，因为燃气轮机的功率变化可以显著加快（Jeschke等，2012）。对维斯维勒G机组和H机组安装的两台燃气轮机，均为190兆瓦（煤机组 $P_{\text{额定}}$ 的31%），其将每个机组的净功率均提高了80兆瓦（+6.6 $P_{\text{额定}}$ ）。总投资额达1.5亿欧元。	无
优化控制系统	该改造将启动时间缩短了33%（15分钟）（Franke和Weidmann，2008）。	热应力
薄壁部件/特殊的汽轮机设计	利用优质材料可以使部件如压力调整箱壁厚更薄。更薄的壁厚允许启动更快。	机械和热应力
“新”汽轮机启动	这种改造将热启动时间缩短了15分钟（Quinkertz等，2008）。	汽轮机设计

此后Fichtner (2017)

提高爬坡率改造方案的潜力和局限性

表 8

方案	潜力	局限性
更新改造	已经证明更新改造可以提高爬坡率。现代发电厂的爬坡率可高达6% $P_{\text{额定}}$ /分钟。	无
控制系统与电厂工程升级	这些改造方案分别将纽赖特和维斯维勒电厂的爬坡率提高了6 MW/min（600 MW P_{Nom} ）和10 MW/min（600 MW P_{Nom} ）（Frohne，2012）、（Schulze和Hoffmann，2013）。改造费总额见表6。	热应力
降低关键部件壁厚	该改造使得爬坡率提高了3%（Jeschke等，2012）。	机械和热应力
助推运行下使用干燥褐煤点火燃烧器的辅助燃烧	在恒定负荷下的助推运行中提高锅炉的燃烧速率可以快速增加净功率（Michels，2016）。	锅炉设计，助推运行

来源：Fichtner (2017)

3. 提高爬坡率

随着波动性可再生能源电力的增加，提高爬坡率对电网稳定性尤为重要。发电机组对其净功率的调整越快，平衡供需对于（电网）运营商来说就越容易。

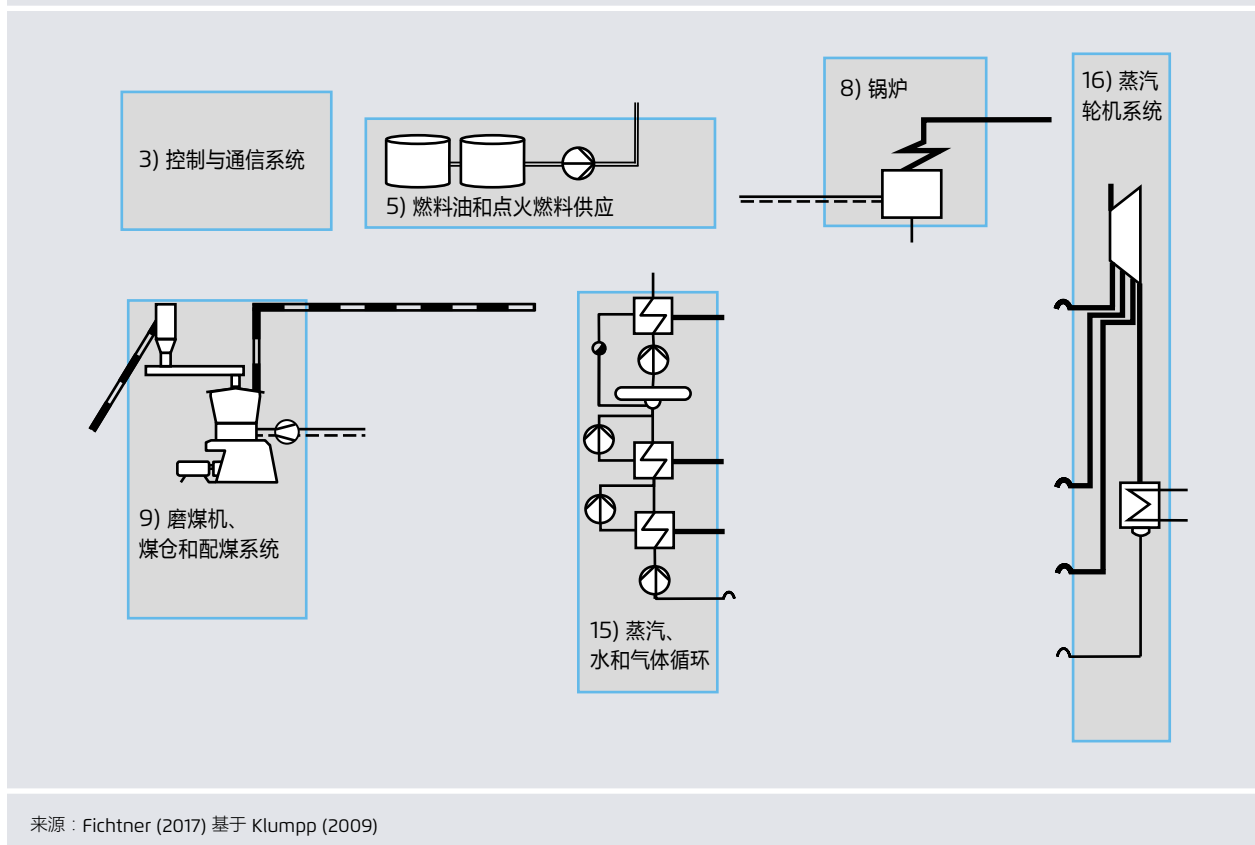
提高爬坡率的主要限制因素是功率变化过程中的热应力和机械应力。这种应力会降低部件寿命，在部件设计过程中必须予以考虑。通常，厚壁可以实现较高的效率，薄

壁可以实现较高的温度变化速率从而提高爬坡率，设计时二者存在一个权衡。

表8对每种改造方案的潜力和局限性进行了总结。有关提高爬坡率的所有方案的详尽说明，请参见第4.1.3节。

可进行灵活性提升改造的燃煤电厂的主要子系统

图 39



结论

近年来，许多燃煤发电厂已进行了灵活性提升改造。这些改造在最小负荷、启动时间和爬坡率方面明显提高了燃煤发电厂的灵活性。除此之外，改造也会提高电厂的效率，进而降低单位二氧化碳排放量。

图39总结了可以进行灵活性改造的主要电厂子系统。

大多数改造措施不受煤炭类型和除灰系统的影响。灵活性改造的主要限制因素是锅炉炉火稳定性和部件的允许热应力。在这些限制因素范围内，仍然可以进行很多有意义的改造。

第4.1节中描述的改造案例中，我们仅获得了几个案例在改造成本方面的信息。在经济可行性方面，各项改造必须以每个电厂为基础进行分析。一般来说，如果不了解发电厂在电力组合、电力市场和特定国家能源路线图中的作用，就不能确定改造在经济上是否可行。这一问题将在下一章进一步评估。

灵活性对电厂盈利能力、二氧化碳排放的影响以及南非和波兰国家概况

工作包 3

编写人

Prognos 公司
欧洲经济研究和战略咨询中心
Goethestraße 25
10623 柏林 | 德国
电话 +49 (0)30 52 00 59-200
传真 +49 (0)30 52 00 59-201
www.prognos.com

特约作者：

F. Ess
电话 +41 (0)61 32 73-401
电子邮箱 florian.ess@prognos.com

F. Peter

5. 灵活性对电厂盈利能力和二氧化碳排放量的影响

5.1 灵活性对电厂运行的影响

如第二章所述，当电力系统中可再生能源的占比较高时，系统需要更高的灵活性来应对发电量的波动性。如果市场设计足够合理，灵活性需求将会在电力批发价格上得以体现。

电力市场的结构和功能在不同国家有所不同。电力市场通常包括长期（衍生）市场、日前市场和日间市场。此外，辅助服务市场和其相关安排（即为实时维持系统稳定而进行的调度）是对这些市场的重要补充。灵活的发电机组根据其特点可以在日前和日间市场以及辅助服务市场中盈利。目前，日前市场占比较大，对发电厂的运营和收入影响最大。

大多数日前市场目前按照边际成本法为基准运行。由于可再生能源的边际成本低或几乎为零，所以当可再生能源发电量高时，电价往往会显著降低（根据第二节提到的所谓的优先次序效应）。

考虑到这一点，可再生能源份额不断增加，剩余负荷不断降低，会导致电力批发价格大幅降低甚至出现负电价。因此，为降低损失，传统发电厂应尽量避免在负电价或电价下降到低于电厂边际运行成本时运行。

对于那些必须在市场上保有一席之地电厂（如：提供系统服务的电厂）来说，更多的灵活性会为运营商带来直接的经济价值。此外，机组停机意味着将会产生再次启动的成本。因此，电厂运营商应在避免负电价损失和启动成本之间进行权衡。

下面的例子说明了燃煤电厂灵活性提升对其利润的影响。假设电厂在基于边际成本的前日市场中销售电力，并假设电厂处在一个可再生能源占比较大的电力系统中，且该系统中还拥有相当比例的来自传统火电厂的发电量。²⁵

²⁵ 发电厂灵活性提高所带来的附加利润也可以从日内市场和电力平衡市场中获得。然而，燃煤电厂在日前市场的收入占比通常可以达到80%以上。

电厂参数和市场环境

表 9

电厂特征	硬煤， 灵活性有限	硬煤，灵活 性较好	联合循环燃 气轮机
机组额定功率	600兆瓦	600兆瓦	600兆瓦
最小负荷（占额定容量的百分比）	40%	25%	40%
最小负荷（兆瓦）	240兆瓦	150兆瓦	240兆瓦
额定负荷下的效率	40%	40%	52%
最小负荷时的效率	34.5%	31%	40%
启动成本（欧元/兆瓦）	80	80	40
燃料的单位二氧化碳排放量（克/千瓦时热能）	330	330	202
可变运行成本（欧元/兆瓦时电力）	2.0	2.0	1.0
热启动时间（小时）	2	2	1
市场环境			
燃料价格（欧元/兆瓦时热能）	10	10	15.8
二氧化碳价格（欧元/吨）	10	10	10
边际发电成本（欧元/兆瓦时热能）	35.3	35.3	35.3

来源：Prognos的假设和计算

图40展示了具有不同灵活性特征但效率标准相同的两座燃煤发电厂。实线代表未改造、灵活性有限的燃煤发电厂，而虚线代表改造后灵活性得到改善的燃煤发电厂，即该电厂拥有更快的爬坡率和更低的最小负荷。由于可再生能源发电量大，电厂面临着低电价甚至负电价的情况。

表9列举了一个位于欧洲，建于20世纪70年代的典型燃煤电厂改造前和改造后的技术特征值。最后一列数据是90年代建造的联合循环燃气轮机电厂的数据，这些数据将用于后文的二氧化碳排放量分析（见第5.2节）。

图41至44展示了电厂灵活运行的经济效果。为评估发电厂的经济效益，我们考虑了可再生能源占比较高的市场中，具有典型小时价格构成的48小时内的电厂利润率、总发电成本和单位发电成本。²⁶

a) 不灵活的电厂

图41展示了不灵活的燃煤发电厂的运行。由于其是按照“强制运行（must run）”的模式进行设计的，灵活性相对有限，因此电厂不得一直留在电力市场中，并在电价低或负电价时承担相应的损失。图中展示的某个发电厂根据表9中的参数和市场环境计算所得结果的具体数据。

由于电厂的最小负荷限制在40%左右，其最多只能实现46800欧元的利润率，并在低电价或负电价时遭受损失。其单位发电成本为36.70欧元/兆瓦时。

b) 非强制运行，但灵活性有限

如果电厂能够转变成更灵活的运行模式，则首先应尽量避免负电价，并在负电价期间暂时停机。但是，电厂会由于停机和启动而损失部分收益。图42展示了相同发电厂以更灵活的方式运行，并在负电价期间出现临时停机时的情况。

由于可以避免负电价期间的损失，其利润率增加到84900欧元，而由于额外的启动成本，单位发电成本也增加到42.50欧元/兆瓦时。在避免负电价引起的损失和启停机期间引起的收入减少之间的权衡进一步突出了电厂在最小负荷降低和爬坡率提升时运行的优势。

c) “强制运行”模式，但更高的运行灵活性

此外，一些传统电厂由于其与系统服务或供热的关系（“强制运行”条件），必须保持运行状态。在这种情况下，降低最小负荷是优化发电厂盈利同时限制损失的一项关键解决方案。如第4章所述，可以通过一系列改造措施来降低电厂的最小负荷。图43展示了某煤电厂将最小负荷降低至其额定出力的25%，同时爬坡率得以提升的情况。

如图43所示，在强制运行的情况下，总利润为116100欧元，这个数字远远高于改造前的利润，这主要是由于电厂能够在电价下跌后的几个小时内产生额外的收益。与图41（具有更高的强制运行要求）相比，因为可以在负荷降低时运行，因此该电厂在负电价期间的损失有所下降。与进行了两次启动的情况相比（图42），因为避免了两次启动，所以单位发电成本有所降低。与强制运行的情况相比（图41），电厂的整体发电成本较低，因为在低负荷运行期间虽然效率较低，但使用的燃料总体仍较少。这种运行模式也可能是市场优化措施的结果。例如，当由负电价引起的损失不超过额外启动的成本时。

d) 非强制运行模式下，灵活运行的电厂

图44显示了在非强制运行模式下，改造后发电厂的最佳运行情况。最小负荷的下降会减少电厂在负电价时的损失。与灵活性较差的电厂相比，爬坡率的提升和启动时间的缩短会使电厂运行更灵活。该电厂的利润率（122160欧元）是所有分析案例中的最高水平，但每个案例间的差距在逐渐减少，特别是与强制运行模式下的灵活运行的电厂（图43）（116100欧元）的差距很小。

从这些案例可以看出，电厂是否采用更灵活的运行模式取决于灵活运行所带来的相关收入。因此，为了让发电厂运营商充分利用灵活性的优势，必须充分设计市场条件（见第5.3小节）。

这一分析可以得出一些初步结论：在可再生能源占比较高和基于边际成本的批发市场的市场环境中，与不灵活运行相比，提高火力发电厂的灵活性可以改善电厂的经济状况。

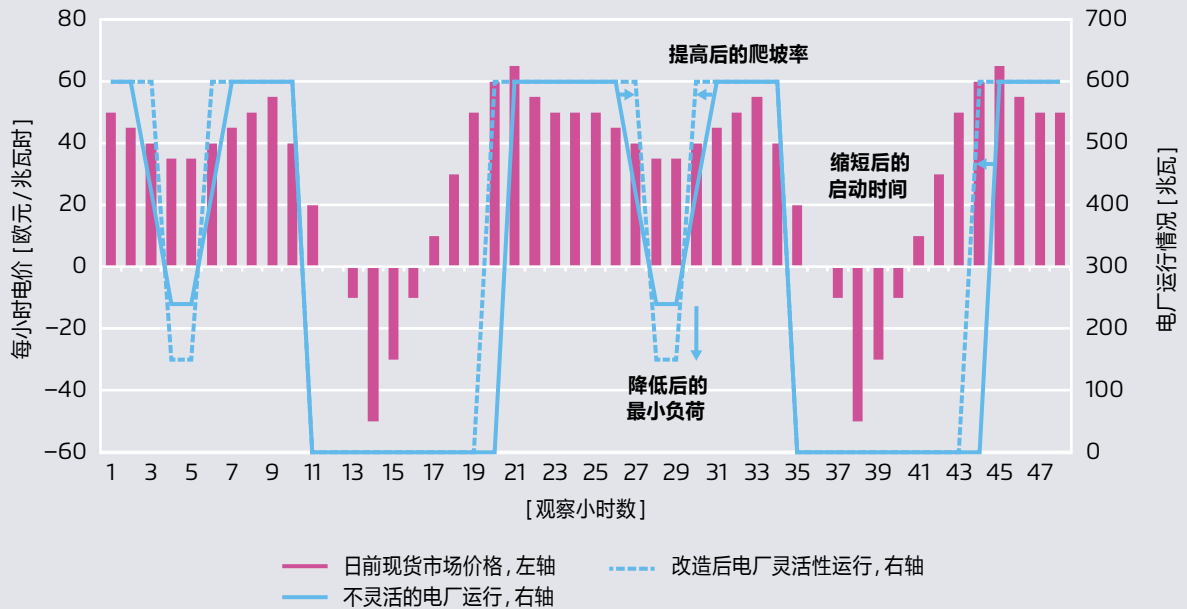
→ 降低最小负荷在大多数情况下对火力发电厂的盈利能力影响最大。

→ 关于灵活性投资是否可以盈利这一问题，并不能一概而论。具体的电厂参数和市场环境（例如，电厂厂龄、可再生能源占比、市场运行规则、灵活性盈利方案等）都需要视具体情况而定。

²⁶ 利润率等于总发电成本减去电力销售总收入。总发电成本包括运行边际成本和电厂启动成本，不考虑固定成本。单位发电成本等于48小时内的总发电成本与发电量之比。

硬煤发电厂在48小时示例时间段内在改造前和改造后（最小负荷降低、爬坡率提高、启动时间缩短）的运行情况和电价

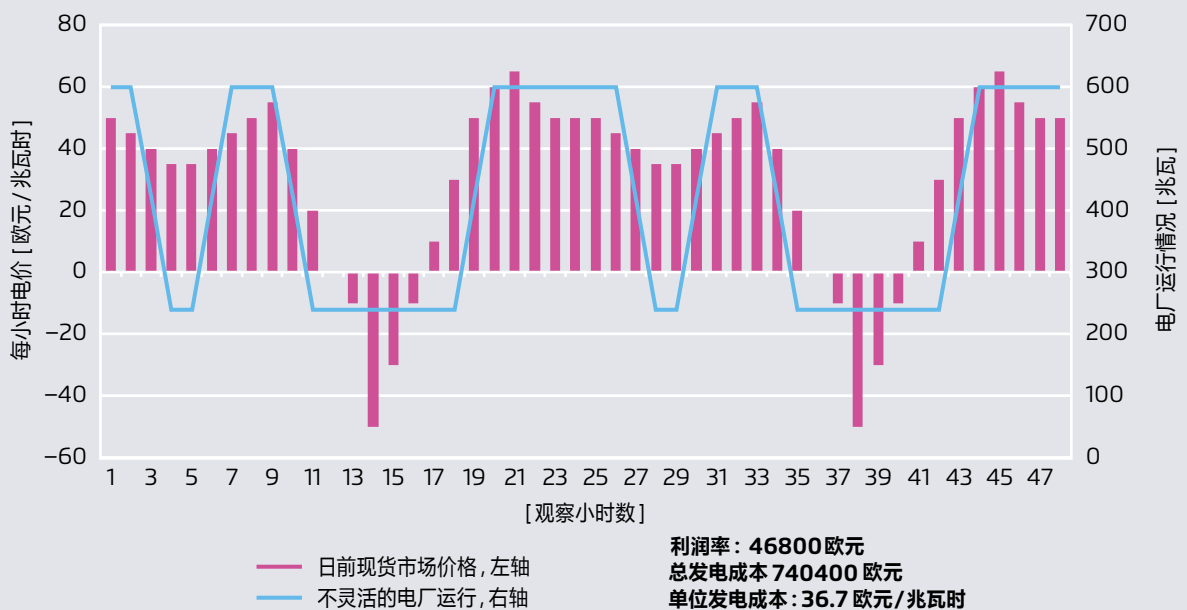
图 40



来源：Prognos (2017)

硬煤电厂在48小时示例时间段内，在“强制运行”模式下的运行情况

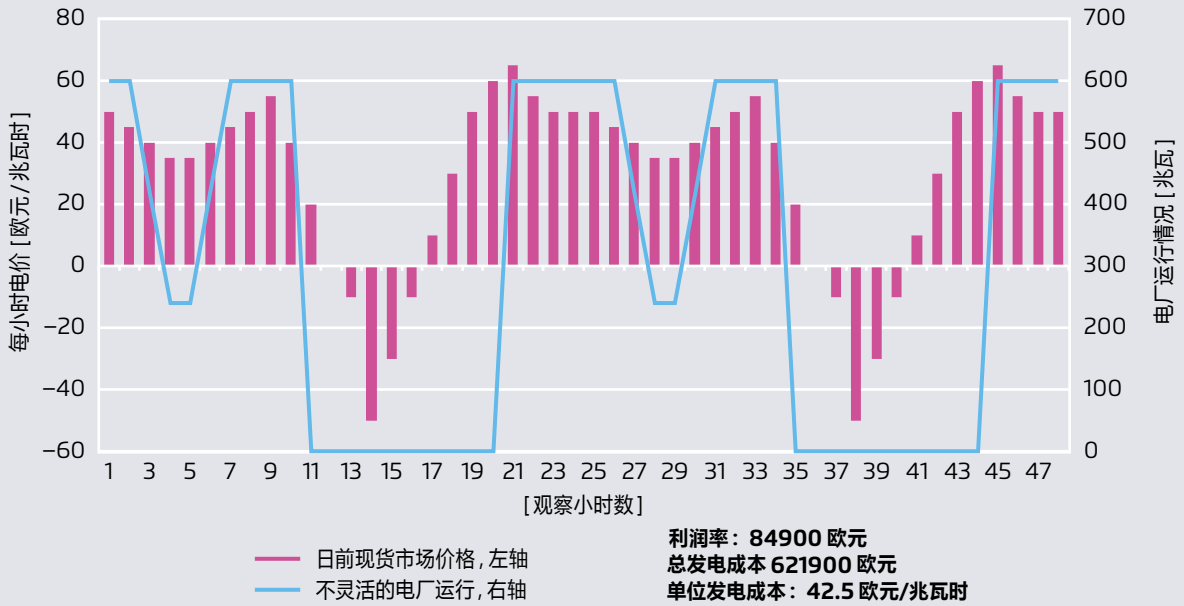
图 41



来源：Prognos (2017)

硬煤发电厂在48小时示例时间段内暂时停机时的情况

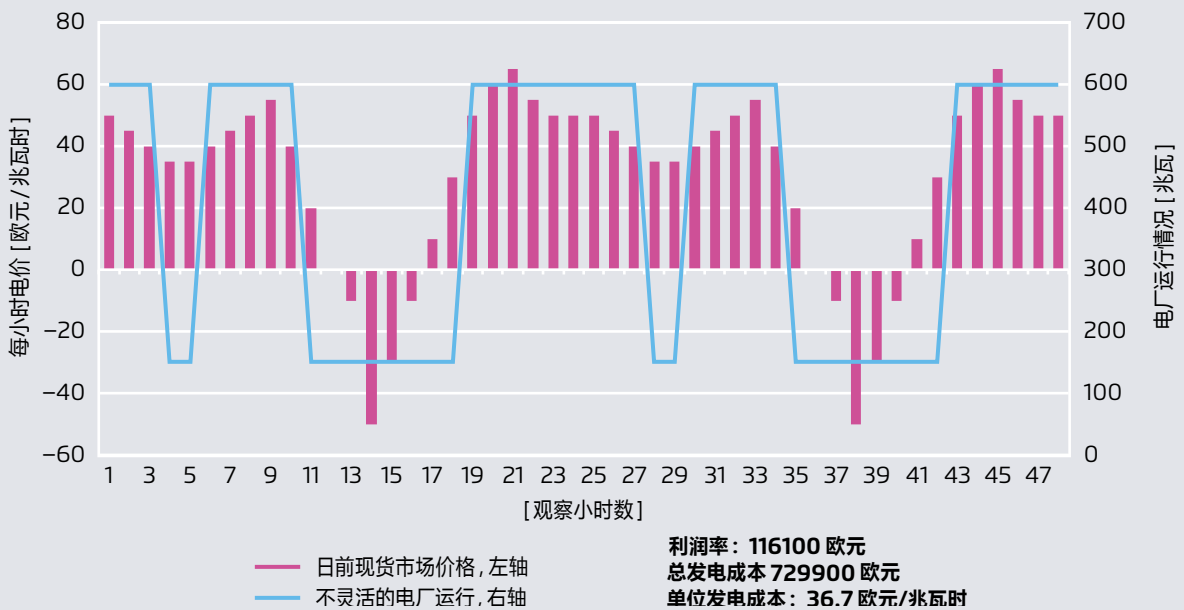
图 42



来源: Prognos (2017)

最小负荷降低且爬坡率提高后的硬煤发电厂
在43小时示例时间段内, 在“强制运行”模式下的运行情况

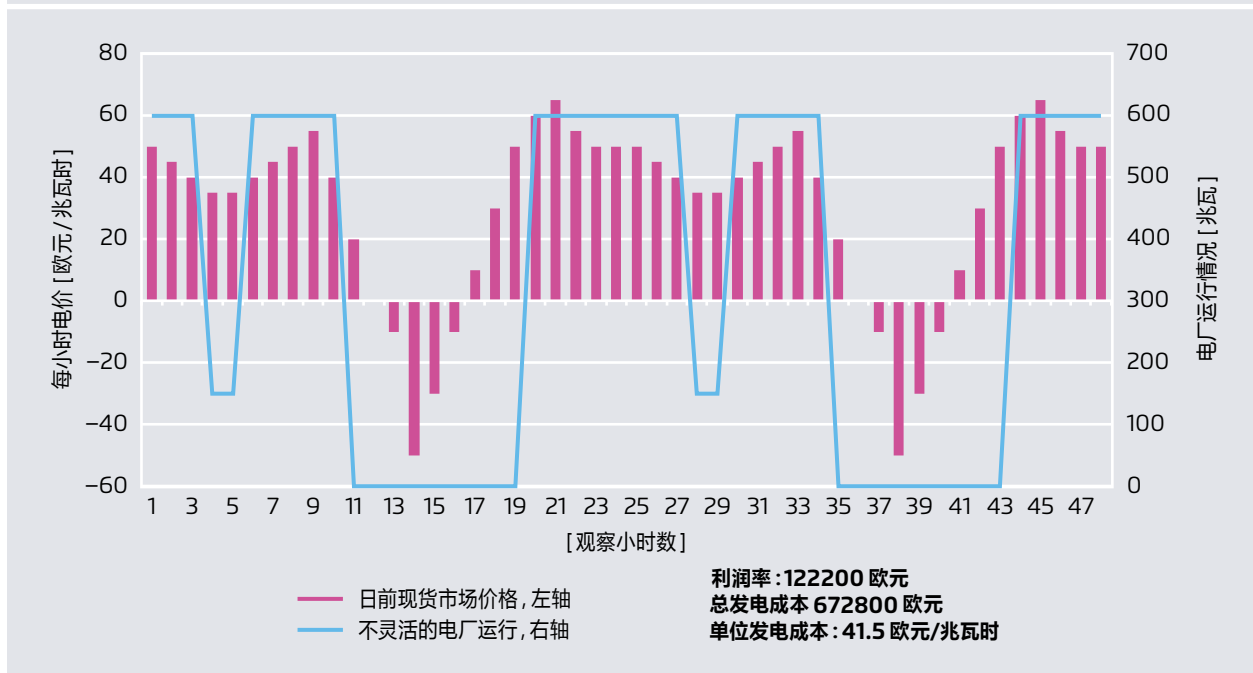
图 43



来源: Prognos (2017)

最小负荷降低、爬坡率提升、启动时间缩短后的
硬煤发电厂在48小时示例时间段内的运行情况

图 44



来源: Prognos (2017)

5.2 对二氧化碳排放量的影响

可再生能源占比增加导致燃煤电厂不得不更灵活的运行，这同时也会对电厂的单位二氧化碳排放量产生影响（因为电厂满负荷运行小时数减少，而且将更经常地在部分负荷状态下运行）。一般来说，与其他形式的传统发电（例如天然气发电厂）相比，燃煤发电厂的单位二氧化碳排放量更多。然而，需要讨论的关键问题是燃煤电厂的灵活运

行是否有助于在特定的经济和政策环境中帮助一些国家减少其二氧化碳排放量总量。

发电厂二氧化碳排放量主要取决于其所用燃料的类型。一种衡量排放量的适当方法是评估燃料的全生命周期温室气体排放量。该排放量取决于燃料的类型、燃料加工技术和供应途径（见第 5.2.1 节）。电厂的排放量还取决于其效率（效率越高排放量越低）。此外，当发电厂在部分负荷下运行时，其效率也会发生变化。第 5.2.2 节对这一问题进行了

不同燃料的单位二氧化碳排放量

表 10

燃料	天然气	硬煤	褐煤
单位排放量范围[克 CO ₂ /千瓦]	202-300	325-350	340-410
下限	管道气	沥青煤	粉褐煤
上限	页岩气	无烟煤	未加工褐煤

来源: Prognos (2017)

专门的探讨。最后，为了比较不同发电技术的排放量（例如灵活燃煤发电厂和联合循环燃气轮机燃气发电厂），需要将这些技术在类似的运行条件下进行比较。第5.2.3节通过一个示例对这一问题进行了详细说明。

5.2.1 不同燃料的生命周期排放量

发电厂的温室气体排放量不仅由燃料类型（无论是煤、天然气还是燃料油）所决定，而且与每种燃料的全生命周期排放量有关。全生命周期排放量取决于以下几个方面：

- 燃料的勘探与提纯技术，
- 燃料的加工和运输，
- 燃料的使用（例如发电）和后处理过程。

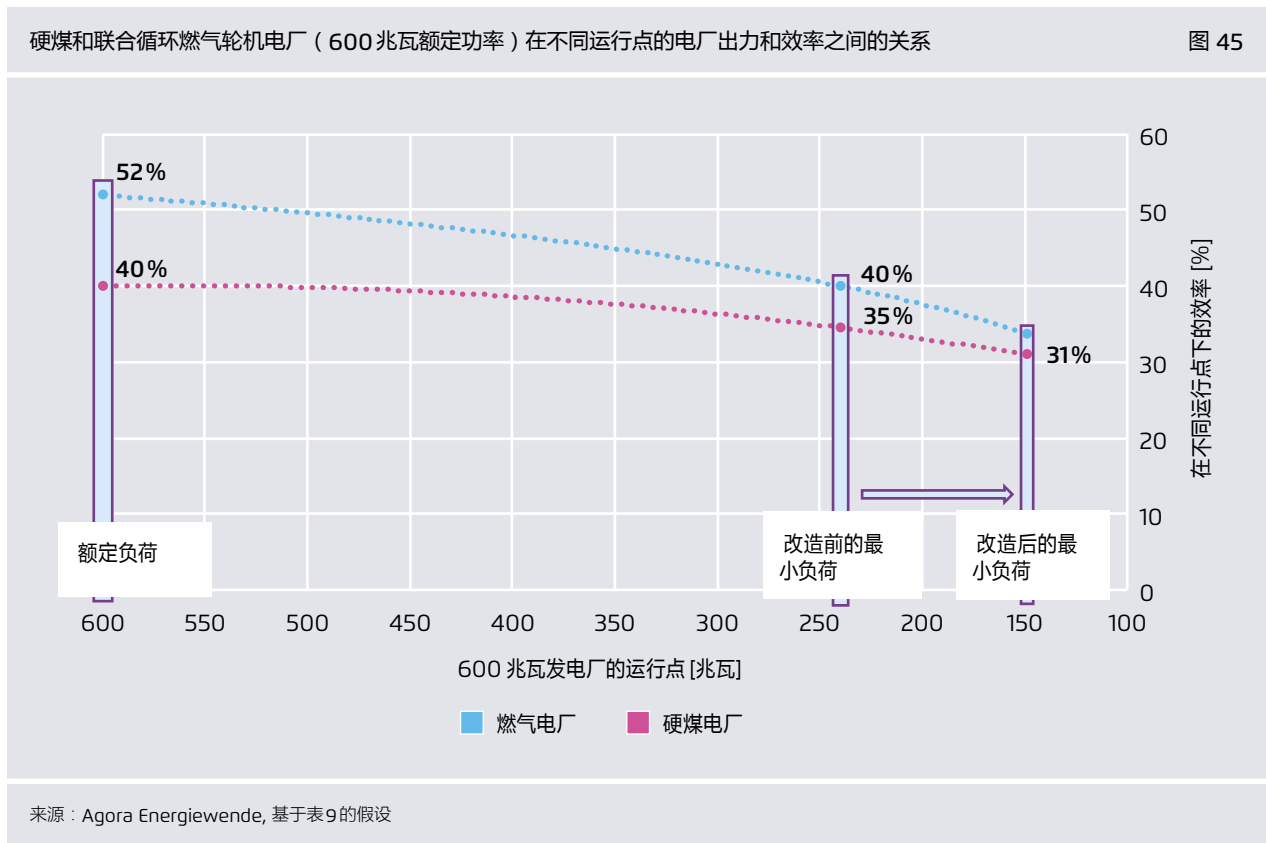
受以上这些因素的影响，不同燃料的二氧化碳含量（CO_{2,eq}）会有很大区别，如表10所示。可以看出，褐煤和硬煤的全周期温室气体排放量通常比天然气要大。然而，根据天然气类型和提取技术（页岩气、液态天然气、管道气等）的不同，天然气的温室气体排放量的范围更宽，从200至300克CO_{2,eq}/千瓦时不等。页岩气二氧化碳

含量CO_{2,eq}比管道气高出约50%，这一排放量略低于沥青硬煤（325克CO_{2,eq}/千瓦时）。而管道气的二氧化碳含量CO_{2,eq}远远低于煤（硬煤和褐煤）。

5.2.2 部分负荷运行对二氧化碳排放量的影响

在第4.2节中，我们讨论了部分负荷运行与发电厂效率之间的关系。发电厂的效率（百分比）表示从燃料的总能源含量（千瓦时_热）中可以产生多少电能（千瓦时_电）。电厂的效率也与其运行模式有关。电厂在额定负荷下运行时效率最高，当电厂以部分负荷运行时，效率降低。这导致发电厂在低负荷水平下的单位二氧化碳排放量（克CO₂/千瓦时）增加，如下图所示。然而，这种效率下降仅在部分负荷运行期间发生。它并不代表电厂整年的平均效率（这可能更接近额定负荷时的效率）。

从图45可以看出，典型的、较旧的燃煤发电厂在额定负荷下的净效率（40%）明显低于联合循环燃气轮机的净效率（52%）。这意味着燃煤发电厂额定负荷下的单位二氧化碳排放量要高很多。然而，在非常低的负荷水平下运行时，联合循环燃气轮机的效率比燃煤发电厂的效率下降



更加明显（在这个例子中，联合循环燃气轮机减少12个百分点，而燃煤发电厂为5.5个百分点）。

5.2.3 类似的外部调度情况下，不同技术的二氧化碳排放量比较

在可再生能源占比越来越大的系统中，燃煤发电厂的年利用小时减少，其运行模式从基本负荷运行（高于7000小时）转换到中间负荷运行（在4000到7000小时之间）。²⁷ 这可以减少电厂的温室气体排放总量（因为燃煤发电厂发电量减小，排放也相应减少）。这一变化使得燃煤发电厂在排放方面具备了与联合循环燃气轮机燃气发电厂竞争的能力。关键问题是，灵活运行的燃煤发电厂的排放量与联合循环燃气电厂相比是多还是少。²⁸ 为了对不同发电厂的二氧化碳排放量进行更有意义地比较，我们需要在类似

27 在储备运行模式下（如战略储备），燃煤发电厂的年利用率可能会进一步下降。然而，这种模式下仍需要电厂可以灵活运行。

28 如表10所示，单循环燃气轮机电厂的单位排放量与燃煤电厂在同一范围。由于单循环燃气轮机在电力系统中的作用特殊，因此对这两种技术总排放量做更为详细的比较意义不大。对于调峰发电厂，其年利用小时数均在几百小时内。

的调度条件下对其运行情况进行评估，同时需要考虑不同的灵活性参数以及发电效率随负荷变化的情况。

考虑到上述情况，我们对使用不同燃料的传统发电厂进行了比较。在下面的例子中，我们比较了以硬煤为燃料的燃煤电厂和联合循环燃气电厂的二氧化碳排放量。

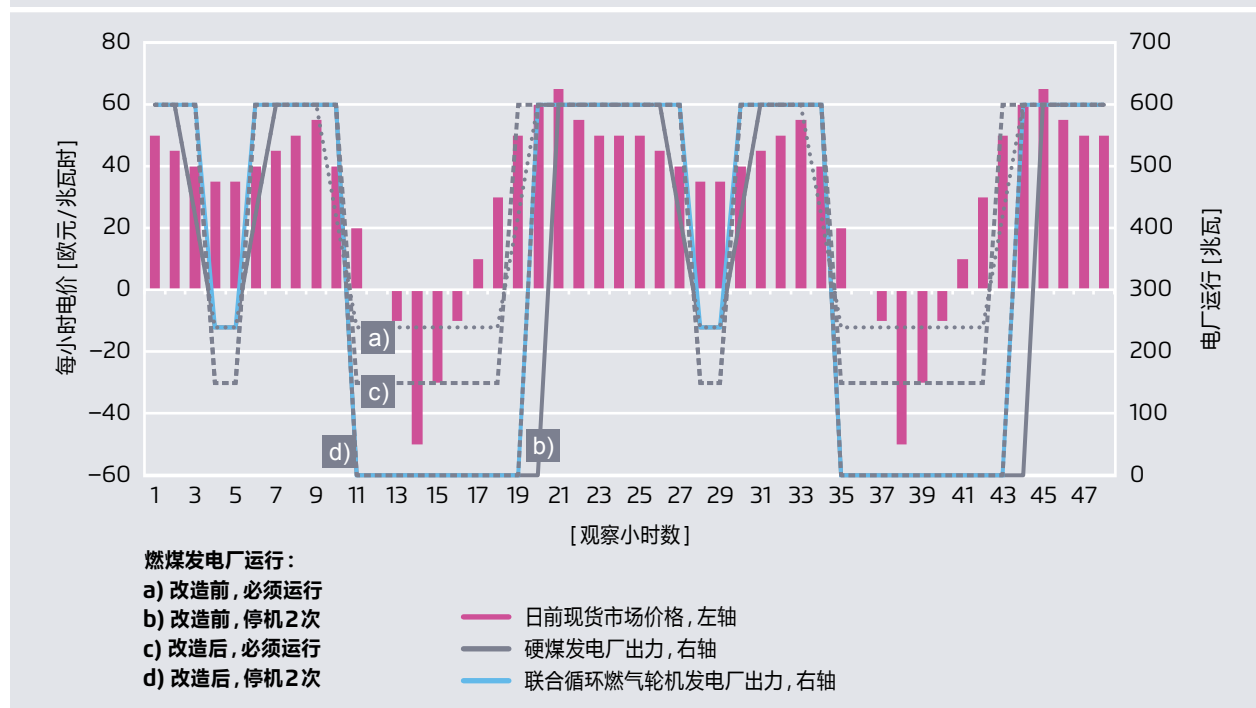
我们考虑了不同的运行模式，包括是否在强制运行模式下运行等。对于燃煤发电厂，我们主要考虑了两种运行情况，即没有改造（灵活性有限）和改造后（灵活性提高）的情况。本案例的技术参数和其他假设已经在表9中列举出来了。由于两个电厂的边际成本在本研究选定的框架内是相同的，所以联合循环燃气轮机电厂的运行和燃煤电厂的运行环境（外部调度条件）相同，但燃气电厂的启动时间更短，爬坡率更高（见图46）。

鉴于图46所示的市场情况，我们获得了以下48小时内的计算结果：

→ (a) 在强制运行状态（没有改造）的情况下，燃煤电厂累计二氧化碳排放量为17400吨，联合循环燃气轮

在48小时示例时间内联合循环燃气轮机与硬煤发电厂对比

图 46



来源：Prognos (2017)

在类似的调度条件下联合循环燃气轮机发电厂和具有不同灵活性特征的硬煤发电厂在2个示例日中的二氧化碳排放量

图 47



来源：Agora Energiewende 基于 Prognos

联合循环燃气轮机和硬煤发电厂在不同运行模式下的二氧化碳排放量 (图 47 的数据)

表 11

电厂类型和运行模式	发电量 (兆瓦时)	二氧化碳排放量 (吨)	单位二氧化碳排放量 (克/千瓦时电)
硬煤, 未改造, 必须运行	20,160	17,369	862
硬煤, 改造后, 必须运行	19,800	17,054	861
联合循环燃气轮机, 必须运行, 使用页岩气	21,600	13,336	617
联合循环燃气轮机, 必须运行, 使用管道气	21,600	8,980	416
硬煤, 未改造, 停机2次	14,640	15,432	1,054
硬煤, 改造后, 停机2次	16,200	16,280	1,004
联合循环燃气轮机, 停机2次, 使用页岩气	16,560	10,405	628
联合循环燃气轮机, 停机2次, 使用管道气	16,560	7,007	423

来源：Prognos (2017)

机电厂排放量为9000吨（管道气）或13300吨（页岩气）。

- (b) 在非强制运行（停机2次），但运行灵活性有限的情况下，燃煤发电厂的二氧化碳排放量减少到15400吨。由于每次电厂启动程序都是排放密集型的，因此每次启动程序都相当于增加了电厂产生每千瓦时电力所排放的二氧化碳。但同时，由于电厂停运数小时，所以总的累积排放量仍较低。
- (c) 在强制运行且灵活运行的情况下（电厂的最小负荷降低到150兆瓦），燃煤发电厂的二氧化碳排放为17000吨，而联合循环燃气轮机机组为7000吨（管道气）或10400吨（页岩气）。
- (d) 经过改造（爬坡率提高、最小负荷降低和启动时间缩短）后，燃煤发电厂在观测的48小时内产生更多的电量（16200兆瓦时），大致相当于联合循环燃气电厂的发电量（16560兆瓦时）。与未改造的电厂相比，其总排放量较高（16200吨，前者为15400吨），但由于启动程序使用的燃料减少，因此改造后电厂每千瓦时的排放量较低，而且总排放量低于强制运行模式下的不灵活燃煤发电厂。

虽然燃煤电厂的灵活运行降低了二氧化碳排放总量，但是在类似情况下运行的联合循环燃气轮机电厂的排放量仍然明显更低。然而，由于联合循环燃气电厂采用天然气作为原料，而天然气的生命周期二氧化碳排放量较高，因此若考虑到燃气的全生命周期排放量，则联合循环燃气电厂和硬煤电厂之间的总排放量的差距将缩小。

考虑到上述情况，可以初步得出一些结论：

- 不同的发电技术二氧化碳累计排放量的比较必须在类似的外部调度条件下进行。
- 生命周期排放量取决于燃料类型和开采运输技术。因此，在电厂层面，必须根据实际情况进行具体的逐案评估。
- 一般来说，燃煤发电厂的排放量总是高于燃气电厂，即使考虑使用排放相对较高的页岩气。
- 在强制运行的条件下，不论电厂采用何种类型的燃料，降低电厂的最小负荷均会使电厂的二氧化碳排放量明显降低。
- 在非强制运行条件下，总体排放量会由于电厂停运而大幅下降。然而，由于停运后的再次启动过程的单位二氧

化碳排放量很高，因此在这种情况下电厂的单位排放量（克二氧化碳/千瓦时）会显著增加。

- 在某些情况下，提高燃煤发电厂的灵活性可能导致排放总量升高。比如电厂通过在部分负荷下运行，避免了其在非盈利性运行期间的停机，从而避免了高排放的启动过程，但由于电厂持续运行，因此其二氧化碳总排放并未减少。因此，我们仍需要有效的二氧化碳减排政策，以鼓励电厂运营商在作出电厂运行决策时同时考虑排放量。
- 在以煤炭发电为主的电力系统中，大量的燃煤电厂需要在强制运行条件下运行来提供系统服务。在此类系统中，燃煤电厂的灵活运行将对电厂总体排放量产生显著的积极影响。

虽然天然气发电厂所产生的二氧化碳排放量普遍比燃煤发电厂低，但是从煤炭向天然气的转变在某些国家可能不是一个可行的方案，特别是对于那些高度依赖煤炭的国家来说。事实上，当煤电在市场占主导地位时，既有的经济和政治利益也会产生阻碍作用。此外，技术路径依赖也是重要障碍之一，因为将天然气作为脱碳化电力系统的过渡技术时，需要大量投资建设天然气基础设施。同样，建设新型天然气基础设施作为一种中期解决方案可能还会产生新的路径依赖，从而破坏系统在长期内向脱碳化系统的过渡。在这些国家，同时增加可再生能源的份额和鼓励现有燃煤发电厂的灵活运行，可能是最可行的政治和经济战略。

5.3 提高火电厂灵活性运行的市场设计要求

可再生能源的发展已成为能源系统脱碳化的关键驱动力之一。因此，提高电力系统的灵活性对于经济可靠地接入更高比例的波动性可再生能源来说至关重要。在此背景下，电力市场应激励而不是阻碍灵活性。具体来说，电力市场的设计必须可以鼓励电厂运营商充分挖掘技术潜力，提高电厂灵活性。

对于那些致力于进一步提高可再生能源占比的国家来说，很重要的一点是要为进一步发展可再生能源制定监管和市场运行机制，从而提供明确的价格信号。国际上已经在对市场设计和灵活性之间的相互关系予以着广泛关注。国际能源署（IEA）已明确了提高灵活性的三个市场设计挑战（参见图48）。这些挑战涉及（a）可再生能源的资本密集型本质，（b）可再生能源电力的有限可预测性与波动性，以及（c）可再生能源发电的分散性。

本小节的目的不是对这一讨论进行详细探讨，而是通过举例说明市场设计可以激励灵活性。²⁹

在第5.2节中，我们分析了可再生能源如何影响电力系统的不同方面以及其对现有火力发电厂的运行提出了哪些新要求。受可再生能源影响的电力市场包括：

- 批发市场：提高可再生能源的占比会改变系统的剩余负荷曲线，从而提高电力系统对传统发电厂的灵活性要求。此外，由于优先次序效应，可再生能源会降低传统发电厂的盈利能力。
- 平衡市场：可再生能源会增加对平衡电力的需求。
- 阻塞管理：可再生能源占比高的电力系统需要更多的再调度措施。

这些市场是相互依赖的。因此，一个低效率运行的市场可能会同时破坏其他市场的效率，妨碍整体的灵活性。我们可以通过一个实际案例予以说明：德国一家燃煤发电厂，规模为500兆瓦，最小负荷为40%（200兆瓦），其发电成本为15欧元/兆瓦时，热启动时间为150分钟，计划在市场上提供50兆瓦的负二级平衡电力。如果实时的发电量超过用电需求，则负平衡电力将被激活。发电机组一般通过降低出力来提供负平衡电力。在德国平衡市场中，对二级平衡电力的规定是要求平衡电力在五分钟内可以被完全激活。此外，市场设计还规定：

- 必须可以连续7天提供约定电力；
- 这7天通常应在市场拍卖结束时（即所谓的“闭门时间”）和实际时间之间；及
- 两种产品（持续12小时）可供选择：峰值和非峰值。

因此，如果发电厂希望提供负二级平衡电力，则必须提供7天的容量。此外，由于电厂的启动时间（150分钟）超过二级平衡电力所需的激活时间（5分钟），因此，发电厂必须在批发市场上（日前市场）交易以提供平衡电力。

29 为进一步阅读和更详细的讨论，我们推荐最近由Agora Energiewende发表的几项研究：《电力市场运作与系统可靠性》（2014）；《电力市场五角模型研究》（2016）；《优化短期电力市场，提高灵活性》（2016）；以及《风力和太阳能发电的接入成本》（2015）。

提高灵活性所面临的主要挑战（电力市场设计方面）

图 48

(可再生能源的) 资本密集性	(可再生能源) 有限的可预测性和波动性	(可再生能源) 发电分散性
<p>→ 成本回收：投资激励</p> <ul style="list-style-type: none"> • 释放充足的投资信号 • 对能源市场、容量市场、市场支撑方案设计的影响 <p>→ 资本成本：优化风险分配</p> <ul style="list-style-type: none"> • 在资本密集型的系统中，风险，包括政策风险，是决定整个系统成本的根本因素。 • 政策灵活性与监管风险之间的权衡 	<p>→ 价格波动</p> <ul style="list-style-type: none"> • 更波动的电力价格 • 产品定义（例如峰值/非峰值）不再重要 <p>→ 现货市场设计</p> <ul style="list-style-type: none"> • 减少闭门 • 提高交易频率 • 同时需要日前和日内市场 <p>→ 保证系统稳定性</p> <ul style="list-style-type: none"> • 需要新的辅助服务产品，例如提供系统惯性 • 重新设计辅助服务，以允许可再生能源参与 	<p>→ 发电与电网之间的协调</p> <ul style="list-style-type: none"> • 投资需求的增加需要更新对输配电网运营商的监管规则 • 需要与集中式和分散式发电装置所在位置有关的价格信号 <p>→ 产消合一者</p> <ul style="list-style-type: none"> • 零售价格成为投资信号 • 税收和电网费用的基数下降 • 许多小型的电力生产者会进入到批发市场。

来源：国际能源署 (2016)

案例中的市场规则建立在几乎没有可再生能源发电的市场环境中。在这些边界条件范围内，系统是合理有效的：

一方面，提前闭门（实际时间7天前）和较长约定时期（7天）为电网运营商带来了更高的规划安全性。另一方面，这种监管安排对基本负荷能力提供激励，以进行24/7运行。在这个例子中，由于电厂的边际发电成本较低，因此其主要在日前市场作为基本负荷运行，并且如果系统需要负平衡电力，则电厂应降低其出力以提供负平衡电力。

然而，这种市场设计在可再生能源占比较高的系统中却变得效率低下，因为它阻碍了电厂的灵活性运行。如果出现在较长一段时间内系统的电力需求较低且可再生能源占比很高，日前市场的电力批发价格可能会低于煤电的实际发电成本（15欧元/兆瓦时）。在此期间，让燃煤发电厂维持运行不具有经济性。然而，由于其平衡义务，电厂必须向市

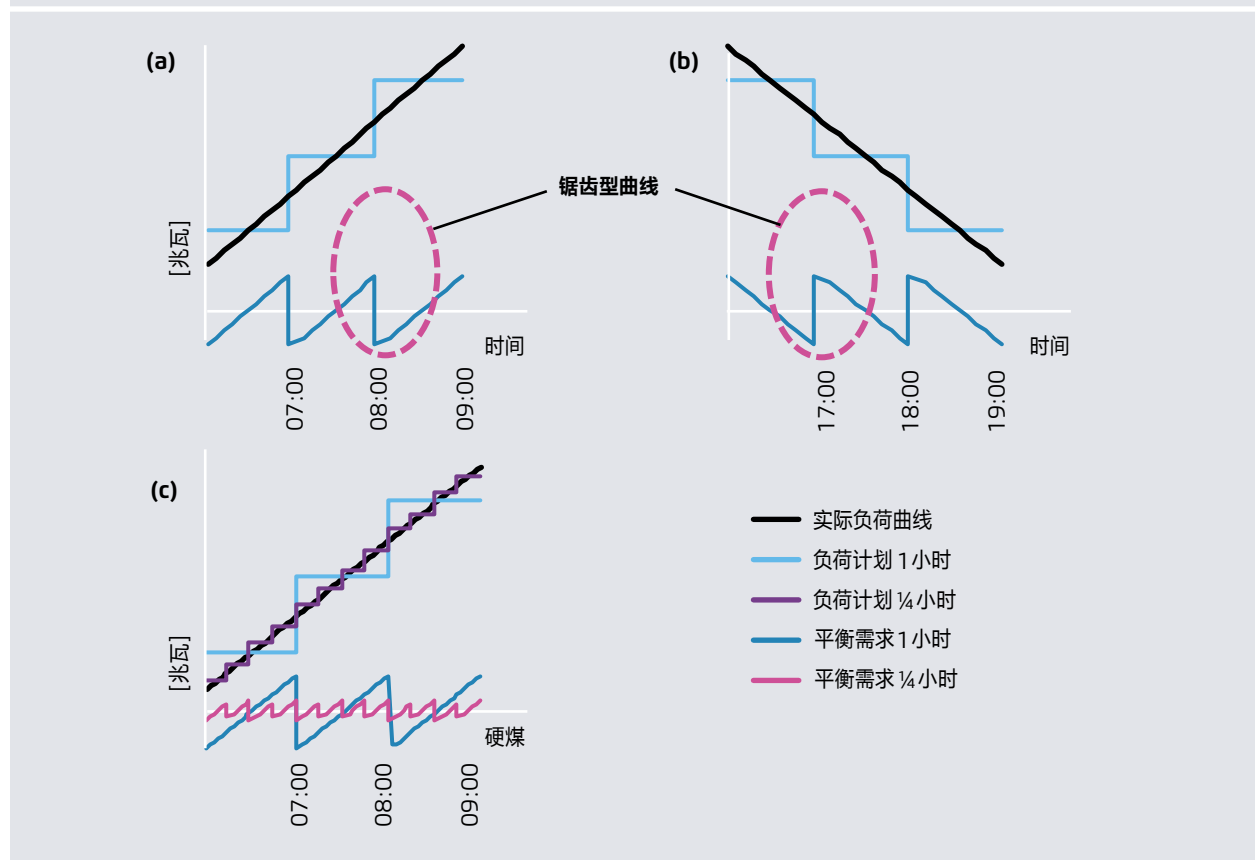
场提供250兆瓦（200兆瓦最小负荷加上50兆瓦的负平衡调节）的电力。这可能会造成弃风弃光现象。此外，这些电厂的强制运行容量提高了对电力系统中其它机组灵活性的需求。

在这种情况下，通过其它技术（如风力发电）提供负平衡电力可能会更加有效。然而，要想实现这一点，市场设计中必须考虑缩短约定期限，减少产品持续时间（例如4小时而非12小时），以及推迟闭门时间（即让闭门时间更接近实际时间）等因素。此外，燃煤电厂避免其强制运行平衡义务可增加其在日前市场的灵活性。

如上所述，平衡市场的设计会对日前市场的调度和电厂的灵活性运行产生重大影响。除日前市场外，大多数国家还引入了第二个短期批发市场，该市场闭门较晚，产品时间较短。这种所谓的日内市场可以在交货45分钟之前进行电力买卖。与日前市场相比，电力也可以以15或30分

计划尺度造成的平衡需求（1小时和1/4小时）

图 49



来源：Prognos (2017)

钟的计划进行交易，而非小时计划。在这种情况下，流动性日内市场对平衡市场存在影响：一方面，稍晚闭门可以减少可再生能源的预测误差，进而减少平衡需求。另一方面，15分钟产品通过减少所谓的计划尺度而减少平衡需求。这种相互关系将在下面的小节中予以说明。

计划尺度

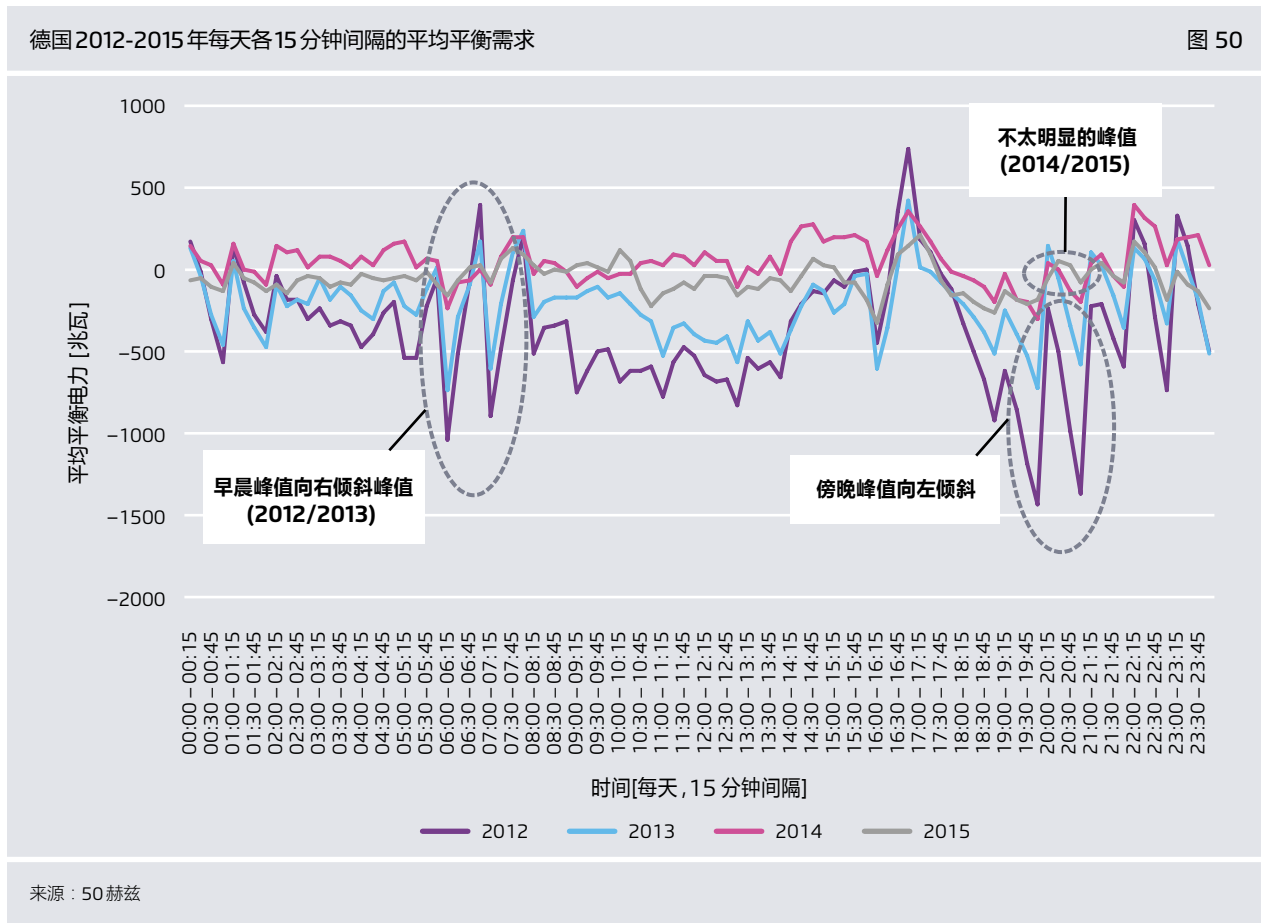
电力系统中，用电量和风电和光伏的发电量不断变化，而电力交易（计划发电量）则是按照间隔时间（如60分钟间隔）完成的。计划和实际电力负荷或电力生产之间的偏差而导致的平衡需求被称为计划尺度或计划跳跃。

图49以一个电力交易商的负荷采购过程展示了计划尺度这一现象。为了满足平衡负荷需求，电力交易商在批发市场上以小时为间隔采购所需电力。以小时平均值计算，他购买的电力等于电力需求量。但在每个小时内，实际负荷都会与所购买的（计划的）负荷有所偏差，从而产生了对平衡电力的需求。

在早晨的第一个30分钟内（图49a），计划的负荷大于实际负荷，因此需要负向平衡电力。在第二个30分钟内，情况逆转，需要正向平衡电力。在傍晚（图49b），当负荷的变化为负时，我们看到一个相同趋势的镜像。这些情况造成了用于平衡电力需求的典型锯齿图案：早晨，峰值向右倾斜，傍晚峰值向左倾斜。

图49c显示，负荷采购间隔对平衡电力的大小会产生重大影响。如果市场设计允许提供15分钟的产品，则可以按1/4小时购买和计划电力，这显著降低了系统对平衡电力的需求。

图50显示了德国2012至2015年每天各15分钟的平均平衡电力需求。在2012年和2013年德国平衡需求的数据中可以清楚地看到由负荷计划尺度造成的典型锯齿式需求曲线：平衡需求的特征是早晨峰值向右倾斜，晚上峰值向左倾斜。在2014年和2015年，该现象并不那么明显。这是由于德国引入了日内电力交易市场，从而减少了由计划尺度造成的平衡需求。



6. 所选国家概况：南非与波兰

本节中，我们将在南非和波兰这两个煤电占比较大的国家的市场环境下分析传统发电厂的灵活性问题。

6.1 南非

能源与气候政策

南非电力政策主要基于其《综合资源规划》（IRP），该规划是《综合能源规划》（IEP）的组成部分之一。

《综合资源规划》的主要目标是在考虑技术、经济和社会限制和外部因素的同时，为电力系统制定可持续的长期规划（南非能源部，2016）。《综合资源规划》是按照可以在必要时适应不断变化的市场条件而设计的一个“可不断调整的规划”。首版《综合资源规划》是为2010至2030年设计的，是官方对于新增发电装机的规划。南非政府于2016年11月颁布了2010年《综合资源规划》的更新版草案，以向公众征询意见，这一规划预计将于2017年实施。该更新版本将新的经济和技术发展因素纳入了考量，并将目标时间段延长到了2050年。《综合资源规划》被认为是对南非气候政策影响最大的监管框架。

2010年版的《综合资源规划》确定了南非新增可再生能源装机的目标：即2030年达到17.8吉瓦，其中包括1吉瓦太阳能光热发电（CSP）、8.4吉瓦太阳能光伏发电和8.4吉瓦风能发电（南非能源部，2013）。《综合资源规划》还对新增煤炭和核电装机进行了预测。具体而言，2020年前，应建设10吉瓦新燃煤发电厂（南非的主要电力企业Eskom想要在《综合资源规划》生效之前建设这些电厂）。即便在2022年前新建核电的可能性较小，但计划仍提出了新增核电约9.6吉瓦的目标。其它的新增装机主要为联合循环燃气电厂（2.4吉瓦），单循环燃气电厂（3.8吉瓦），热电联产和电力进口（主要来自莫桑比克的水力发电厂，还可能来自赞比亚、津巴布韦和扎伊尔）。相比之下，新的《综合资源规划》草案版本建议在2050年之前增加18吉瓦光伏、37吉瓦风能、20吉瓦核能、34吉瓦天然气发电厂、2.5吉瓦进口水电和15吉瓦煤电。

在气候政策领域，南非已经做出了一些有条件承诺。南非承诺于2020年前将温室气体排放减少34%，2025年前减排42%。具体的气候政策包括引入碳税政策（计划2017年实施）和针对企业的多项碳预算政策（计划在2016年至

2020年期间实施）。作为《巴黎协定》的一部分，南非已经公布了其《国家自主贡献预案》（INDC）和计划的减排量。《预案》明确了温室气体排放的峰值、稳定水平和下降路线，即2025 - 2030年间排放量将达到3.98 - 6.14 亿吨二氧化碳当量，并在长期（2050年前）降至2.12 - 4.28 亿吨二氧化碳当量。

电力生产

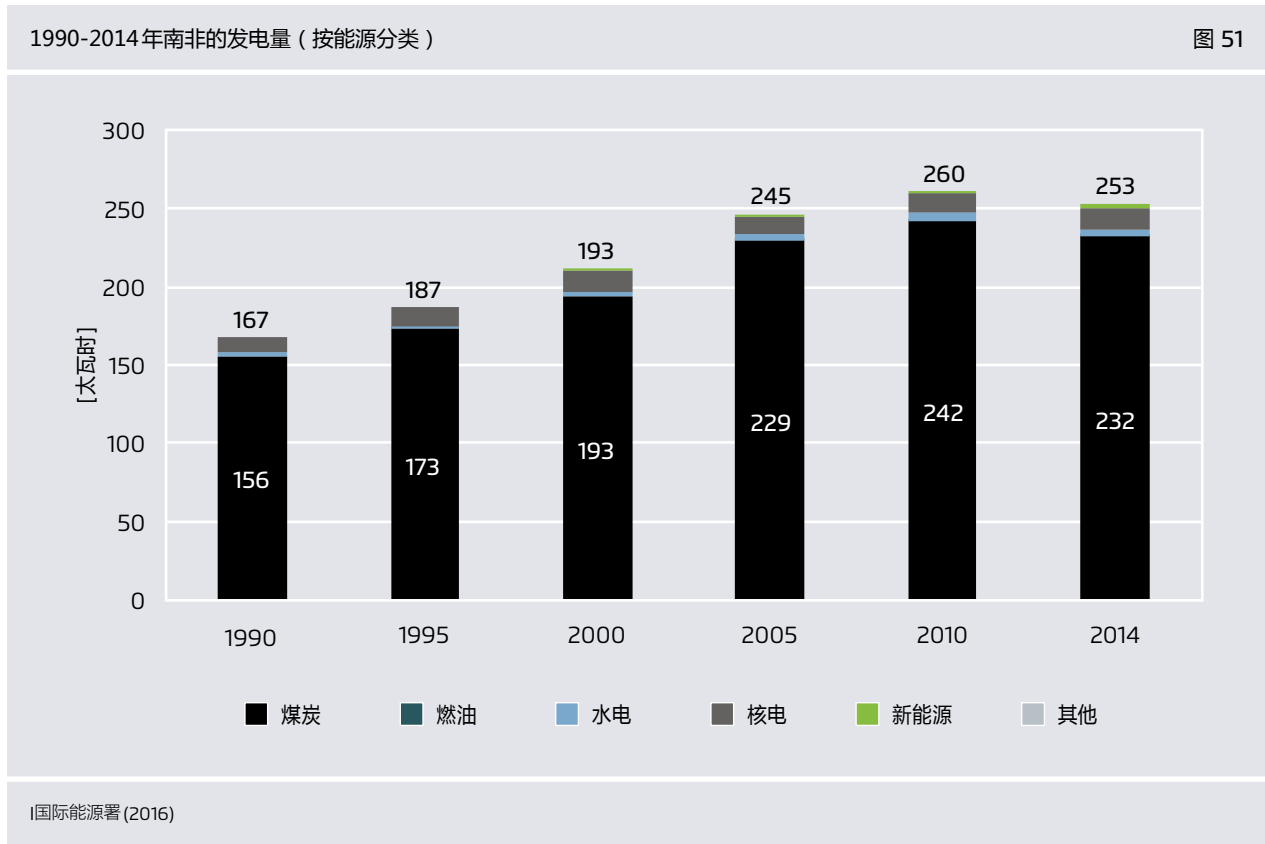
南非拥有悠久的燃煤发电传统，目前，南非90%的电力需求由燃煤电厂提供。南非有大量的煤炭资源，其全部燃煤发电厂均采用国产硬煤。南非燃煤电厂的大规模新建和扩建主要出现在20世纪60年代和70年代，这主要是70年代石油危机后，南非经济的增长和电力取代石油的能源结构调整所致。由于电力需求增长未能达到预期，这种大规模的产能扩张随后导致了80年代后期的产能过剩。并且导致一些产能过剩的电厂被暂时关闭。在20世纪90年代末和21世纪初期，由于预测到未来电力需求将不断增长，一些已关闭的发电厂又被重新启动。

南非的燃煤发电厂一般位于煤矿附近，远离大城市。由于该国电网等基础设施陈旧，这种电厂远离消费中心的布局被视作南非电力系统发展的重要阻碍。在南非，能源供应安全是最主要的问题。

图51显示了1990年至2014年南非发电量的变化情况。南非的电力生产一直以煤炭为主。过去二十年来，新增电力需求主要由新的或重新启用的燃煤电厂来满足。

近5 - 10年来，南非开始建设可再生能源电站（包括抽水蓄能灵活性水电），目前，可再生能源的占比仍然很低。图52显示了南非2014年的发电量组成。南非超过88%的电力（232太瓦时）主要来自基荷运行的燃煤电厂。作为第二大电力来源的核电仅占发电量的5%（15太瓦时）。同时，2014年可再生能源（含水电）发电量占总发电量的2.4%（超过6太瓦时）。

由于燃煤发电占据主导地位，南非发电产生的单位二氧化碳排放量高达900克二氧化碳/千瓦时。相比之下，德国的单位二氧化碳排放量为500克二氧化碳/千瓦时。碳捕捉和储存（CCS）通常被视为南非电力系统实现脱碳化的方案之一，但这种方案面临着包括高成本、地质条件的不



确定性以及发电厂与可能的存储设施之间距离远（通常超过600公里）的挑战。

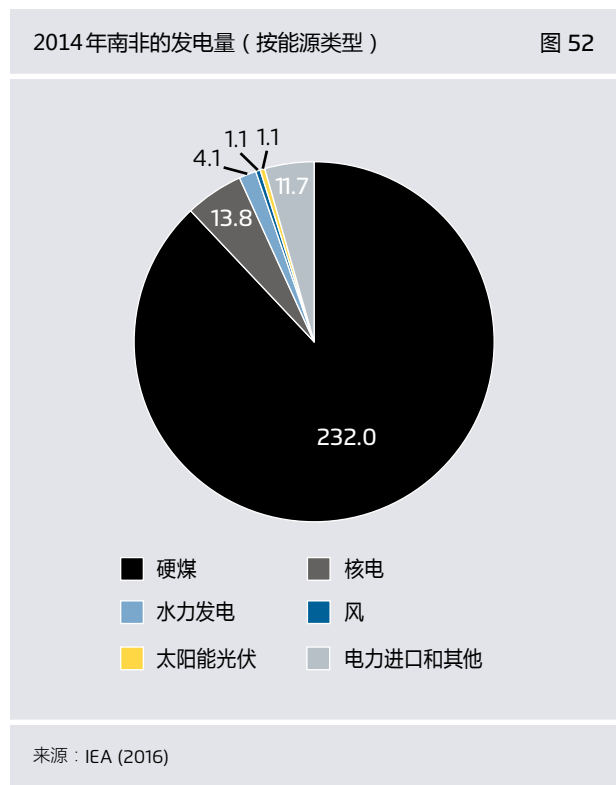
除气候问题外，南非不断增长的电力需求和发电厂的老化也为其电力系统带来了重大挑战，这种挑战特别体现在供应安全方面。南非电力系统峰值负荷和可用发电容量之间差距的不断缩小也直接反映出了这一问题。

南非的燃煤发电厂老化、维护不善，且经常需要在最高出力状态下发电。2014年发生的马尤巴发电厂煤仓倒塌事故以及随后实施的减载控制更是南非能源基础设施状况不佳的一个实例。因此，从供应安全的角度考虑，燃煤发电厂的提前退役受到限制。此外，电网基础设施也存在薄弱和过时的问题。

煤炭生产

南非主要生产硬煤，其产量达到每年3亿吨。其中烟煤占煤炭总产量的98.6%。南非不产褐煤。

据估计，南非煤炭的已探明储量约为3500万吨，占全球储量的3%，非洲储量的95%。煤炭产量的60%用于发



电，其次是用于工业用合成燃料（20%）。除了国内使用外，20%以上的煤炭主要出口到太平洋和大西洋。

南非《综合资源规划》预测其煤炭产量还会不断增加（主要用于发电），这将会带来一系列挑战。一些基础设施问题，如缺乏铁路运输能力等，会限制煤炭产量的提高。此外，由于中央盆地的优质煤炭资源将在2040年开发殆尽，因此新煤矿的开发需要大量的勘探和可行性研究等基础工作。在南非仍然主要依靠燃煤发电以及电力需求不断提高的背景下，煤炭短缺将对能源安全形成日益严峻的威胁。如果主要投资没有按计划到位，预计南非的第一次煤炭供应短缺将在2018年之后出现（国际能源署（IEA）煤炭咨询委员会（CIAB），2016）。

燃煤发电的主要特点

南非的燃煤发电厂位于几个多地块区域，主要分布在普马兰加省。该省也是南非煤炭生产的中心。

由于该国大部分燃煤发电厂均位于西南部和东南部，距离需求中心都具有相当远的距离，所以需要强大的电网基础设施来确保所有地区的电力供应安全。

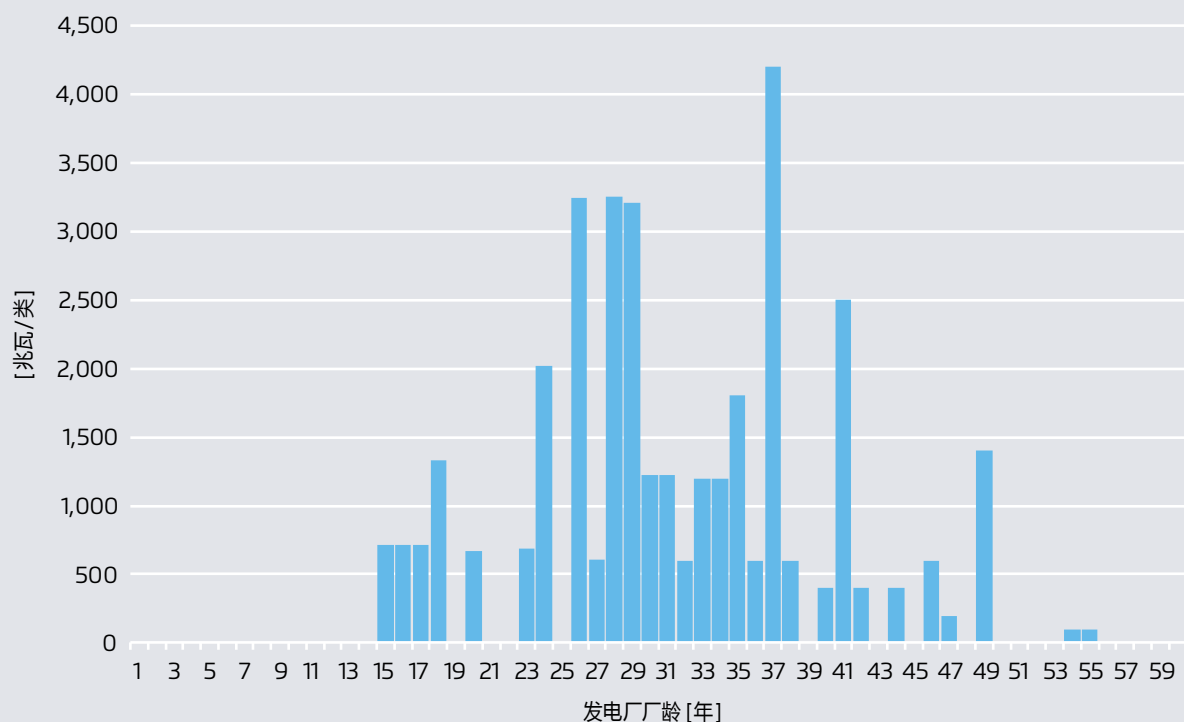
南非的大部分发电厂是在20世纪70年代后期到90年代初期建成的。平均厂龄约35年，与其他国家相比，南非燃煤电厂相对较老（德国的燃煤电厂的厂龄通常在20-25年左右）。图53显示了南非燃煤发电厂的厂龄结构。

南非燃煤电厂的平均效率约为35%，远远低于大多数工业化国家40%的平均水平。此外，燃煤电厂以液态排渣锅炉为主，因其最小负荷要求较高，因此通常会降低现有燃煤发电厂的灵活性。

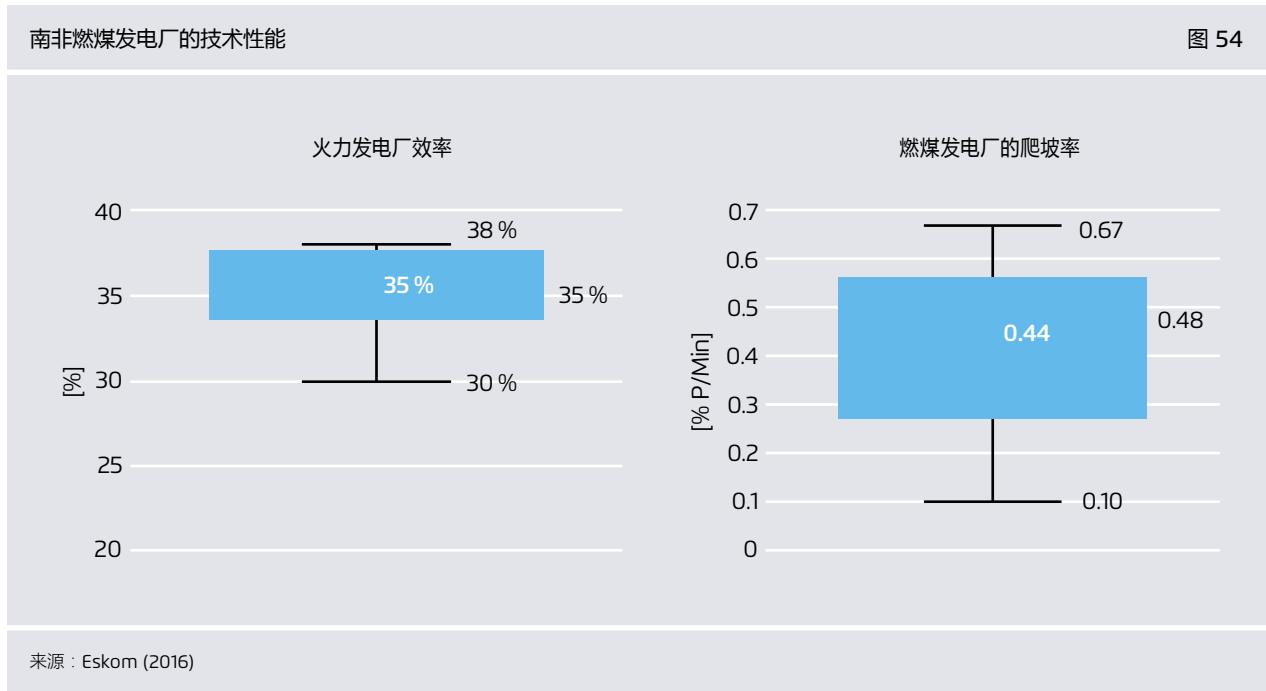
因此，南非的燃煤发电厂呈现出最小出力较高、启动慢、爬坡率低的特点。该国燃煤发电厂的爬坡率在每分钟额定容量的0.1%至0.7%之间。这比硬煤发电厂的标准要低得

南非燃煤发电厂厂龄分布

图 53



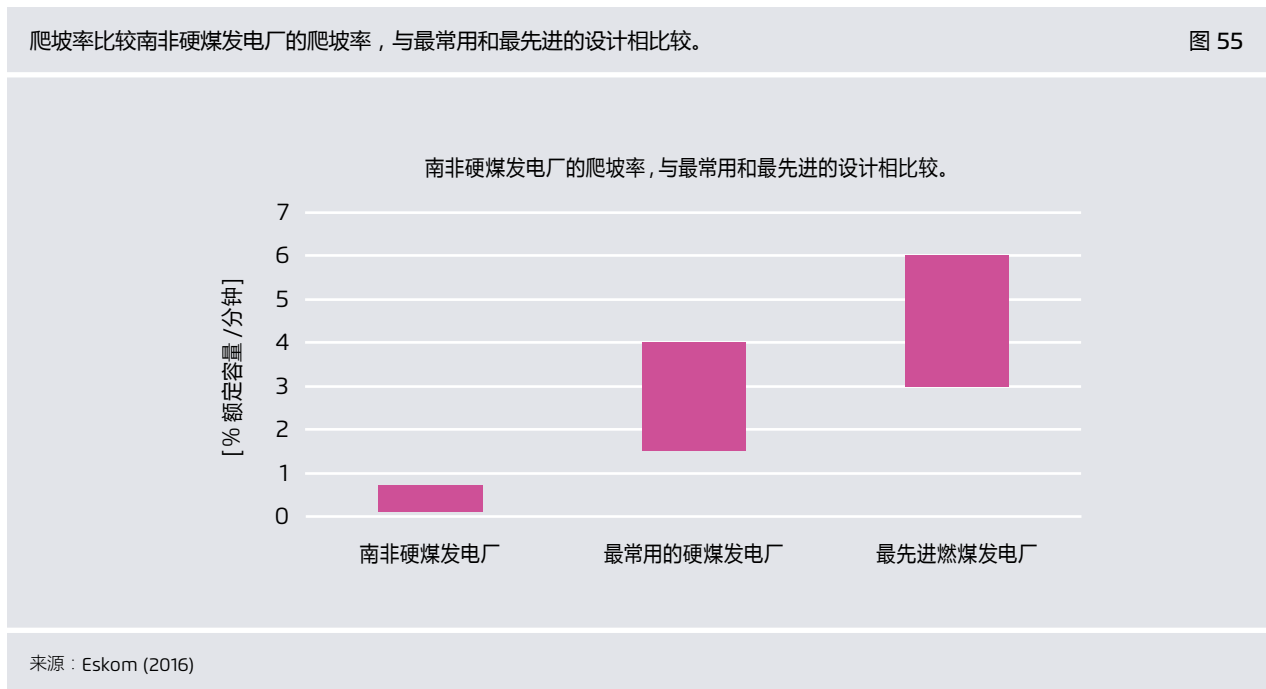
来源：Eskom (2016)



多 (例如, 第3章所列举的每分钟为1.5到4%)。图53对爬坡率数据进行了比较。关于最小负荷的具体数据尚未公开。

在新版《综合资源规划》中, 南非计划在2050年前新建超过50吉瓦可再生能源装机, 未来的南非电力系统的灵

活性要求可能会有所增加。如前文所述, 更多的波动性可再生能源发电显著增加了对电力系统的灵活性要求。因此, 在未来几年中, 传统发电厂 (和电力需求) 的灵活性问题在南非肯定会变得更加重要。



南非燃煤发电厂的灵活性标准目前远远落后于其他地区最常用的硬煤发电厂的灵活性标准。因此，南非在提高电厂效率和灵活性的改造措施方面有很大潜力，效率和灵活性的提高将进一步降低煤炭消耗量和二氧化碳排放量。在第四章中我们介绍了一系列灵活性提升的方案。根据该章中的示例所示，南非灵活性改造的投资成本低于500欧元/千瓦。

由于南非的燃煤发电厂主要进行基本负荷运行，所以灵活性改造也有助于降低二氧化碳排放量。此外，这种改造将有助于减少煤炭消耗，缓解煤炭供应问题。

其他灵活性方案

除了提高燃煤发电厂的灵活性以外，还有一些其他提升灵活性的方案。不同的灵活性方案的可用性和可行性取决于每个国家的基本条件，并且必须根据具体情况而定。

对于南非来说，其抽水蓄能电站和水力发电厂是另一种灵活性方案之一。目前，南非这些技术的总产能为3.5吉瓦，并且其计划在2025年前进一步增加抽水蓄能电站的装机（约增加3吉瓦）。目前，这些计划的新建抽水蓄能电站的建设成本约为500至1500欧元/千瓦。

另一种灵活性方案是“需求侧管理”（DSM），即增加电力消费侧的灵活性。南非电力公司Eskom目前通过EEDSM（能效需求侧管理）激励计划，为需求侧管理提供激励。南非可采用的需求侧管理灵活性提升技术路线很多，不同路线的成本存在相当大的差异。此外，将光伏系统与电池相结合，将光伏电力分布式地储存起来是必须提及的另外一种解决方案。这种技术在未来可能是一种非常可行的方案，特别是如果分布式储能的成本可以进一步降低时。

燃气发电厂是另一种使传统发电更具灵活性的方案。《综合能源规划》正在考虑在未来增加单循环燃气轮机和联合循环燃气轮机发电厂的数量。然而，由于南非的天然气管道基础设施较差，从而限制了灵活的燃气电厂的扩建。此外，新建燃气发电厂可能会导致产生所谓的“锁定现象”（即过分依赖燃气电厂），从而阻碍电力系统向完全脱碳的转型。

原则上，电力进口也是解决区域电力供需不平衡的一种方案。然而南非的电网基础设施薄弱，与邻国的连接有限。因此需要大量的额外投资才能使电力进口成为灵活性措施之一。

6.2 波兰

能源与气候政策

波兰的气候政策主要是根据欧盟气候政策的框架制定的。波兰已承诺将碳排放交易体系外温室气体的排放量增长限制在2005年的14%，并在2020年之前将可再生能源在能源消费总量中的占比提高到15%。

在能源政策领域，波兰的《国家可再生能源行动计划》指出，在2020年之前可再生能源在发电、供热/制冷和交通运输领域的占比应分别达到19%、17%和10%。其主要的减排措施包括建设高效燃煤发电厂和建设新型复合燃料热电联产电厂。

《波兰2030年能源政策》（EPP）战略文件定义了2020年后波兰能源政策的框架。《波兰2030年能源政策》已于2009年发布，其旨在实现以下目标：

- 提高能源效率
- 增强燃料和能源供应安全性
- 通过发展核电使发电组合更多元化
- 增加对可再生能源的使用，包括生物燃料
- 建立有竞争力的燃料和能源市场
- 降低能源领域对环境的影响

波兰政府计划在2017年发布新版《波兰2030年能源政策》。该修订版应反映欧盟2030年能源政策目标，同时对波兰能源行业从现在到2050年的发展情况进行预测（国际能源署2016）。

发电

图56展示了1990至2010年波兰发电量的变化情况。从数据可以看出，波兰发电量主要源自煤电，占2014年发电量的85%。在过去20年中，燃煤发电厂的增长保持相对平稳。新增的电力需求已主要由新建燃气电厂和可再生能源的新增装机所满足。2016年，波兰的总发电量达166.6太瓦时，其中可再生能源产能为22.8太瓦时（13.7%）。

图57展示了波兰2014年的发电量（按能源分类）。从数据可以看出，燃煤发电包括硬煤发电（77.4太瓦时）和褐煤发电（54.2太瓦时）。可再生能源发电主要由风力发电（2014年8太瓦时）和生物质发电（2014年10太瓦时）构成。由于波兰依赖煤炭发电且广泛使用褐煤，其单位二氧化碳排放量约为1000克二氧化碳/千瓦时。

一些研究预测，在不久的将来，波兰将在峰值负荷时段遭遇电力供应短缺。不过，到2020年，波兰的电力系统扩建规划应可以使其供应安全水平远高于欧洲其他国家。但是，扩建主要是针对燃煤电厂，这将会导致产生技术锁定现象，特别是在二氧化碳价格上涨，燃煤电厂盈利能力下降的背景下。

波兰也在计划通过两座总装机容量为6吉瓦的新建核电站来满足其新增的电力需求。在国内对此项计划的讨论中，由于国内煤炭生产受到限制，核能被认为是避免依赖电力进口的较好方案。然而，具体的核电施工方案仍尚未确定，因此预计2029年前，核电设施仍不会商业化运行。

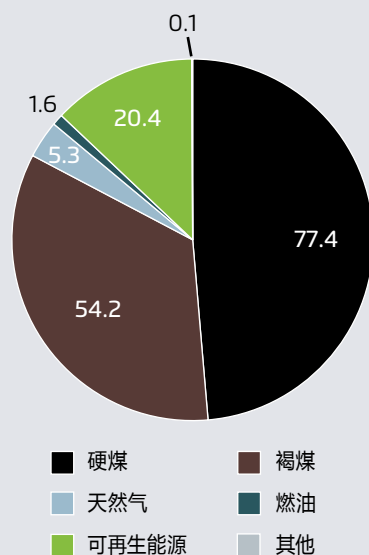
煤炭生产

波兰的煤炭生产量每年约为1.4亿吨，分为褐煤（6400万吨）和硬煤（7300万吨）。波兰是仅次于德国的欧洲第二大褐煤生产国，也是目前欧洲最大的硬煤生产国。

由于（其它国家）进口配额受限等因素，波兰的硬煤产量与20世纪的高水平相比有所下滑。波兰拥有600亿吨已探明的硬煤储量。然而，该国的工业煤炭储备很

2014年波兰发电量（按能源品种分类），单位太瓦时

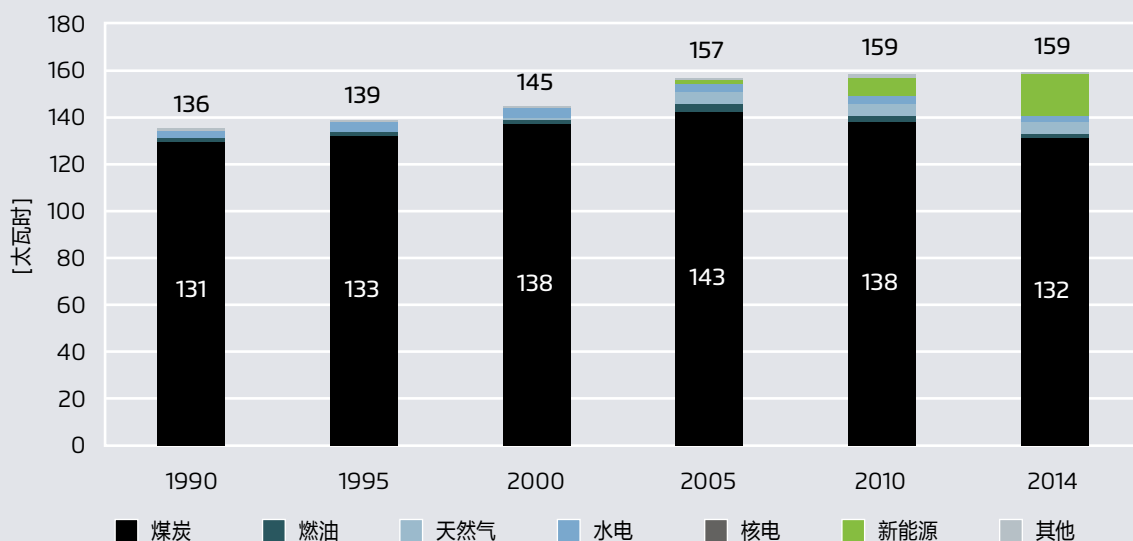
图 57



来源：IEA (2016), IEA CIAB (2016), authors' calculations

1990-2014年波兰的发电量（按能源品种分类）

图 56



来源：IEA (2016)

低，仅为约40亿吨。除了这些储量和储备以外，波兰硬煤生产效率较低，且在与俄罗斯、捷克和乌克兰等国家的硬煤竞争时存在劣势。

波兰55%左右的一次能源消耗来自于煤炭，其大部分煤炭产能在国内被消耗掉了。

波兰的煤炭和褐煤行业将在未来十年面临着大量挑战。到2030年，波兰可能会面临煤炭和褐煤生产缺口。盈利状况不佳的硬煤矿不可避免其将要被关闭的命运，而褐煤矿在2030年之前也将枯竭。如果不开发新的煤矿，波兰的褐煤生产预计将在2033年之前下降到大约1000万吨。

如果波兰的煤炭需求在未来依然保持在当前水平，波兰国内的采矿业必须在2030年前进行大幅度的结构调整。否则，波兰很可能从煤炭出口国变成重要的煤炭进口国。

燃煤发电的主要特点

波兰80%以上的燃煤电厂均建于20世纪60年代末和90年代之间（见图58）。波兰一半的发电厂的厂龄已超

过30年，很快就面临更换或升级的问题。与德国等其它国家的大型燃煤发电厂相比，其发电厂厂龄平均多10年。

鉴于煤炭和褐煤发电厂的平均技术寿命为50至60年，波兰在未来二十年内将面临发电厂现代化改造的重大挑战。将于2021年前生效的加强版欧盟发电厂空气污染标准会进一步给波兰电力行业近期采取行动增加压力。

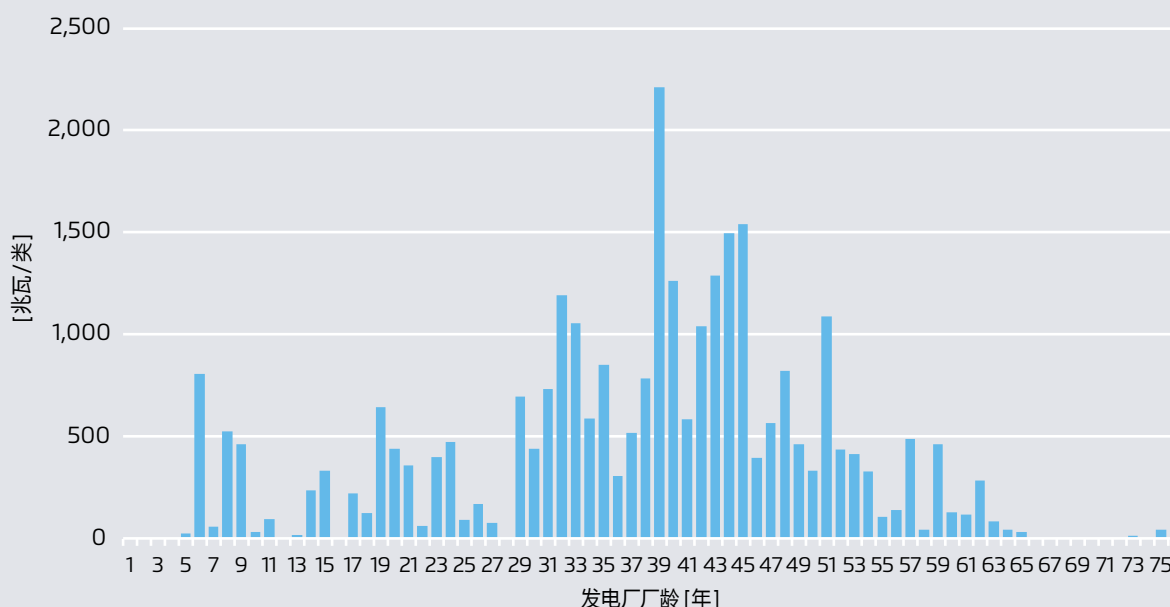
虽然波兰发电厂技术方面的可掌握数据较少，但波兰煤炭消费数据表明，其发电厂的平均效率远远低于40%。大多数已投运的锅炉由波兰公司Rafako建造，并使用煤粉燃烧技术。

由于使用硬煤和（部分使用）褐煤的热电联产电厂占比较高，波兰能源行业在区域供热领域也面临着类似的挑战（见图59）。热电联产机组的平均规模通常比专门用于发电的机组规模小。

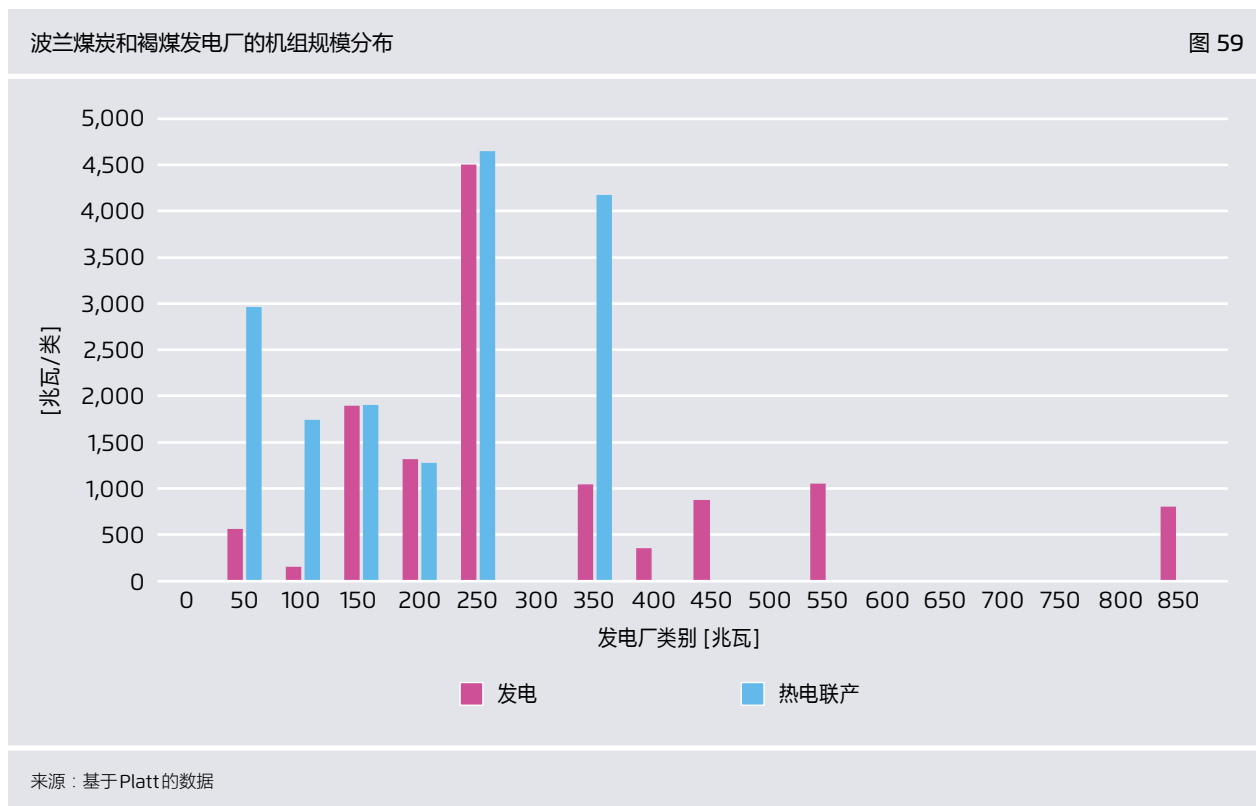
波兰热电联产电厂的占比很高，这对电力系统的灵活性需求提出了挑战。在采暖期间，如果供暖需求不能由备

波兰煤炭和褐煤发电厂的厂龄分布

图 58



来源：Authors' figure based on data from Platt



用锅炉或工业废热等其它热源厂所提供，则供热需求将导致热电联产电厂处于必须运行的状态。

随着可再生能源的不断增加，新的储热解决方案可以帮助提高热电联产电厂的灵活性。在丹麦和德国，许多现有区域供热系统中已经安装了储热系统，以优化热电联产的运行。冷凝模式是热电联产电厂的另一种灵活性储备方式。这个方案特别适用于夏季的高峰期，其至少可以为波兰提供1-2吉瓦的灵活性潜力。

其他灵活性方案

除改善燃煤发电厂灵活运行的措施外，波兰的灵活性方案选择十分有限。截至今天，由于燃气电厂和抽水蓄能装机容量低于1吉瓦，因此这两类灵活性措施的潜力很小。

波兰与邻国电力市场的间的电力传输能力也有限。在高峰时期，波兰与德国、瑞典、捷克、立陶宛等邻国的电力交换能力仅为2吉瓦。《欧洲十年网络发展计划》(TYNPD) 详细列举了有助于增强德国、瑞典和立陶宛的互连能力的项目。

提高灵活性的另一个方案是“需求侧管理” (DSM)，即提高电力消费侧的灵活性。波兰公用事业公司PGE为其客户提供服务，提高其需求侧管理水平。此外，波兰还开展了在家庭和商业领域实施需求侧管理解决方案的各种试点项目。我们掌握的波兰需求侧管理潜力的数据有限，有一项数据认为这一潜力可以达到1.2吉瓦 (Forum Energii)。

7. 结论

本报告对火电厂的灵活性改造措施进行了深入分析，重点关注燃煤发电厂。同时，我们还讨论了与火电厂灵活性提升相关的技术和经济因素，并对两个国家（南非和波兰）的具体情况进行了分析。我们初步得出了以下结论：

能源与气候政策

随着《巴黎协议》的生效，电力行业脱碳化已成为许多国家的首要任务。要想进一步大力发展可再生能源发电，提高电力系统的灵活性则至关重要。电厂的灵活运行是重要的灵活性技术路线之一。可以通过有针对性的改造措施对现有燃煤电厂进行改造，从而提供更多的灵活性。除在电力系统中进一步提高可再生能源占比外，改造燃煤发电厂还可以为减少电力系统的二氧化碳排放量做贡献，前提条件是该电力系统的基荷运行的燃煤电厂或“必须运行”的燃煤电厂的占比较高。

现有发电厂的结构

现有燃煤电厂的高龄和其有限的灵活性是促进其现代化改造的两大主要推动力。对于那些拥有大量为基荷运行而设计的老旧火电厂的国家来说，改造措施可以提高其电厂的效率和灵活性，这些国家可从相关改造措施中明显获益。虽然灵活性改造的成本必须根据各电厂的实际情况加以分析，但大致可以估算为100至500欧元/千瓦（见第四节）。如果采用碳捕集（CCS）技术，新建燃煤电厂的基础造价将在1200欧元/千瓦至3000欧元/千瓦的范围内变化。

市场设计和灵活性提升机制

改造现有煤电厂的经济因素受灵活性盈利模式的影响。在这一模式不明确的情况下，市场设计可能会阻碍对煤电厂灵活性和其它灵活性技术的投资。随着可再生能源占比的增加，应对市场运行规则进行适当调整，以促进相关市场参与者提供有价值的灵活性方案。

其他灵活性方案

对燃煤发电厂进行改造的具体益处同时取决于其他灵活性方案是否可行，这些方案包括传统发电厂（例如：燃气电厂，灵活性水电厂）的灵活发电、需求侧灵活性和跨国能源交易。由于各个国家在能源结构、经济和地理因素等方面的情况不同，这些方案的可用性在各国也不尽相同。

煤炭生产

一些国家的煤炭产量不足，因此其燃煤电厂的发展也相应受限。但是，对煤炭行业长期盈利能力和资源情况的担忧导致投资者对开发新煤矿的投资热情减少。基荷运行的燃煤电厂需要消耗大量且种类特定的煤炭，如果其产量一直保持较高水平，则可以预见未来煤炭供应的紧张情形。如果燃煤电厂可以成为可再生能源发电的后备替补方案，并提高其运行灵活性，则可以减少煤炭消耗量。这将延长现有煤矿的寿命，同时减少新的勘探需求。由于电力系统的脱碳化进程很长，燃煤电厂可逐步退出或作为战略储备而保留，从而进一步降低煤耗和排放量。

8. 参考文献

- ABB AG Power Systems Divison, 2013.** *Boiler Max – Optimize power plant start-up*. Mannheim: s.n.
- AG Energiebilanzen, 2016.** *Auswertungstabellen*. [Online] Available at: www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html [Accessed 12 December 2016].
- Agora Energiewende (2015).** *The Integration Cost of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems*.
- Alstom, 2013.** *Ausbalanciertes Portfolio*, Kiel: 13. Technisches Presse Colloquiums.
- Alstom, n.d.** s.l.:s.n.
- Balling, L., 2010.** *Flexible future for combined cycle*. Modern Power Systems, December.
- Clerens, P. et al., 2015.** *Thermal power in 2030 – Added value for EU energy policy*, Brussels: European Power Plant Suppliers Association.
- Cziesla, F. et al., 2013.** *Fossil befeuerte Grosskraftwerke in Deutschland – Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen*, s.l.: VDI.
- Cziesla, F. et al., 2009.** *Advanced 800+ MW Steam Power Plants and Future CCS Options*, Katowice: s.n.
- FDBR, 2012.** *Anpassung thermischer Kraftwerke an künftige Herausforderungen im Strommarkt – Massnahmenkatalog*, Düsseldorf: Fachverband Anlagenbau Energie. Umwelt. Prozessindustrie.
- Fichtner, 2017.** Stuttgart: s.n.
- Franke, R. & Weidmann, B., 2008.** *Unter Dampf – Anfahr-optimierung von Dampfkesseln in E.ON-Kraftwerken*. s.l.:ABB Technik.
- Frohne, A., 2012.** *Kraftwerke im Umbruch – Antworten auf die Anforderungen der Energiewende*. Berlin: Dialogforum "Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke".
- GE, n.d.** *Heat Recovery Steam Generators*. [Online] Available at: powergen.gepower.com/content/dam/powergen-pgdp/global/en_US/images/product/heat%20recovery%20steam%20generators/hrsg-approach.jpg [Accessed 18. November 2016].
- Gostling, J., 2002.** *Two Shifting of Power Plant: Damage to Power Plant Due to Cycling – A brief overview*, s.l.: s.n.
- Heinzel, T., Meiser, A., Stamatelopoulos, G.-N. & Buck, P., 2012.** *Einführung Eimühlenbetrieb in den Kraftwerken Bexbach und Heilbronn Block 7*. VGB PowerTech, November, pp. 79–84.
- INAS, 2014.** s.l.:s.n.
- Jeschke, R., Henning, B. & Schreier, W., 2012.** *Flexibility through highly-efficient technology*. VGB PowerTech, May, pp. 64–68.
- Klumpp, F., 2009.** *Energiewirtschaftliche Bewertung anfahrbedingter verursachter Instandhaltungskosten von Steinkohlekraftwerken*. Stuttgart: s.n.
- Kraft, A., 2015.** *Virtuelle Kraftwerke und Wärmespeicher*. s.l.:s.n.
- LEAG, n.d.** *Geschäftsfeld Kraftwerke*. [Online] Available at: kraftwerke.vattenfall.de/boxberg [Accessed 20. October 2016].

Michels, A., 2016. *Trockenbraunkohle erhöht die Flexibilität*, Bonn: BINE Informationsdienst – FIZ Karlsruhe.

Prognos, 2017. Berlin: s.n.

Quinkertz, R., Ulma, A., Gobrecht, E. & Wechsung, M., 2008. *USC Steam turbine technology for maximum efficiency and operational flexibility*, Kuala Lumpur: Siemens.

RWE Power AG, 2011. *Revision von Block E im Kraftwerk Neurath: Investitionen von 70 Millionen Euro steigern Effizienz und Flexibilität*. [Online] Available at: www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4006805 [Accessed 13. October 2016].

RWE Power AG, 2011. *Revision von Block H im Kraftwerk Weisweiler: Investitionen von 65 Millionen Euro steigern Effizienz und Flexibilität*. [Online] Available at: www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4006953 [Accessed 12. October 2016].

RWE Power AG, 2012. *Kraftwerk Weisweiler: Mit 60 Millionen Euro wird „Gustav“ fit gemacht für das Zusammenspiel mit Wind und Sonne*. [Online] Available at: www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4008214 [Accessed 12. October 2016].

RWE Power AG, n.d. *Kraftwerk Weisweiler*. [Online] Available at: www.rwe.com/web/cms/de/60142/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/standorte/kw-weisweiler/ [Accessed 13. October 2016].

RWE Power AG, n.d. *Kraftwerk Weisweiler*. [Online] Available at: [Kraftwerk Weisweiler](#) [Accessed 19. October 2016].

Sarkar, D., 2015. *Thermal Power Plant – Design and Operation*. s.l.:Elsevier.

Scheffknecht, G., 2005. *Vorlesung Dampferzeugung*. Stuttgart: s.n.

Schmidt, G. & Schuele, V., 2013. *Anpassungen thermischer Kraftwerke an künftige Herausforderungen im Strommarkt*. Berlin: Alstom.

Schulze, U. & Hoffmann, H., 2013. *Vom Grundlastbetrieb zur flexiblen Leistungsbereitstellung*. s.l.:10. Jahrestagung Kraftwerke – Rückgrat der Energieversorgung.

SGS Industrial Services, 2011. *Case study*. s.l.:SGS SA.

Siemens, 2016. *Siemens Gas Turbines*. [Online] Available at: www.energy.siemens.com/co/pool/hq/power-generation/gas-turbines/downloads/gas-turbines-siemens.pdf [Accessed 18. November 2016].

STEAG GmbH, n.d. *Kraftwerk Duisburg-Walsum*. [Online] Available at: www.steag.com/s-kraftwerke-walsum.html [Accessed 20. October 2016].

Steck, M. & Mauch, W., 2008. *Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung*. 10. Symposium Energieinnovation, 13.–15. February.

Strauss, K., 2016. *Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*. 7. Auflage ed. Dortmund: Springer Berlin Heidelberg .

Then, O., 2016. *What drives conventional power plants in Germany and Europe?*. Delhi: VGB PowerTech.

Trianel, n.d. *Daten und Fakten zum Kraftwerk*. [Online]
Available at: [www.trianel-luenen.de/kraftwerk/
daten-und-fakten/](http://www.trianel-luenen.de/kraftwerk/daten-und-fakten/)
[Accessed 19 October 2016].

VDE, 2012. *Erneuerbare Energie braucht flexible
Kraftwerke – Szenarien bis 2020*, Frankfurt am Main:
s.n.

Wietschel, M. et al., 2015. *Energiotechnologien der
Zukunft*. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Ziems, C. et al., 2012. *Kraftwerksbetrieb bei
Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*,
Rostock: VGB Powertech.

Agora Energiewende 出版物

中文

[The Cost of Renewable Energy](#)

A critical assessment of the Impact Assessments underlying the Clean Energy for All Europeans -Package

[Future Cost of Onshore Wind](#)

Recent auction results, long-term outlook and implications for upcoming German auctions

[The Energiewende in a nutshell](#)

10 Q & A on the German energy transition

[Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016](#)

Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

[Assessing the Winter Package in Light of the Energy Union Objectives](#)

[FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?](#)

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

[Reducing the cost of financing renewables in Europe](#)

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

[Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility](#)

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentalateral Energy Forum Region

[Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016](#)

Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

[The Power Market Pentagon](#)

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

[Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2015](#)

Review of the Developments and Outlook for 2016

[Projected EEG Costs up to 2035](#)

Impacts of Expanding Renewable Energy According to the Long-term Targets of the Energiewende

[Eleven Principles for a Consensus on Coal](#)

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

[The Integration Costs of Wind and Solar Power](#)

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

[12 Insights on Germany's Energiewende](#)

A Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

Agora Energiewende 出版物

德文

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Charta für eine Energiewende-Industriepolitik

Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

Neue Preismodelle für Energie

Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen

Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap

Energiewende und Dezentralität

Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

Wärmewende 2030

Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

Agora Energiewende 致力于制定基于事实且政治可行的政策, 以确保德国、欧洲和世界其他地区能源系统的成功转型。作为智库和政策实验室, 我们的目标是与政治、商业和学术界的利益相关者分享知识, 同时进行富有成效的思想交流。我们科学严谨的研究强调了制定实用的政策方案, 同时避免了不切实际的议程。作为一个主要通过慈善捐助资助的非营利性基金会, 我们不受局部的企业或政治利益的限制, 而是致力于为全球应对气候变化做出贡献。



Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 柏林 | 德国

电话: +49 (0)30 700 14 35 - 000

传真: +49 (0)30 700 14 35 - 129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

