



引入能量现货市场对中国电力系统的影响

以中国北方省份为例, 测算现货市场对电力系统的技术、经济和环境的影响

林若思达, DAN WETZEL





作者与鸣谢

作者

林若思达, Dan Wetzel

其他作者

曹艺严, Lena Hansen, 柯毅, 李夕璐, Cyril Yee

** 按姓氏首字母顺序排列。除特别声明外, 所有作者均来自落基山研究所。*

联系方式

Dan Wetzel: dwetzel@rmi.org

林若思达: rlin@rmi.org

建议引述

Dan Wetzel, 林若思达, 引入能量现货市场对中国电力系统的影响, 落基山研究所, 2019年6月

除特别声明外, 报告中所有图片均来自iStock。

鸣谢

本报告作者特别感谢以下机构和个人对本报告撰写提供的洞见观点与宝贵建议。

Max Dupuy, 睿博能源智库

刘纯, 中国电力科学研究院有限公司

黄越辉, 中国电力科学研究院有限公司

李湃, 中国电力科学研究院有限公司

蒙姿合, 落基山研究所

王睿, 电力规划设计总院

作者也对下列基金会与慈善家对本研究的慷慨支持表示衷心的感谢。

Grantham Foundation for the Protection of the Environment

Jack Wadsworth

John D. and Catherine T. MacArthur Foundation

Mac and Leslie McQuown

William and Flora Hewlett Foundation

** 按首字母顺序排列。*



关于落基山研究所

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与政府部门、企业、科研机构及创业者协作, 推动全球能源变革, 以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所致力于借助经济可行的市场化手段, 加速能效提升, 推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市及华盛顿特区设有办事处。

目录

执行摘要.....	5
1: 背景与目标	8
2: 模型框架与市场模拟情景介绍	11
2.1 整体模型介绍.....	12
2.2 算例介绍	12
2.3 模拟情景	13
2.4 情景结果评估	14
2.5 报告内容框架.....	14
3: 电力现货市场的宏观系统影响	16
4: 电力现货市场对发电企业的个体影响	20
4.1 评估市场淘汰对系统可靠性的影响	21
4.2 评估市场调度对发电机组的个体影响	25
5: 机组运行的变化	33
5.1 将热电联产机组纳入电力市场	34
5.2 系统调峰运行.....	40
5.3 机组启停和运行水平	43
6: 如何应对挑战	46
6.1 过渡机制.....	47
6.2 机组运行的变化.....	49
6.3 积极应对市场淘汰作用带来的机组退出.....	50
7: 研究成果的应用和改进.....	53
尾注	55

执行摘要



执行摘要

引入电力现货市场是显著改善调度、提高系统效率、减少系统成本和碳排放的有效方式。据国际能源署 (IEA) 研究估算, 在中国实施基于边际成本的市场调度与没有市场参与的传统“三公”调度方式相比可以降低约8%的系统成本和二氧化碳排放, 市场调度的优化作用会随着系统中可再生能源比例的提高而愈加明显, 到2035年可实现约12%的成本节约和减排比例。¹电力市场将改变发电机组的运行模式和系统支付的分配方式, 并帮助以最高效、可靠和经济的机组组合满足电力需求。

中国的省级电力现货市场试点正在如火如荼的进行, 如何设计市场架构和细则才能有效实现改革目标以及平衡其对系统各参与者的影响是监管机构需要关注的重点: 系统和个体的经济性将在电力市场中如何变化? 这对当地经济发展和就业有何影响? 需要采取何种举措应对变化? 了解这些影响是管理系统参与者的关键, 也是以平衡各利益主体的方式稳步推进改革的必由之路。这可以最大程度地初测和降低改革阻力, 避免由于设计不当而产生的推迟或停止执行, 减少监管机构以牺牲成本和减排而被迫作出的让步。

严格、公正和独立的市场分析是帮助监管机构评估市场设计适用性、选择合理市场转型机制的重要工具。因此, 落基山研究所 (RMI) 与中国电力行业智库的专家们共同开发了市场建模工具, 模拟在开放市场设计下的系统动态, 并基于已有数据估算机组的收益影响和系统价格变化, 分析哪些发电机组可能被市场淘汰。这一研究分析主要基于中国北方地区的代表性发电机组组合, 为省级监管机构在建立电力市场时所需进行的市场分析提供算例和方法学的

参考。本分析研究主要测算了北方地区某省份实施以全电力库为框架的能量现货市场可能产生的影响, 初步结论如下:

- 通过电力能量现货市场对煤电机组调度效率和可再生能源并网的优化, **系统可以降低3.6%的净发电成本和4.4%的碳排放**。在不考虑系统技术参数改进和更灵活的跨省交易的情况下, 实施能量现货市场可以为测试区域每年节约6.27亿元的系统成本, 并减少212万吨的二氧化碳排放。电力市场作为优化系统运行的工具之一, 对协调系统中的可再生能源至关重要。随着可再生能源在中国社会经济发展规划中的比重日益增加, 以及可再生能源技术成本的不断下降, 电力市场带来的系统收益未来将进一步放大。
- 由于现阶段系统产能过剩对市场价格有强烈的抑制作用, 电价将显著低于当前标杆电价。相当一部分的机组将受价格抑制的影响无法在短期内保持盈利, **老旧落后机组的经济压力显著增加并面临市场淘汰**。在部分机组退出市场、系统恢复供需相对平衡后, 市场电价将会逐渐回升, 电价水平基本可以涵盖系统剩余发电机组的成本, 同时仍保留原有的成本降低, 并将部分红利传导至用户电价。在模型采用的各种保守假设情景下, 最终用户端降价约1分钱每千瓦时。至此, 发电企业和用户都能够实现收益。在市场淘汰发生的情况下, 剩余机组仍可以满足电网当前的可靠性标准。
- 热电联产机组在测算的北方地区电力系统中的体量较大, 约占火电总装机的81%。**要保证电力市场的有效性, 必**

¹ 指2015年电改启动之前, 没有任何电力市场 (中长期和现货) 结果指导下的电力调度。

须将热电联产囊括到市场竞争中。如果将热电联产机组供热出力的电量剔除在现货市场外，系统将基本维持现有调度，无法发挥价格发现和资源配置优化作用，市场价格也将难以达到维持竞争性电力市场的水平。

- **市场调度（主要指基于边际成本优先顺序的经济调度）涉及的运行变化不会给当前的系统灵活性和发电机组约束（包括最小运行率和爬坡率）带来太多挑战。**市场调度将改善发电机组的调度，减少总体出力变化的爬坡量，并将启停机次数保持在相同水平。市场也将差别化机组承担爬坡和启停机运行的职责，将此类操作集中在少数发电机组中，而不是在所有机组中平均分配。

虽然此研究只是对复杂电力系统的一种等效分析模型，但它对监管机构了解电力市场实施带来的经济和运行影响具有重要的参考意义，这是建立评估市场设计的起点，有助于进一步创建应对系统挑战所需采取的补偿机制和市场规则，保证市场改革顺利推进，并在未来具有高效稳定的表现。

1

背景与目标



背景与目标

中国于2015年正式启动第二轮电力市场化改革，旨在降低电力用户的用电成本，建立一个更加高效、清洁和可靠的电力系统。

提高系统运行效率和效益是建立电力市场的主要动机之一。中国电力市场改革将改进现行的“三公”调度，此调度方式相对忽略机组运行效率和边际成本，对发电量进行大体平均分配。世界上很多其他地区所使用的市场化调度中，系统运行者会在考虑启停成本的情况下从边际成本最低的机组开始使用，当需求不能被满足时则顺位调用次低的机组，以此类推，总是优先使用发电效率高的资源。因此，市场调度往往可以使得高效机组和可再生能源（可再生能源机组的边际成本近乎于零）的利用率更高，优化系统成本和排放。作为回报，这些成本节约可以由系统分配，其中的一部分可以降低零售电价的方式传递给电力用户。

中国在电力市场改革方面已经取得了一定进展，目前大多数省份已核定了输配电价并实施了中长期直购电交易，有效降低了电力用户的购电价格。其中8个省份被选为电力现货市场试点地区，根据各自资源特点及挑战分别探索适合本省的电力市场设计。总体来说，这些试点都旨在利用市场方法解决当前中国电力系统所面临的挑战，还原电力的商品属性，提供合理的电力价格，消纳季节性水电和波动性可再生电力，并缓解煤炭或可再生资源富余省份的电力产能过剩问题。但对在提高调度效率方面发挥关键作用的现货市场实施方面，中国尚处于改革初期。

哪种电力市场设计更适合中国的国情一直是电力系统改革中至关重要又极具争议的问题。政策制定者已经意识到市场其实是一种设计选择，其必须基于实施地区独特的技术、政策和经济背景与挑战，并不存在一种通行

的完美电力市场设计。

在设计试点市场时，设计者不仅要考虑如何以最少的成本解决上述提到的问题，在试点最终能够高效落地前，还有一些其它问题需要认真考虑，如：发电企业及其他利益相关方将对新的市场做出何种应对？是否会有政策阻力？规则是否鼓励了正确的市场行为而对错误的进行了惩罚？设计中是否留有操纵市场的机会从而导致市场效率降低？其中，各发电企业在新市场规则下的收益变化是至关重要的问题，他们在市场转型中是受益或受损将直接决定其面对市场改革的态度和角色。设计者需要提前预测利益相关方各种反应的可能性，并将其纳入市场设计的考虑之中，尽量避免其它国家电力市场化过程中走过的弯路。

针对这一问题，落基山研究所（RMI）展开了深入的研究与分析。**该研究结合了经济调度模型以及市场行为和经济分析模拟，识别在不同的能量现货市场设计下，系统能够实现的成本和碳排放量降低，以及每个发电机组的经济性变化。**该模拟工具及结果能够帮助政策制定者和市场运营者初步识别适合的政策和市场机制，促进各利益相关方的有效沟通，缓解改革抵触情绪，同时保持系统竞争带来的优势，即：成本降低，效率提高，并提升新能源占比，使电力系统更清洁、更可持续。

在此背景下，本研究的主要目标为：

- 介绍一种用于评估不同市场设计对于解决当地现存挑战的有效性的方法和工具，并量化实施电力现货市场对各发电企业的经济性影响。
- 以中国北方地区某省份的电力系统为算例，展示该方法和工具的具体功能和预计结果。

- 基于算例结果，提出对中国北方地区电力现货市场设计的相关建议，为其它存在类似问题的地区和省份提供参考。

尽管本报告中对市场设计的地区适用性仅进行了初步探究，但我们相信该工具已经能够为市场改革和方案设计提供深度建议和分析支持。通过与试点省份的深入合作，该模型能够根据该省具体的需求和条件进一步被优化，从而协助该省完善市场设计和实施方案，实现改革目标。



模型框架与市场模拟情景介绍

2.1 整体模型介绍

市场优化模拟工具 (Market Optimization Simulation Tool, 简称MOST模型) 是一个基于安全约束的经济调度模型。该模型囊括电网结构和所有发电机组的物理参数, 并基于机组的运营成本来决定每小时的机组发电安排。MOST模型中同时加入了市场经济分析的功能, 能够计算预期的市场电价及不同情景下需要向各发电机组支付的金额。

模型结构:

调度模型核心采用混合整数和线性规划优化算法, 以最小化市场总成本为优化目标, 现有运行约束 (如负荷曲线、机组爬坡能力、启动时间、最小出力等物理参数, 电网网架结构和传输能力, 系统供热和备用要求等) 为优化边界, 对系统中每小时机组调度组合进行计算, 计算周期为一年8760小时。

模型输入:

在此模型中, **机组报价**将是决定经济调度结果最重要的输入变量。模型允许机组提交其分段报价曲线以体现其不同出力水平下的成本, 最多允许机组分10段进行报价。机组的成本估算采用了单独的成本模型, 主要基于机组的服役年份, 装机容量, 机组技术类型, 煤价和发电煤耗。模型中机组报价一般仅考虑与电力生产相关的短期边际成本, 只有在竞争不激烈的用电高峰时段, 机组会通过竞争性报价试图回收非边际成本。

不同的**市场设计**可以通过调整模型中遵循市场化调度的机组类型, 使用非市场结算的条件, 以及市场参与者的报价行为来进行模拟。但所有模拟的市场设计都是以标准能量市场和单一出清价格为主, 这也是其他很多国

家电力现货市场的基础结构。

模型输出:

在各个小时的调度结果计算出来后, 模型的经济性分析模块会综合性地对系统效率、发电成本、市场总支付成本、机组个体盈利状况进行分析。其中机组的发电成本包括: 发电边际成本 (基于机组各个小时的出力, 可以与报价曲线不同)、启停成本、固定运维成本、融资成本、各项税费以及折旧。

市场收益取决于市场的设计, 主要通过每小时的市场价格和机组调度安排得出。评估机组盈利性时同时考虑了其发电和供热两部分的收入, 是该机组年度的总收益与总运行成本之差。碳排放量由机组的耗煤量乘以排放系数得出。

2.2 算例介绍

本报告中以中国北方某电力系统区域为算例进行了市场模型模拟。主要原因是该地区较为典型地集中了很多其他省份均面临的挑战, 包括产能过剩导致的机组利用水平低、新能源弃电和热电联产灵活性较差等挑战。尤其是北方地区在电力调度时需要考虑热电联产机组为附近居民和工商业用户供热, 进一步加重了机组缺乏灵活性的问题。

本算例模拟的系统年用电量约57.6TWh, 尖峰负荷约10000MW。模拟中电源装机共20000MW, 其中光伏装机占2%, 风电装机24%, 火电装机74%。火电机组共计55台, 全部为燃煤机组, 除少部分纯凝机组外多数为热电联产机组, 铭牌容量在40MW至660MW间不等。其结构和规模体量约与中国北方单个省份相似, 以更好地为

当前省级电力现货试点提供参考。

假设:

受数据的可用性和模型的复杂度所限，本研究算例采用了以下假设和简化进行模型参数估算：

- 基于真实电网结构使用考虑断面阻塞的电网聚合模型，即根据电网阻塞情况聚合节点，并在各个聚合后的节点上合并同类型可再生能源。
- 基于测算地区产能过剩的严峻现状带来的竞争压力，以及本研究所采用的能量现货市场加单一价格结算设计对成本报价的导向作用，假设市场参与者会进行边际成本竞价，即各个机组调度模型中的报价曲线与经济性分析组块中的发电边际成本计算采用同一组参数，计算公式基本一致。在系统产能过剩有所缓解后，假设机组会在电力供应紧张的一些时段进行一定比例的抬价，抬价比例参考其他市场上观察到的经验数据。
- 电力调度中去除了水电、生物质发电等机组，此类型机组不是本研究的重点。由于这些机组体量较小，其调度受其他部门要求制约，变化能力较小，因此本研究中将这些机组当做固定出力处理，直接从负荷曲线中剔除。
- 模型简化了热电联产供热的需求曲线。在供暖季不同阶段（供暖初期、中期，后期）各采用一组供热曲线，并在日内供热需求保持恒定。
- 人工分配热电联产机组供热开机条件。由于当前系统

供热开机要求是以电厂为单位制定而不是落实到单个机组，因此将供热职责手动分配至各个机组。各个电厂的供热开机条件首先分配至电厂中最高效的机组完成，单个机组无法完成时则顺位下移。

2.3 模拟情景

基于以上对电力现货市场的设计和假设，本研究模拟了如下情景，以初步探索不同的市场机制和细节对整个系统的影响，寻找适合中国的市场设计：

- **参考情景 (BAU) :** 该情景使用中国目前采用的固定上网标杆电价和“三公”调度的方法。
- **市场调度情景:** 采用能量现货市场和最小化系统成本出清的调度方式。由于中国北方地区的热电联产机组体量较大，其参与市场的方式将会对市场结果有较大影响。因此，我们根据热电联产机组市场参与方式的不同细分了以下情景：
 - 1. 市场外结算:** 热电联产机组“以热定电”部分不参与电力市场调度和价格形成，直接按供热需求提交发电计划，并按照政府批复价格结算；
 - 2. 市场价格接受者:** 热电联产机组按供热需求提交发电计划但该“以热定电”部分发电不报价。作为市场价格接受者（即在中报0价），其发电量全部按当时的能量现货市场价格结算；
 - 3. 市场调度加发电权交易:** 热电联产机组按边际成本报价并服从市场出清结果。在市场调度结果不能满足其供热需求的时段，情景将供热作为不可

改变的边界条件以保守估计能量现货市场对系统运行的影响, 热电联产机组需要从其他机组购买发电权。

- **去过剩产能后的市场调度情景:** 预计市场运行后部分不经济的发电机组将会自然退出市场。因此, 本情景主要测试在供需基本平衡的情况下市场的价格水平。

当我们在报告中讨论实施能量现货市场的整体结果时, 我们假设: 1. 热电联产必须参与市场竞争 (采用热电联产处理方式情景3: 市场结算加发电权交易); 2. 不必要的发电机组已经被市场淘汰。我们将在4.1节中解释为什么最终市场结果需要考虑市场对机组的淘汰作用, 并在4.2节中解释做出如上假设的理由。

值得注意的是, 我们在整个建模过程中都采了相对保守的假设, 报告结果没有将发电企业日常运行和商业模式的显著变化考虑在内。但我们相信合理的市场设计会影响和改变市场参与者的行为模式, 因此会在报告中进行相应讨论。

2.4 情景结果评估

本分析中对各情景的结果评估包括定量和定性两个部分。研究根据模型结果比较不同情景下对宏观系统层面的影响, 包括系统成本、电价和碳排放。模拟还分析了各类市场设计对系统利益相关方的个体影响, 包括机组收益、成本和运营表现。这层细化分析很好地衡量了**在特定市场设计下保障系统安全可靠运行所必需的各个机组是否可以通过市场获得足够的收入**。它还有助于评估拟定设计的可接受度和可推广度, 如果设计会导致大量机组面临财务风险, 如果不辅以其它措施, 即使这种情况仅仅是短期的, 出于各方面考虑该设计仍然可能被否决。

除了对模拟结果的定量分析, 我们也针对各市场设计对机组运营效率提高、成本降低和灵活性提升的激励作用等难以通过模型量化的方面进行了比较评估。评估的几个主要标准包括该市场设计:

- 能否从机制上鼓励各机组进行真实报价, 以实现通过市场竞争提高对低边际成本的清洁高效机组的利用;
- 是否从机制上设置了经济激励, 促使机组提高效率和运行灵活性;
- 市场价格是否提供公允补偿, 并释放价格信号淘汰不必要机组和鼓励必要投资。

我们意识到很多非电力系统的因素和目标也会同样影响电力市场的实施和接受度, 例如电厂员工就业、经济增长、国有财产保护以及供热保障等。针对这些考虑, 本报告也进行了初步的探讨, 并对有潜力的机制进行了推荐。对这些问题进行更加严谨细致的分析也将是未来电力市场改革推进过程中的研究重点。

2.5 报告内容框架

为了更好地介绍和阐明此次研究的分析发现和相关思考, 本报告的内容结构如下:

1. 首先, 展示了模拟中引入单一能量现货市场后对系统整体影响, 以及对宏观经济发展和环境的影响;
2. 其次, 阐述了电力市场运行对发电机组个体的经济影响, 特别是对落后机组的淘汰作用及其引起的潜在市场退出;
3. 接下来, 研究了电力市场对系统操作运行的改变,

并着重测试了不同的热电联产机组市场处理方式带来的影响；

4. 最后，讨论了需要通过何种市场和政策机制来缓解电力市场对利益相关方的直接冲击以减轻改革阻力。



电力现货市场的宏观系统影响

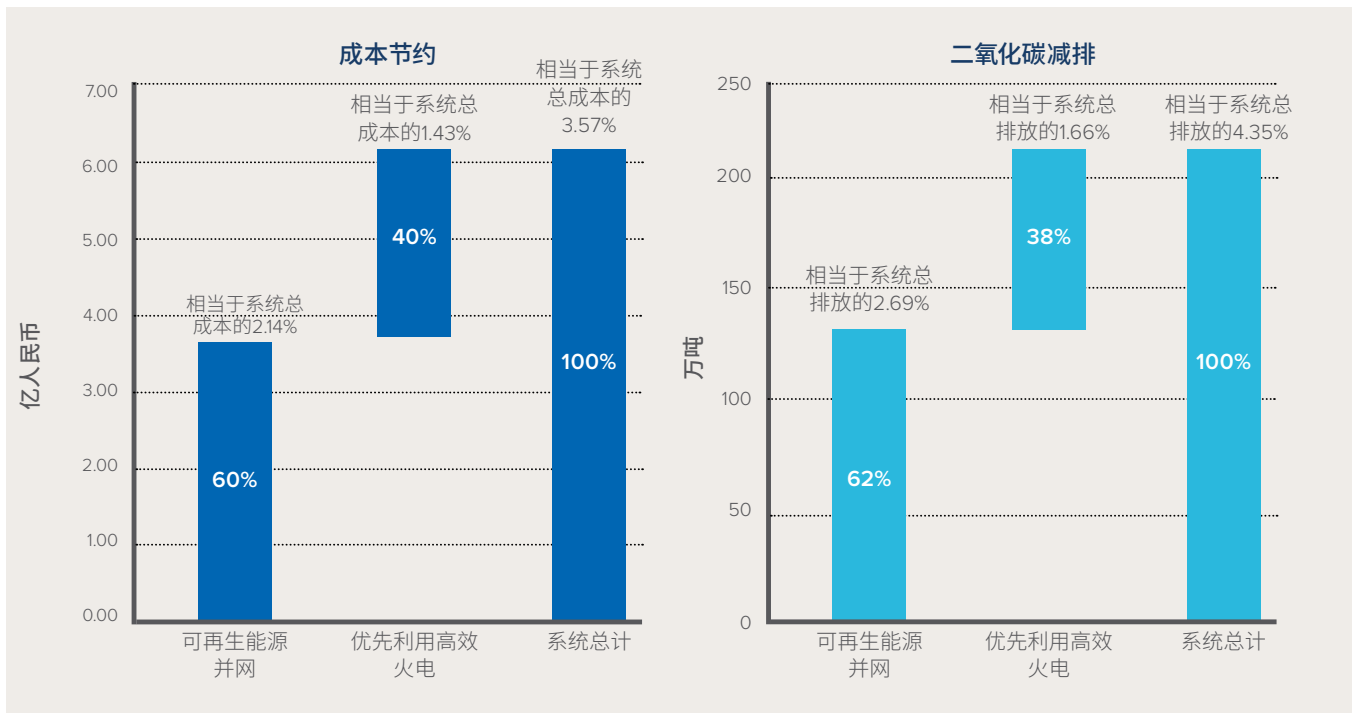
根据我们的研究测算，引入能量现货市场可以为测试区域每年节省系统运行成本6.27亿元人民币，降低二氧化碳排放212万吨，分别相当于这一地区电力系统成本与碳排放总量的3.6%和4.4%。如果该减排比例能推及全国，每年可减排二氧化碳1.53亿吨¹¹，这相当于目前世界碳排放排名第35位国家的排放总量¹²。这仅仅是可获得效益的估算下限，电力市场还可以调动系统灵活性，进一步帮助系统找寻满足灵活性需求的低成本路径。能量现货市场情景下，系统中火电机组将面临更多经济和竞争压力，促使他们提高自身灵活性（特别是促进降低热

电联产机组的最小出力），从而帮助系统更好地消纳可再生能源，在尽量不增加辅助服务市场总支付的情况下减少可再生能源弃电，进一步降低系统成本和碳排放。

成本和排放降低主要得益于市场使系统运行调度了更多零边际成本的可再生能源和边际成本低的高效火电。就我们测试的数据年份而言，利用市场化的调度可以把可再生能源弃电率从当年的31%降低至17%，并增加1.4 TWh的可再生能源消纳。市场情景下，火电机组的整体运行效率也显著提高，系统通过寻找最佳的开机组合并

图1

市场调度实施后的成本和排放降低



¹¹ 中国电力行业2016年二氧化碳排放超过34.7亿吨，https://www.sohu.com/a/204987810_505851

¹² 世界各国二氧化碳排放数据，<http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>

优化各时段开机机组的出力来达到火电机组的高效运行。从模拟结果中可看出，系统在市场情景下的启停成本并没有显著变化，虽然启停运行不像当前系统在各个机组平分而是集中在某几个机组上（详见章节5“机组运行变化”），但总数和单个机组的启停次数都在可接受范围内。图1显示了提高可再生能源并网和提高火电运行效率这两个驱动因素对降低系统成本和排放的贡献。

虽然降低发电成本对系统运营者十分重要，但政策制定者可能更关心如何将这些成本优化的红利向用电侧传导，以降低全社会用电价格，或是将成本红利用于疏导未来碳市场和排放价格政策造成的电价上涨，将电价维持在相对稳定的水平。针对这一问题，本研究计算了电力批发市场在市场情景和参考情景下的总支付金额，并假设该支付金额的减少将全部传导至用户端。

分析表明，当北方地区电力系统市场化全面成熟时，即市场参与和竞争高度活跃、供需关系平衡时，电价会适度下降。对发电企业支付的批发价格整体下降2.9%，平均价格从0.3803元/千瓦时^v降至0.3691元/千瓦时（目前本地区内实施的中长期市场可以达到降低部分批发价格的作用）。^v由于目前终端用户的电费中约有一半是用于支付发电方的（剩余的一半用于支付输配电和电价附加费等）^{vi}，因此在假设输配费用不变的情况下该批发

价格减少可以使用户费率降低约1.5%。长远来看，由于市场竞争带来的系统优化，发电企业将可能进一步改善其成本结构并降低市场报价，电价将有更大的下降空间——电力市场对发电企业效率的促进作用和对系统成本的降低作用已经在世界上其他实施电力市场的地区有所体现。²

短期来看，由于北方地区严重的产能过剩问题，现货市场价格可能会由于发电企业争夺市场份额而被压到很低的水平，电力价格可能与边际成本持平，平均价格低至0.2666元/千瓦时。这样的价格在短期内虽然无法支付机组的全发电成本^{vii}，但在低价迫使竞争力不足的机组退出市场后，市场价格可以回升至使剩余机组正常运作的可持续水平，达到系统平衡。因此，避免对低迷价格进行过快或过度的干预对于淘汰过剩产能十分重要，只有当必要的市场退出发生后，市场价格才能恢复至可持续的健康水平。当然，过低的市场价格可能会在短期内引起发电企业盈利率降低、关键机组同样入不敷出等问题，因此需要采取一定的政策过渡手段进行缓冲。这些措施应该只是作为降低抵触情绪的辅助手段，不能阻碍必要的市场淘汰行为，具体采取哪些举措将在报告第6章中进行详细讨论。

^v 在本研究进行过程中，标杆上网电价是0.3803元/千瓦时，现已降为0.3731元/千瓦时。

^v 发电企业的总成本降低4%而收入只相应降低2.9%，因为成本降低的红利不会完全传导至终端电价，而是部分被发电企业吸收。尤其是考虑市场淘汰后，机组会在供应紧张时段进行竞争性报价。

^{vi} 中国的电力零售价格约在0.5-1.1元/千瓦时之间，取决于不同的地区和用户类型。

^{vii} 全发电成本在边际成本之外还包含：平均化后的投资成本（折旧）、融资成本（付息）、各项税费以及固定运维成本。

关于市场经济的几点基本看法

市场的淘汰作用

对市场参与者进行筛选和优胜劣汰是市场在供应过剩系统中发挥应有作用的重要一环，其最终导致的市场退出不应该被看作是负面结果。市场的淘汰作用是保持市场健康稳定运行的基本功能之一，它可以帮助系统：

- **保持必要发电机组的收入水平。**在目前供应过剩和类似于平均分配发电量的调度机制下，几乎所有的发电机组的收入都与预期有所差异。电力市场有助于确定哪些是竞争力不足、污染严重的发电机组，并通过市场手段降低它们的收入，迫使其退出市场。一旦市场发挥其淘汰作用，供需关系将趋于稳定，剩余机组的平均发电小时有所提高，尖峰电价不会因供给过剩被持续抑制，最终使得系统内剩余机组的经济效益健康可持续地发展。如果过分抑制市场淘汰作用，系统中所有机组都有可能利益受损，比关停几个低效电厂所带来的负面影响更大。
- **减低终端用户电价。**市场的优胜劣汰有助于提升系统的整体效率，降低系统成本和平均电价，提高

制造业的经济竞争力，帮助实现中国的经济发展目标。

- **提供有效的投资信号并促进技术革新。**技术创新和投建高新产业对实现中国的环境和发展目标必不可少。电力市场可以释放正确的经济信号，推动更清洁更高效机组的投建，帮助系统淘汰老旧机组。

市场的价格波动

价格波动是激发系统灵活性和保障资源充足性的重要市场特征之一。高价激发所有发电资源的输出潜能，低价迫使发电机尽力降低输出，直至技术极限。然而对投资者和政策制定者来说，价格波动意味着不确定性和风险，因此发电企业和售电公司需要通过签署长期双边协议来对冲潜在的价格波动风险。本研究虽然只分析了发电企业从电力市场直接获得的市场收益，但在市场经济中，长期双边协议的价格往往会与现货市场平均价格趋同。因此通过直接分析预期的现货市场价格，可以间接了解到中长期双边协议市场和现货市场共同作用下的系统价格水平。

4

电力现货市场对发电企业的 个体影响



电力现货市场对发电企业的个体影响

基于模拟结果，虽然在中国北方地区引入能量现货市场将带来明显的系统宏观效益，但与之相伴的是系统对发电企业总支付金额的减少，这将降低部分发电企业的收入，并且集中在少数效率最低的发电机组，还有那些由于该地区产能过剩而对电力系统可靠运行不必要的冗余机组。近年来，由于产能过剩，各发电企业的利用小时数已经在持续降低，如果他们预期到电力市场引入时收入将进一步下降，这可能增加其对电力市场实施的抵触。为了理解这种动态并能够主动管理，我们需要评估能量现货市场对个体发电机组的经济影响，以了解哪些发电机组在经济上具有可持续性，哪些可能将被迫离开市场。具体而言，在这一研究中我们评估了：1) 由于经济性太差导致部分产能淘汰后，系统能否保持足够的发电装机以满足可靠性标准；2) 面临退出市场风险的发电机组的数量和类型是否与改革目标一致，存在哪些挑战。我们认为应该先充分了解在不考虑其它行政和机构因素情况下理想电力市场的纯经济影响，再制定应对实际挑战的政策措施。在未对这些影响有清晰的认知前，很难找到有针对性的调整和干预机制以缓解改革阻碍，反而可能会增加改革成本，并保留过多不必要的机组。

初步分析结果表明，一旦市场起到调节供需作用并引发市场退出行为以达到平衡后，市场价格足以保证剩余发电机组健康稳定地运行，并满足系统可靠性要求。为达到这一平衡状态，大约11%的发电容量（约15%的火电机组容量）需要退出市场。在下一章节中，我们将详细描述和比较电力现货市场实施和达到系统平衡前后的系

统运行状态和经济情况。分析结果将帮助确定哪些发电机组可能离开市场，并了解剩余发电机组的经济性如何可以提高到可持续水平。

4.1 评估市场淘汰对系统可靠性的影响

由于在电力市场中无法获得足够前向成本^{viii}的发电机组可能退出市场，因此需对机组个体经济性进行分析，以评估剩余机组是否可以满足系统可靠性需求。图2和图3分别展示了市场淘汰发生前后系统中机组的经济性，当机组市场收入高于前向成本时视为盈利状态。

图2显示了市场淘汰发生前的机组盈利情况。图中每一段蓝线均为一个发电机组的容量，横轴为收益盈亏平衡线。该图显示了系统中有多少容量的市场收益是高于其前向成本（高于盈亏平衡线），以及有多少容量是无法从市场中获得足够收益（位于盈亏平衡线以下）因此面临被市场淘汰风险的。红线表示目前的系统规划备用水平。如果红线左侧容量的收益都在盈亏平衡线之上，这意味着市场结果直接能够满足规划备用需求，无需为保证足够的系统容量而对可能被市场淘汰的机组做出额外的补偿。由图可以看出，系统短期内由于产能过剩对市场价格的抑制作用，约有31%的对满足系统规划备用十分关键的机组无法获得足够的收入。

这种收入不足的情况主要是由产能过剩引起的，应该是短期现象。由于产能过剩，系统中有大量可以满足需求的冗余机组，发电企业即使在需求高峰时段也不敢提高报价。这就导致系统总是没有由容量稀缺造成的尖峰价

^{viii} 前向成本英语为going forward cost，指电厂维持其基本运营的最低成本，主要包括（固定和可变的）运维成本和各项税费等，不包括沉没成本如投资和融资成本。

图2

当前产能过剩情况下机组在市场情景中的盈利状况

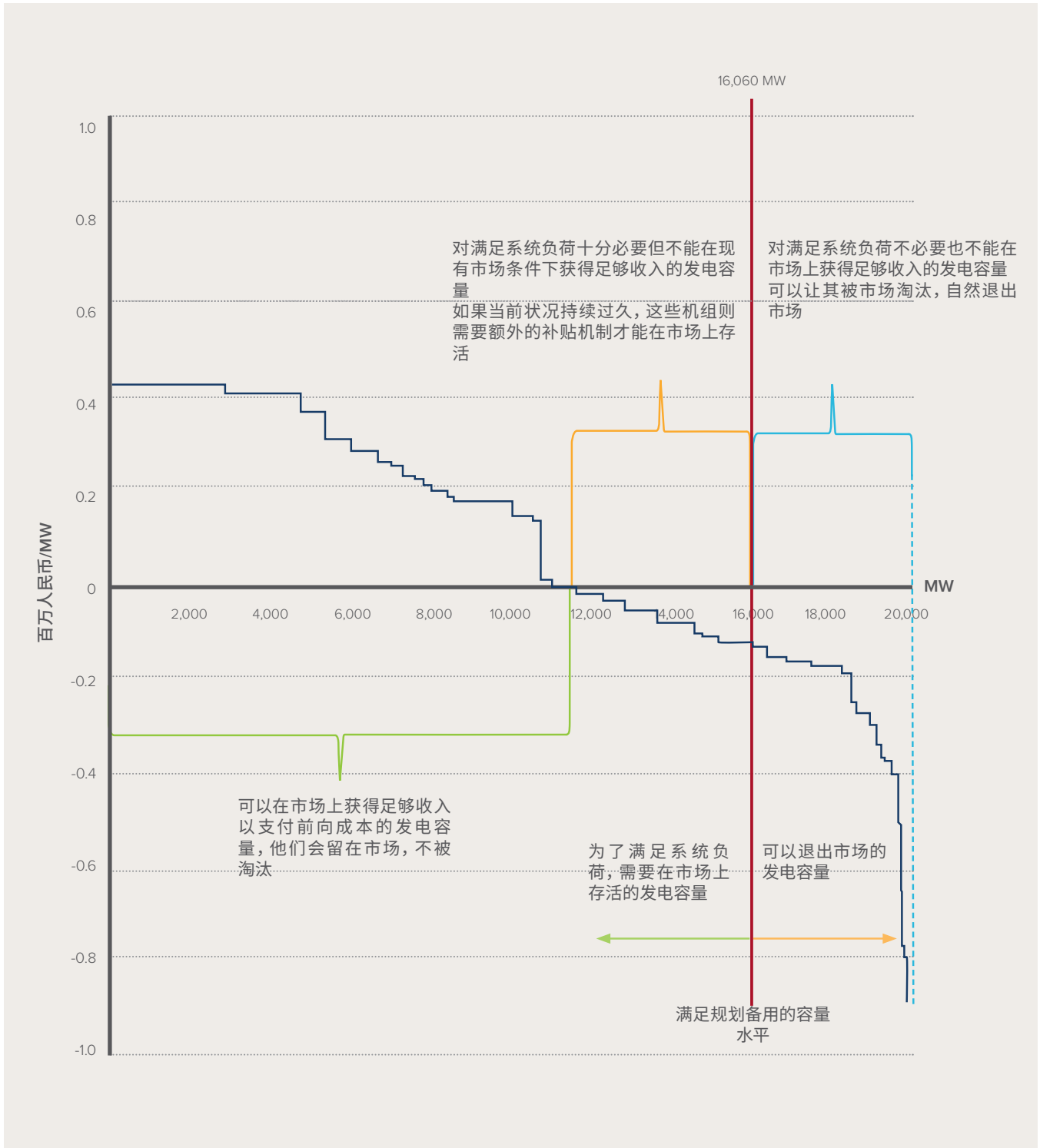
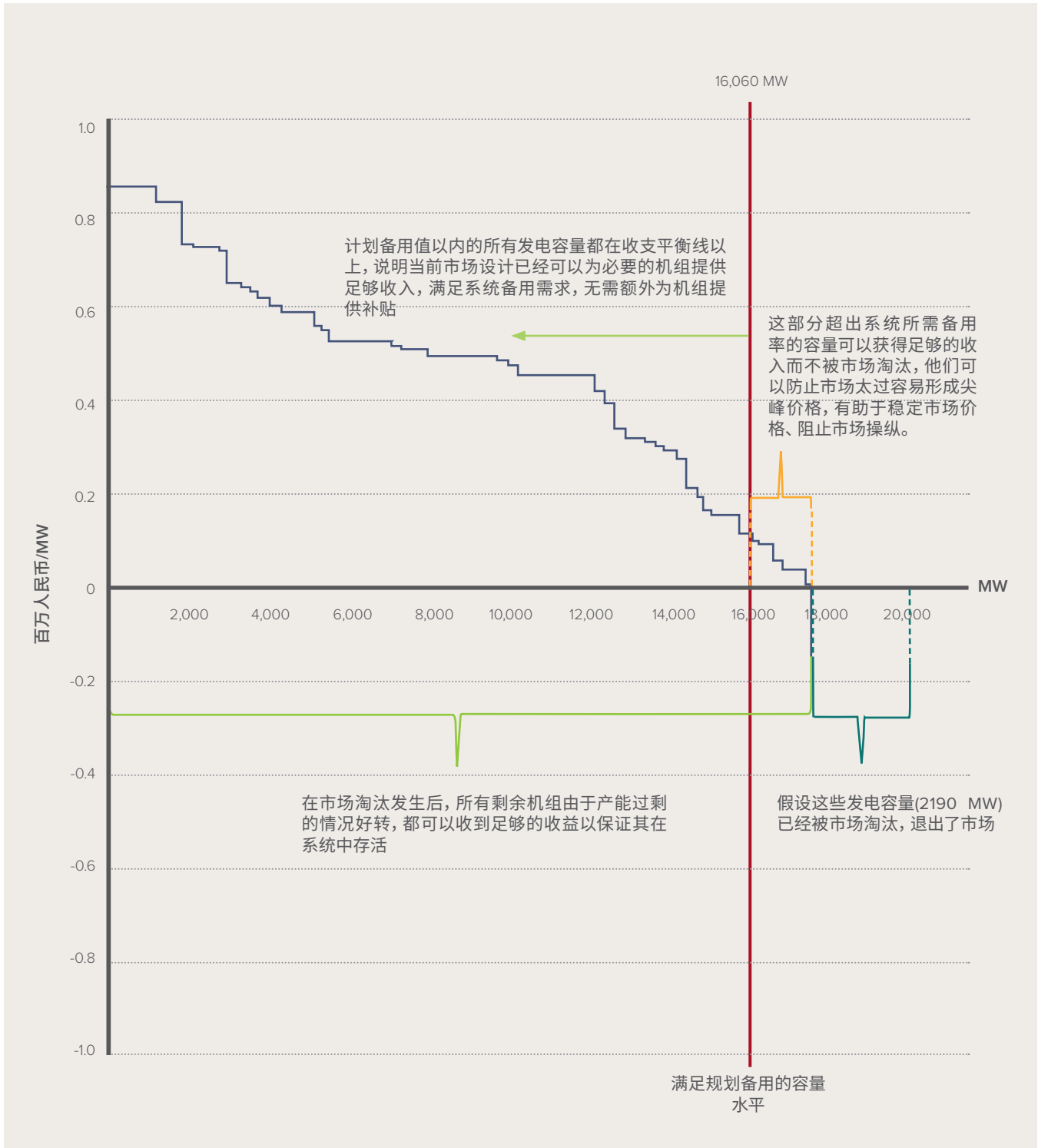


图3

适当市场淘汰后机组在市场情景中的盈利状况



格，结算价格与机组的边际成本持平或略高一些，发电机组很难收回除边际成本以外的前向成本。这是在产能过剩系统中实行市场经济的必然结果，一旦市场发挥其优胜劣汰作用迫使冗余机组退出市场后，该现象就会有所缓解。

为了使市场正常发挥其淘汰作用，这种短期的市场价格低迷不应该被过分干预，需要持续足够长的时间才能迫使不具备竞争力的机组退出市场。图3展示了在部分最低效最不经济的机组退出市场后，机组的盈利情况。可以看出剩余机组的经济状况将随着市场价格的回升而有所好转，系统整体处于健康的可持续发展状态。

如图3所示，在达到当前市场设置下的市场平衡后，约有17.6GW的发电容量可以留在系统中，11%的发电容量会因无法收回前向成本而退出市场。留下的发电容量完全可以满足系统的可靠性要求，达到24%的备用率，比现行电网要求的10%多十四个百分点。^{ix}

在冗余机组退出市场前，系统中的所有机组都将经历价格低迷的情况，即使是可以获得足够调度的机组，经济



^{ix} 在中国当前电源规划过程中，备用容量中一般不考虑可再生能源装机，因此本研究也采用了这个设定。这是一种非常保守的备用方式，基本假设可再生能源在系统尖峰时刻无法提供任何供电服务。由于备用过量，这种处理方式将显著增加系统成本，还可能影响健康电力市场价格的形成。当这些不在备用考虑范围内的可再生能源在负荷高峰时期进行发电时，系统便不会出现供应紧张所造成的尖峰价格，影响机组对非边际成本的回收。解决这一问题的常用方法是可为可再生能源设置容量可信度参数。容量可信度(capacity credit)的概念是用于衡量如风电、光伏等出力能力不稳定的资源在未来能够为系统提供多少尖峰负荷的指标。这在一些可再生能源比例较高的电力系统中是考虑未来电源规划的重要参数，并决定了系统中需要多少热电容量以满足尖峰负荷。尽管无法准确预估可再生能源在未来某时间点的出力，但很多市场会通过对其历史数据的分析，估算一个预计的出力能力以用于电源规划。例如，加州公布用于2019年8月备用预测的容量可信度是光伏41%，风电是27%。但在本研究中，估计备用的时候使用的可再生能源容量信用为0%，也就是做了最保守的估计，即假设未来尖峰负荷时段可再生能源完全不可供电的极端情况，系统还需要多少机组容量来保障系统安全性。但建议未来应调整这个数值，否则将低估系统的可用容量而增加不必要投资。<http://www.caiso.com/planning/Pages/ReliabilityRequirements/Default.aspx>

^x 系统备用容量超过当前电网要求的额外部分可能经济上是不高效的，但有时某个保证系统备用率所必须的机组其单体容量就可能已经大到可以形成系统容量过剩。同时，这些稍微超出系统所需备用率的容量对于稳定市场价格、阻止市场操纵也是必要的。在中国发电企业结构比较集中的环境下，缺乏这部分冗余容量可能会使系统中的几家关键机组在高峰时刻大幅度抬高价格。

性也将受到影响。虽然这种价格抑制现象只是暂时的，但一些系统必需的高效机组仍可能会因此遇到现金流的问题。因此在电力市场改革初期，就应该考虑一些额外的市场机制和补贴设计来确保这些机组在市场向成熟阶段过渡期间不会由于收入不足等情况退出市场。如何使这些额外机制在帮助关键机组的同时不影响正常的市场退出行为是市场设计的重点之一，会在章节6“如何应对挑战”中继续讨论。

4.2 评估市场调度对发电机组的个体影响

图4和图5显示了测算地区实施电力现货市场后各类发电机组的预期平均化成本和收入，即单位装机容量的盈利能力。图中每种发电机组类型对应的两列柱图分别表示其收入和成本：第一列表示它们的总预期市场收入，第二列表示它们的总成本（均为给定机组类型的单位装机【MW】的平均化结果）。对于成本柱图，实心纯色表示短期运维成本（或前向成本），需要在短期内回收以支持发电企业持续运营。斜纹则表示其他资本和融资成本，虽然这些成本不需要马上回收也能保证电厂不退出市场，但为了促进电力部门的资本投入和健康发展，电力市场从长远上应该可以保证这部分成本的回收。^{xi}就电力现货市场实施初期而言，只要收入列高于纯色成本列，即使总收入低于总成本（即斜纹和实心纯色代表的所有成本），发电机也不会因经济压力而退出市场。

图4展示了没有任何机组离开市场时各类机组的经济性。图中可以看出，小型的热电联产机组和纯凝煤机组面临的经济压力最大。小型非高效的热电联产机组（100MW等级以下）有相对更高的边际成本，因此除了供热所需的出力以外，该类机组很少会被调度。同时，它们还需要通过提交低于自身成本的报价或是向边际成本很低的可再生能源购买发电权以满足供热出力需求。300MW等级的纯凝机组也很少被调度，尽管它们的发电效率要比很多100MW和200MW等级的热电联产机组高，但由于其没有供热约束而绑定的发电量，加之系统产能过剩，因此被调度的电量也相对较少。这两类机组是当前系统设置下最不具备竞争力而需要退出市场的机组，在设计市场过渡和机组退役机制时应重点考虑。

一部分落后产能被淘汰后，机组利润变化展示在图5中。由于供应过剩情况有所缓解，市场价格逐渐回升，仍留在系统中的热电机组经济性都有了显著提高。事实上，剩余的机组不仅能靠市场收益收回前向成本，很多机组还能够收回其摊销的固定投资成本。无法收回投资成本的火电机组占总火电装机的19%，除系统中仅存的一台600MW纯凝机组外，多为热电联产同类机组中由于供热任务较少而较少被调度的机组。

^{xi} 前向成本在各个市场中的定义相对一致，仅包含维持电厂不彻底关停的短期成本（燃料、可变运维、税费和固定的运营和维护成本）。投资成本（折旧）和融资成本被视为长期成本的一部分，假设可以通过再融资或破产来延后回收期限，期间电厂将持续运作以尽可能多地减少亏损。我们根据中国电力行业资产的标准折旧时间表摊销了与每个电厂的投资成本和融资成本，完成折旧的电厂在此类别中没有相应的长期固定成本。值得注意的是，结果中许多被市场淘汰的电厂都是低效的老旧电厂，即使这些电厂已经完成折旧因此不会受到长期成本的困扰，但由于它们在很多时刻不会被市场调度，仍会因无法回收每年的前向成本而被淘汰。这可能有悖于中国一些行业专家的直觉，他们认为完全折旧的电厂将比高效电厂更有竞争优势，因为长期成本要远高于效率造成的成本节约。这可能源于中国对贷款偿还的处理预期，国有资产通常拥有固定的政府定价和资本回收渠道以消除贷款违约风险，因此电厂的报价行为也很可能延续全成本回收的思维模式，而不是一般竞争性市场经济中的边际成本报价。

图4

产能淘汰前各类机组的平均化收入和成本

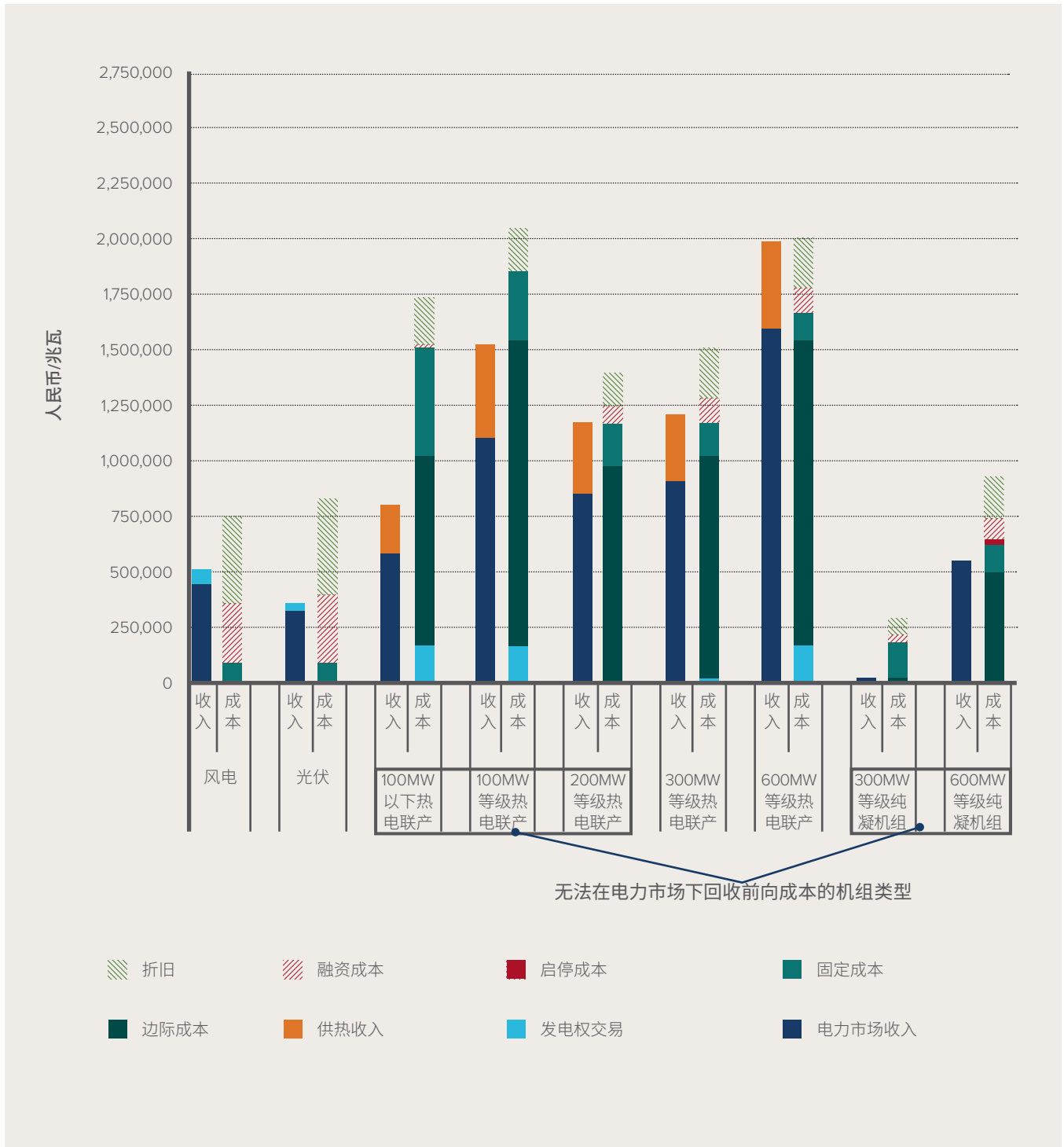
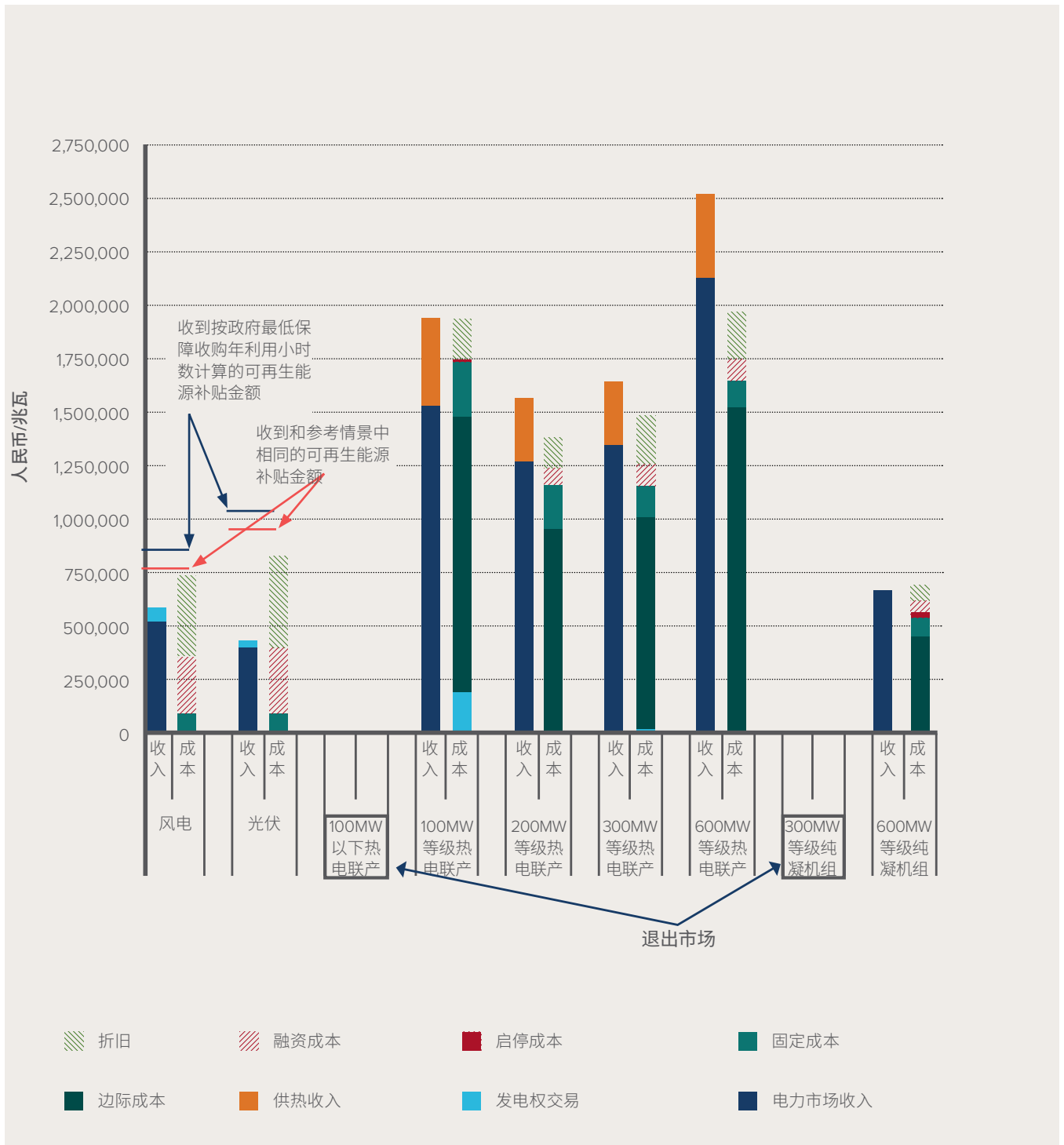


图5

产能淘汰后各类机组的平均化收入和成本



已建的机组即使不能完全回收其摊销固定成本，但由于前向成本已经回收，所以也能够继续留在市场中。根据国际经验，系统中存在在某一年无法回收固定投资成本的机组的情况是很正常的，健康的电力市场并不需要保证电厂每年都能进行全成本回收。市场价格以及机组的盈利状态会由于气候状况、机组退役或需求变化等逐年波动，因此机组可能会面临在有些年份市场回报率超高，有些年份市场回报率不足的情况。³

系统中有19%的火电机组正面临着这种全成本回收的不确定性，系统向投资者释放了明确的市场信号，即该测试区域不需要新建火电容量。尽管大装机的热电联产机组在测算地区是最具竞争力的，但市场并未释放鼓励新的热电联产投资以替代老旧装机的信号。从模拟结果来看，目前的市场价格并不足以帮助新的热电联产投资收回预期收益。尤其随着配额制实施，可再生能源的增加将进一步降低煤电厂的经济性，加速它们离开市场的步伐。同时，系统热负荷的增量空间也相对较少，进一步削弱新建热电联产机组的经济性。

市场退出发生后，由于价格上涨和消纳提高，风能和太阳能也获得了更多收益。虽然可再生能源仍无法单靠市场收入满足全成本回收，但考虑到太阳能和风能的补贴政策，市场化调度可以改善可再生能源项目的经济性，帮助他们更好地完成全成本回收，并降低补贴负担。随着市场化调度不断提高可再生能源利用率，如何协调可再生能源电量增加与补贴资金之间的关系十分重要，特别是在可再生补贴基金已经面临超过千亿缺口的情况下。⁴因此，我们在下文“可再生能源补贴在市場中的处理”部分进一步讨论了在电力现货市场实施时如何对风能和太阳能发电进行补贴的方法。



热电联产机组因供热而最小出力受限时的发电权交易

注意到柱状图中浅蓝色为用于发电权交易的部分，是为了协调热电联产需满足供热最低出力而系统中又存在着边际成本较低的可再生能源时而设计的机制。在热电联产机组承担供热职责时，机组出力不取决于市场单纯优化经济性的结果，而是取决于其供热要求。这种情况下，热电联产机组往往需要报0电价以获得出清，或是在二级市场中从其它由于边际成本较低而获得出清的机组处购买发电权（具体描述见5.1节）。热电联产机组在供热时的最小出力如果没有被市场出清，则需从可再生能源购回对应的发电权以满足供热约束，因此发电权交易记为可再生能源的收入项，而对热电联产机组来言则被记入成本中。

在市场情景中，热电联产仍是按边际成本对这些供热要求下必须发出的电量向市场报价。当热电联产没有被市场调度时，因为热电联产机组必须满足他们的供暖义务，因此需要从其他被调度的但是可以降低本地自由降低自身出力的发电机组买发电权，例如可再生能源机组。这种发电权交易方法类似于目前东北地区辅助服务试点所采用的方法。在辅助服务试点中，是系统中所有机组付费让常规机组进一步降低出力，而在本报告提出的市场设计中，则是按边际成本将发电权赋予了可再生能源，让不能降低出力的常规机组向可再生能源支付费用，为其较差的灵活性获得发电空间。购买发电权的金额可能不多，但它们对不灵活的电厂施加了一定的经济压力，在利用价格机制促进热电厂灵活性方面发挥了重要作用，这将在5.1节进一步讨论。

可再生能源补贴在市场中的处理

中国现行的可再生能源补贴与发电量直接挂钩，产生了可再生能源发电越多、补贴负担越重的情况。如果仍旧延续这一模式，市场改革带来的可再生能源消纳提高将进一步增加可再生能源基金的财政负担，降低系统提高可再生能源利用率的动力，限制市场改革期间的可再生能源并网。虽然可再生能源发电商可能自然地希望所有发电量都能够获得补贴，但这种立场反而会阻碍可再生能源并网，丧失从市场而不是补贴中获得收入的机会，同时阻碍新建可再生能源装机，迫使政府为了避免补贴负担增加而在弃电

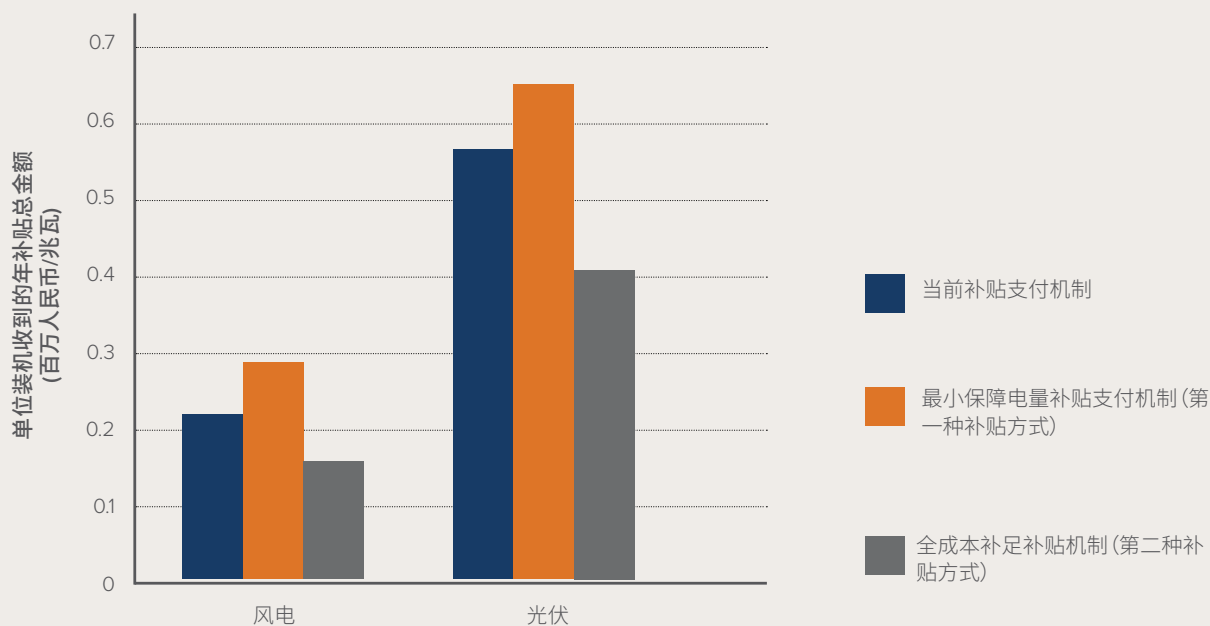
地区禁止投建可再生能源电厂。

为此，我们在不过度增加补贴总金额的基础上，提出了两种仍然可以确保可再生能源满足预期内部收益率的补贴方式：

1. 为可再生能源分配最低保障电量，保障电量获得可再生能源补贴，其余电量按市场价格支付
2. 对可再生能源的市场收入和年平均全成本进行核算，补贴只在可再生能源不能回收全成本时负责支付两者间的差值

图6

不同补贴处理机制下的补贴金额



相对来讲，第一种补贴方式将更受到可再生能源发电商和投资者的青睐。由于在电改前可再生能源消纳很多时候都没有达到能源局当前规定的可再生能源最低保障利用小时数，第一种补贴方式将增加发电商收到的补贴额以及补贴范围内的总收入。加之可再生能源还会在补贴范围外有额外的市场收入，这种方式可以使投资者对中国可再生能源产业更具信心。第二种方式则可以随着市场改革的不断深化有效地减少可再生能源的总补贴金额，有助于提高政府实施电力现货市场的能动性，减少对新建可再生能源的政策限制，促使政府设定更为宏伟的可再生能源建设目标。两种补贴方式并不互斥，而是可以通过参数调整来进行有机结合，把所需的补贴金额控制在预设目标内，平衡两种补贴方式对政府和投资者的激励作用。

如果在测试区域使用现货市场调度和第二种补贴处理方式，对风电和光伏支付的补贴金额可以分别减少29%和28%。在完全不考虑补贴的情况下，风电和光伏在市场调度下收回全成本的缺口为15.7万人民币/兆瓦·年和41.0万人民币/兆瓦·年，远远低于参考情境中按现有补贴模式收到的补贴（风电和光伏收到的补贴为22.0万人民币/兆瓦·年和56.7万人民币/兆瓦·年），更是低于政府发布的补贴目录和测试地区的最低保障收购年利用小时数（第一种补贴方式）所关联的补贴金额（风电为28.7万人民币/兆瓦·年，光伏为65.0万人民币/兆瓦·年）^{xii}

利用市场化手段降低可再生能源对补贴的依赖性未来进一步发展可再生能源的必然趋势。随着弃电问题解决和可再生能源成本的不断降低，新建的可再生能源机组将越来越不依靠政府补贴，而是向着单纯通过市场收入进行全成本回收和盈利的方向迈进。而电力现货市场在这之中将起到至关重要的作用，是提高可再生能源竞争力、减少弃电、提高收入、减低补贴的主要抓手。就当前的可再生补贴模式和系统供需情况来看，投资新建可再生能源并不具备明显的经济优势^{xiii}，仍需政府目标和未来可再生能源配额制来驱动对新增可再生能源的投资。系统需要电力现货市场和补贴改革来打破这一现状，让可再生能源建设不再仅仅局限于政府目标。

电力能量现货市场与当前试点市场的衔接

测算地区目前已实施了中长期直购电市场和辅助服务市场的试点。当前试点成功地帮助这一地区实现了一定程度的成本和碳排放降低。但能量现货市场仍然是极有必要的市场结构，它能够有效帮助扩大当前试点的范围和收益，并帮助发现各项服务的真实价格。

中国的辅助服务市场旨在激发已经习惯了“三公”调度模式下稳定价格和输出的发电机组进行更加灵活的运营。这种模式在未来实施电力现货市场时需进行调整，因为电力能量现货市场价格本身已经一定程

^{xii} 根据在本研究进行过程中的可再生能源上网价格（风电III类资源区0.54元/千瓦时，光伏II类资源区0.88元/千瓦时，http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201512/t20151224_768582.html）、标杆上网电价（0.3803元/千瓦时）和当年测算地区的可再生能源最低保障收购年利用小时数（风电1800小时，光伏1300小时，<http://news.bjx.com.cn/html/20170418/820862-2.shtml>）计算而得。

^{xiii} 现有的市场价格和可再生能源消纳并不能满足投资新建可再生电厂的内部收益率，除非可再生能源电厂能够通过签订双边协议或政府补贴等措施锁定更好的电价。

度上奖励了电厂的灵活性，无需这种模式进行双重支付。中国目前的辅助服务市场中，深度调峰市场最为常见。火电机组将会对自己愿意进行深度调峰的意愿进行报价，从而帮助新能源消纳。该市场已经发掘了系统中热电联产机组一部分的灵活性，促进了测算地区的新能源消纳，降低了1.9%的系统碳排放。但增加现货市场能够进一步降低约2.5%的系统碳排放量（0.8%来自弃风弃光的减少，1.7%来自系统效率优化），并且识别出哪些灵活性是能量市场本身就能够激发和提供的，而哪些是需要额外进行支付的。尽管在实际实施过程中由于不确定因素（例如，考虑显示调度中的信息不完善、意外状况和调度员判断等）可能无法实现全部模拟识别出的碳减排，但仍然能通过扩大优化调度的规模实现在目前辅助服务市场的基础上进一步扩大优化效果。这主要是由于辅助服务市场仅在弃电期间进行调峰资源的优化，帮助减少弃电，但它不会在非弃电时刻优化火电机组间的调度，将发电量从低效机组分配到高效机组。总体来说，能量现货市场能通过优化调度和增加经济信号，激发一定的机组灵活性，从而减少需要额外从辅助服务市场购买深度调峰的服务，仅对真正增加了额外成本的服务进行支付。

中国目前正在进行的中长期交易试点已经成功降低终端电价（这一地区的电价降低0.03-0.04元/千瓦时）。尽管降价是电改的重要目标之一，但没有电量现货市场的情况下很难实现最优的调度结果，从而同时实现价格和碳排放的下降。仅有中长期市场的情况

下，当前调度不会基于边际成本，而是基于合同数。这就可能导致已经还本付息的老旧机组更有降低电价获得合同调度的优势，并且售电商和其它边际成本低的发电企业也没有现货市场这个平台与这些老旧机组进行频繁的发电权交易，削弱系统成本降低和环保减排的成效。这种副作用可能在短期内都将伴随着中长期市场，对系统优化提出挑战。同时，缺乏现货市场也会影响中长期交易的价格发现作用，限制了直购合同的降价潜力。这也是为什么几乎所有的竞争性市场都同时有中长期和能量现货市场，两个市场只有相辅相成才能实现优化调度并发现真正的市场动态平衡价格。由于现在的直购交易还处于初期探索和不断变化的阶段，我们没有明确计算在现有的中长期交易市场上增加能量市场可以实现多少额外的成本降低和排放减少。但从定性分析的角度可以预期到显著的成本和排放降低，降低的程度将取决于不同省份的供需结构，越是产能过剩的地区优化程度将越大。

5

机组运行的变化



机组运行的变化

市场调度将会为发电机组带来新的运营模式，它将改变电厂争取调度电量的方式，安排发电的策略，以及管理机组运行的方式。虽然这将涉及系统参与者的能力建设和观念转变，但这些变化实际上是低于预期。目前看来，市场化调度并不会对现有机组提出进一步提升改造以满足运行灵活性的要求。本分析中所有模拟和调度结果都不违反系统现有的物理参数和运行约束。尽管市场调度本身并不会对系统灵活性提出附加的要求，但市场机制还是应通过增加灵活性机组收益或惩罚不灵活机组等方式来鼓励系统向更灵活的方向转变，激发潜在的灵活性。在接下来的章节中，我们会探索在市场调度下机组运营的变化情况，讨论何种市场设计能够创造正确的经济信号来给系统中灵活性较差的机组施压，以及探讨随着市场日渐成熟机组运行的变化情况。考虑到热电联产机组是目前北方地区电力系统缺乏灵活性的重要原因之一，本章还将讨论热电联产机组和市场衔接的不同方式，以及所有火电机组调峰和启停在市场实施前后的变化情况。

5.1 将热电联产机组纳入电力市场

中国北方地区在冬季有大量的供暖需求，并且需全年向本地的工业生产行业供热。因此，几乎81%左右的火电装机都是热电联产机组，占总装机量的60%。在冬季的一些时段，由供热计划主导的热电联产机组几乎占据了全部的发电量。如果把这些机组视为必开机组（在很多其他国家都会这样操作，因为热电联产装机占比较小，对系统调度影响不大），在中国将可能会大大降低能量市场实施的效果，因为其无法：

- 实现发电成本最低的优化调度
- 利用市场来形成可持续的批发市场价格
- 给热电联产施加适当的经济压力以激励其降低最低出

力，从而帮助减少弃风弃光

在本章节，我们根据对热电联产处理方式的不同建立了三种市场情景，以评估能实现系统优化、提升灵活性并提供合理补偿的最优机制：

- 1. 市场外结算：**热电联产机组“以热定电”部分不参与电力市场调度和价格形成，直接按供热需求提交发电计划，且按照政府批复价格结算。
- 2. 市场价格接受者：**热电联产机组按供热需求提交发电计划但该“以热定电”部分发电不报价。作为市场价格接受者，其发电量按当时的能量现货市场价格结算。
- 3. 市场调度加发电权交易：**热电联产机组按边际成本报价并服从市场出清结果。在市场调度结果不能满足其供热需求的时段，热电联产机组可选择从其他机组购买发电权。

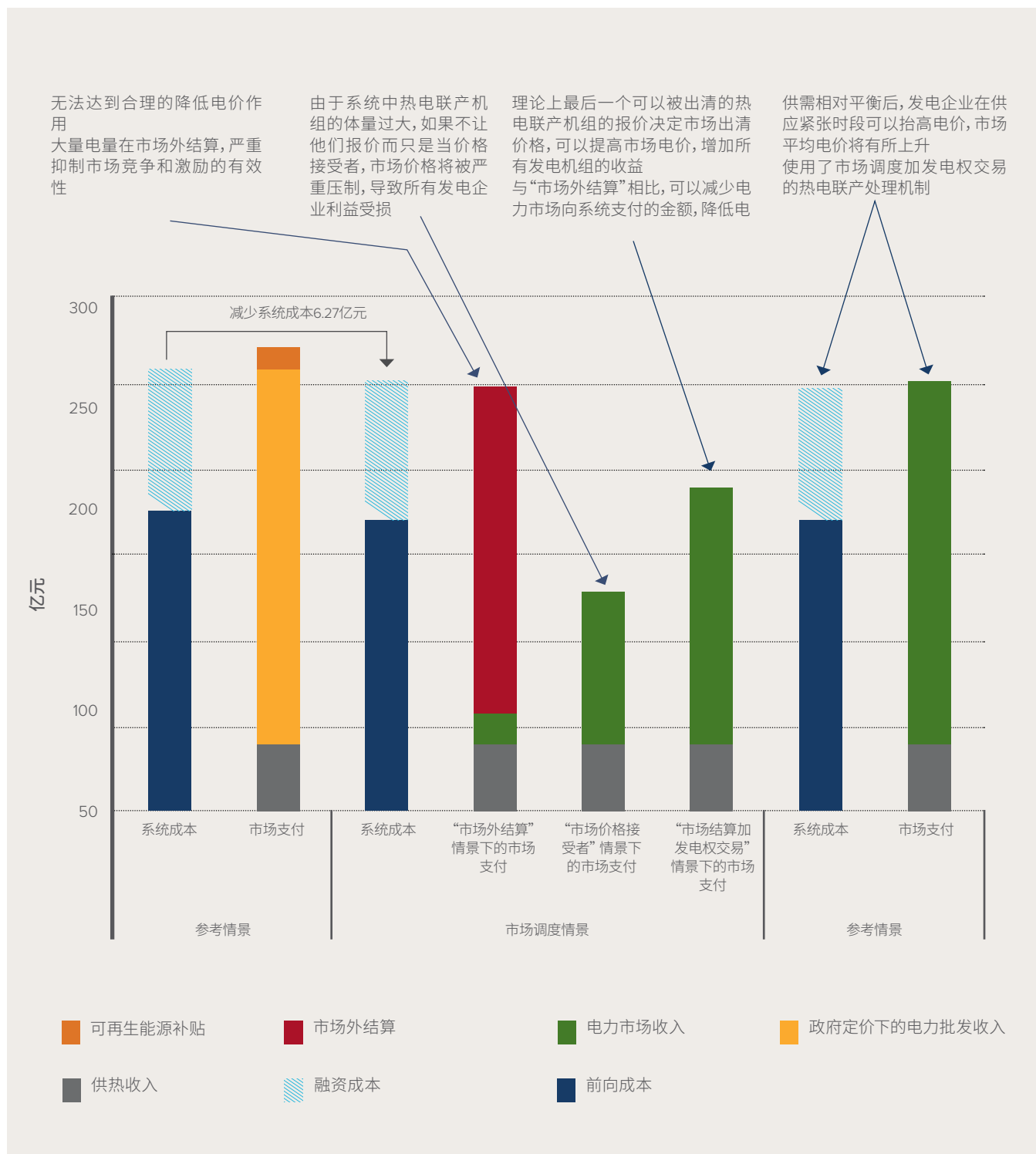
根据模拟分析结果，我们建议测算的北方地区选用第三种模式来处理热电联产机组，即提交边际成本全电量参与日前市场出清，当其被调度电量低于供热要求的最低出力时，他们可选择在实时市场购买发电权来满足最低出力需求。下面将展示各处理方式的市场模拟结果和做出该建议的理由。

热电联产处理方式

- 1. 市场外结算**常常被用在必开机组相对较少，但承担着系统安全和民生供给等重要任务的系统中。在这种模式下，热电联产按照当地的供热约束提交自己的发电计划。所有基于供热需求的发电量都按政府批复价格（当前模型使用煤电标杆电价）

图7

不同热电联产处理方式下的市场结果



进行结算，不受市场价格影响。^{xiv}但如果在北方地区执行这样的方式，则在冬天几乎所有的发电量都会按非市场方式结算，而非遵循系统成本最低调度。同时，设定合理的政府批复电价也是该方法普遍存在的难点，其往往会造成过度支付，使发电机组没有降低成本的动力。⁹该方法也不会帮助发现发电机组的真实成本和灵活性，还有可能导致热电机组故意夸大其供热需求所需的最小出力以获得更多的收益保障，不利于热电解耦和新能源消纳，这些也是中国目前已经出现的问题。

2. 价格接受者模式也是处理市场中有必开机组固定约束的一种常用方法。他们仍被允许提交自己的发电计划，但必须按照该时段的市场电价进行结算。这种方式下价格和调度将仍由市场决定，但热电联产机组“以热定电”部分的电量直接按报价为0处理，能够被优先调度。这样将在弃风弃光时段给热电联产施加降低出力的经济激励。当边际成本为0的新能源被弃时，市场将以0元出清，此时所有的热电联产机组都无法回收其发电成本。因此，热电联产机组将会在保证供热的前提下尽量降低其发电最低出力，帮助新能源消纳，避免弃风弃光的出现。这也是目前在风能资源十分丰富的丹麦所采用的方法。在此激励下，丹麦的热电联产机组变得更加灵活，提升了其市场竞争力，并协助了风电消纳。

然而，价格接受者模式在北方地区将会造成市场价格无法形成的问题。在冬天，热电联产机组常常

已经是边际机组。如果其不报价，将没有能够决定市场出清电价的机组。剩余的发电机组也以新能源为主，同样也是零边际成本机组。这就意味着，任何热电联产加新能源的出力超过电力需求时，市场电价都将为0或为负。模拟结果显示，测试年中市场电价为零的时段将近2200小时，这样的电力市场显然是不可持续的。虽然这种情况并不是没有办法调节的，但如果经常依赖于行政手段来进行价格设定，势必导致市场价格扭曲，破坏市场效率。

3. 因此我们开始考虑如何让热电联产机组正常按边际成本提交报价并进行市场调度。这种模式下，热电联产机组也如其他机组一样提交报价，不考虑供热和必开约束，全电量按报价进行市场出清。在单纯的市场调度下，当系统中可再生能源和所有供热约束下的最小出力超过系统负荷时，由于市场会优先出清报价为0的可再生能源，可能造成市场出清结果中热电联产机组在某些时段无法满足其最低出力的物理约束。热电联产机组在预计到这种情况的时候，就会降低其供热约束下最小出力部分电量的报价，以保证这部分被出清。当然，这是在他们确实无法降低最小出力的情况下会采取的举措。目前，辅助服务市场已经证明许多热电联产电厂可以进行更加灵活的运行，在部分时段降低其声称的最小出力并仍然满足供热。这种情况下，我们预计电厂更可能选择降低出力而不是降低报价。

但是，考虑到热电联产机组对其“必发电量”部分降

^{xiv} 市场外结算在一些地方也被用于可再生能源支付。如风电、太阳能发电、水电和地热发电等常常是按政府批复价格（行政设定价格）来支付，并作为必发电量被消纳。通常新能源由于其低边际成本的特点在市场中总是被优先调用，并不需要特别的消纳方案。但在目前中国的情况下，为了保持延续性，风电和太阳能将继续延续当前的标杆电价支付方式。在此市场情景下，风电、太阳能、水电和热电联产都将作为市场边界，按过去的标杆电价支付，并不参与市场调度。

低报价可能会严重压低市场结算价格，同时热电联产机组有可能通过双边协议免受市场价格的影响，我们认为在市场初期这种低于边际成本的报价不利于市场健康发展。因此，我们建议采用**市场调度加发电权交易的方式**，即要求机组基于成本报价，当热电联产机组的最小出力部分无法被出清时，热电联产机组可以选择向其他被出清的机组购买发电权。在本模拟中，默认只要用电需求低于热电联产最低出力加新能源的总出力时，该发电权买回就会自动发生。^{xv}发电权交易和其它热电联产机组的市场过渡机制将在章节6.2中继续讨论。

发电权交易的二级市场构建模式

这样的二级市场可以有多种构建形式，取决于中国电力市场的建设情况。其中最常见的结构是两次出清市场：日前市场根据报价出清并按出清价格支付发电机组，而在日内市场允许发电机组进行发电权交易以满足物理约束和当天实时的系统情况。在这种模式下，热电联产机组可以在日前市场中以低于其最小出力时边际成本的价格报价，以确保“以热定电”部分被全部调度，然后当可以灵活地运行时，再在实时市场中

购买更便宜的替代能源，使亏本发电的部分能量减少。该模型类似于在两步出清市场中进行电量递减投标。

二级市场的发电权交易也可进一步发展为集中式的市场。发电机组可以提供愿意出让发电权的报价和愿意购买额外发电计划的报价。当价格匹配成功时将自动进行交易。目前试点的辅助服务市场也是类似的方式，但与本方案中提到的热电联产从新能源购买发电权不同，现行的辅助服务市场是由其他机组向热电联产支付深度调峰费用使其降低出力。相比来说，本报告提出的模式能够更好的激励热电机组提高灵活性，同时又不会把弃电的经济负担施加在本该全额上网的新能源身上，不阻碍新能源发展。

这两种二级市场结构都有助于发现热电联产机组的不灵活性到底造成了多少附加成本，为电厂对热电联产机组进行灵活性改造提供经济动力。常见的灵活性改造包括安装旁通蒸汽阀、电储热以及已经出现在中国辅助服务市场上的用于减缓弃风的电热锅炉。⁶

^{xv} 在成熟的电力市场中，热电联产机组的报价行为通常是给“以热定电”部分电量报一个很低的价格，而“以热定电”以外的电量部分再按接近或略高于边际成本的价格报价。这反映了其为了满足供热任务时，对应电量无论如何都需要被出清，因此愿意以很低的价格（甚至是零电价）将电卖出去，否则他们就需要购买发电权。中国的辅助服务市场试点证明，热电联产机组现在的最低出力实际上有下降的空间，因此这种“发电权交易”机制的设计可以促使他们降低“以热定电”部分电量，减少他们需要进行发电权交易的风险。而本研究采用的是最保守的假设，即认为热电联产机组“以热定电”部分电量就是他们必须要发的电量，没有任何额外灵活性的空间。因此本研究给出的是一种对热电联产机组而言最差的情况，是发电权交易金额的上限。一旦实际实施中，热电联产机组可以降低“以热定电”时的最小出力，或是降低最小出力时的报价，最终的发电权交易金额都会减少。即使在本研究如此保守的假设下，发电权交易金额占比都相对较小，仅占热电联产总成本的2.4%。

热电联产机组进行市场调度的总体结果

章节3和4中阐述的市场影响是采用了热电联产机组进行市场调度并辅以购买发电权机制后的结果。模拟结果显示，在测算地区每年大概有2441小时会出现需要热电联产机组通过降低报价或购买发电权以获得出清的情况。热电联产需从新能源机组购买154万兆瓦时电的发电权来满足其供热的最低出力要求，仅占其总发电量的3.4%。该机制不会扰乱市场对落后机组的淘汰作用，在该机制下被淘汰的机组都明显不具备市场竞争优势，在其它市场设置下也会被淘汰。但和价格接受者的情景相比，热电联产报价能够有效帮助抬升约72%的市场出清价格(考虑供需平衡后热电联产的竞争性报价后，市场出清价格与价格接受者情景相比提高了140%)，有效帮助系统中的高效机组收回成本。

与现有的很多针对于降低热电联产机组最小出力的试点不同，本报告进行模型模拟时假设热电联产机组已经向系统报告了其真实的最小出力，**不使用其具备额外灵活性潜力假设**。之所以采取这个相对保守的处理主要出于两个考虑：1. 研究中的一些计算结果与机组的最小出力相关，设置新的最小出力假设将影响此类结果的说服力；2. 研究希望基于现阶段系统已经在使用的数据测试相应市场机制设计，了解发电权买回机制是否会造成最小出力较高（不灵活）的机组前向成本回收困难。在当前热电联产机组购买发电权的处理机制和保守的最小出力假设下，大部分高效的热电联产机组已经可以顺利通过电力市场回收前向成本，市场收入约超出前向成本35%。

当然，热电联产机组的灵活性潜力实际上是远远大于本研究假设。东北地区辅助服务市场的经验和丹麦热电联产机组的案例都证明了热电联产机组具备在短期内降低最小出力同时不影响其整体供热服务水平的能力。因此，当电力市场开始发挥其行为调节能力促进热电联产机组自发进行灵活运行时，我们可以预期系统的弃电率将极大降低，仅会在系统传输能力限制时才会发生弃电和热电联产机组购买发电权的情况。除了整合更多低成本的可再生能源之外，通过最先降低最低效、最昂贵的热电联产机组发电，或者使其向更高效灵活的热电联产机组购买发电权或调峰服务，系统的运行效率将进一步提高，成本将进一步降低。

热电联产机组市场淘汰引起的关于供热保障问题的相关顾虑

在研究的市場情景中，确实有一些小型热电联产机组需要退出市场，它们负责的供热量约占总供热量的18%。这就会引出这些机组退役是否会造成供热不足和民生保障方面问题的讨论。我们预计大多数关闭的小型热电机组都距离其他更大、更高效的供热设施不远，并且可以相互连接。^{xvi}

在缺乏特定省份的供热系统拓扑结构和具体热负荷数据的情况下，我们很难对热电联产机组的热电联动进行详尽建模。因此，本研究无法判断在市场中被淘汰的热电联产机组是否对满足系统供热有决定性作用。如果确定这些被淘汰的机组会威胁稳定供热并且无法被其它热源取代，系统就需要设计一些市场以外的补偿机制来补足它们的前向成本，以防止其被市场淘汰。

^{xvi} 小型热电联产机组一般都较为陈旧，很可能是城市内早期建造的热电联产设备，随着之后城市兴建的大容量热电联产机组的陆续上线，在大多数情况下，这些小型热电联产机组的热负荷可以被替代满足。这可能需一些操作运行方面的细微调整和对供热传输系统的小额投资。农村地区通常使用燃煤小锅炉和可再生能源传统利用，而不是集中供暖。因此，可以合理地假设大多数小型热电联产将在城市地区，与集中供热系统连接，在区域内可以找到其他替代热源。

对监管热电联产供热需求和“以热定电”的一些建议

确定哪些热电联产机组对系统供暖至关重要且不可替代对监管机构来讲是个挑战。特别是当系统需求过剩、部分工厂盈利状况不佳会被市场淘汰的情况下，监管者的判断很容易受到干扰，应该被淘汰的低效机组都会对这类补偿提出申请，希望借此能留在系统之中。监管机构和融资机构需要制定明确的指导方针，要求发电企业和市政服务企业提供证明，确保：1) 各机组不会虚报热负荷，以及热负荷下的最小运行出力；2) 该热源不能通过其它更具经济性和效率更高的供热源（包括电力、生物质、供热效率提升或其它已有的热电联产机组）取代。该政策应扩展到为了规避市场淘汰风险，将纯凝机组改造成热电联产机组的情况，以及任何为了满足增量热需而要新建电厂的提议。

虽然上述热电联产机组市场参与机制应该有助于缓解虚报供暖需求的问题，但也可以通过其他一些辅助方法来促进供热效率的改善，以降低供热时机组的最小出力和供暖负荷。其中包括：

- 监控回流管蒸汽温度以防止供热过量；
- 对供暖系统效率进行能源审计，包括管道泄漏和隔热层的检查；
- 建立效率和热负荷评估方法和标准，识别供热过量和热量浪费行为造成的效率降低，如检测居民由于过热而打开窗户的位置。

对于电力负荷较低、供热需求较大的地区，热电联产

的整体经济性会在电力市场中面临挑战，尤其是当可再生能源在系统中的占比越来越大、低电价时刻越来越多的情况下。在监管者考虑满足系统供热需求的时候，应要求热力公司探索各类替代供热方案，例如提高终端用户采暖效率和可再生能源供暖等，而不只是新建热电联产电厂。在丹麦等地，通过市场上电价和热价的调节，很多新技术的投资都已经被证实非常具有经济性，如利用电热水箱增加已建热电联产机组的灵活性和供热能力，或是安装热泵供热。在一些地区利用园区级地源热泵进行供暖甚至供冷可能更具环境和经济效益。这类高效的技术在辅以适当的储能设备后也可以在未来帮助整合分布式可再生能源。

5.2 系统调峰运行

人们普遍认为市场调度会对热电厂的灵活性有更高的要求，特别是随着系统中可再生能源比例逐渐增加，热电厂似乎只有进行灵活性改造才能满足这些新增的灵活性需求。而实际上，电力市场所附带的调度优化可以减少机组的调峰频率（机组进行出力调整的频率），减少爬坡量（即相邻运行时间机组的出力水平之差的年度总和量）。^{xvii}在现有的模型假设下，即使市场淘汰了中小型火电，系统

的灵活性需求也可以被满足，无需对机组进行灵活性改造和改变机组爬坡运行的边界条件。

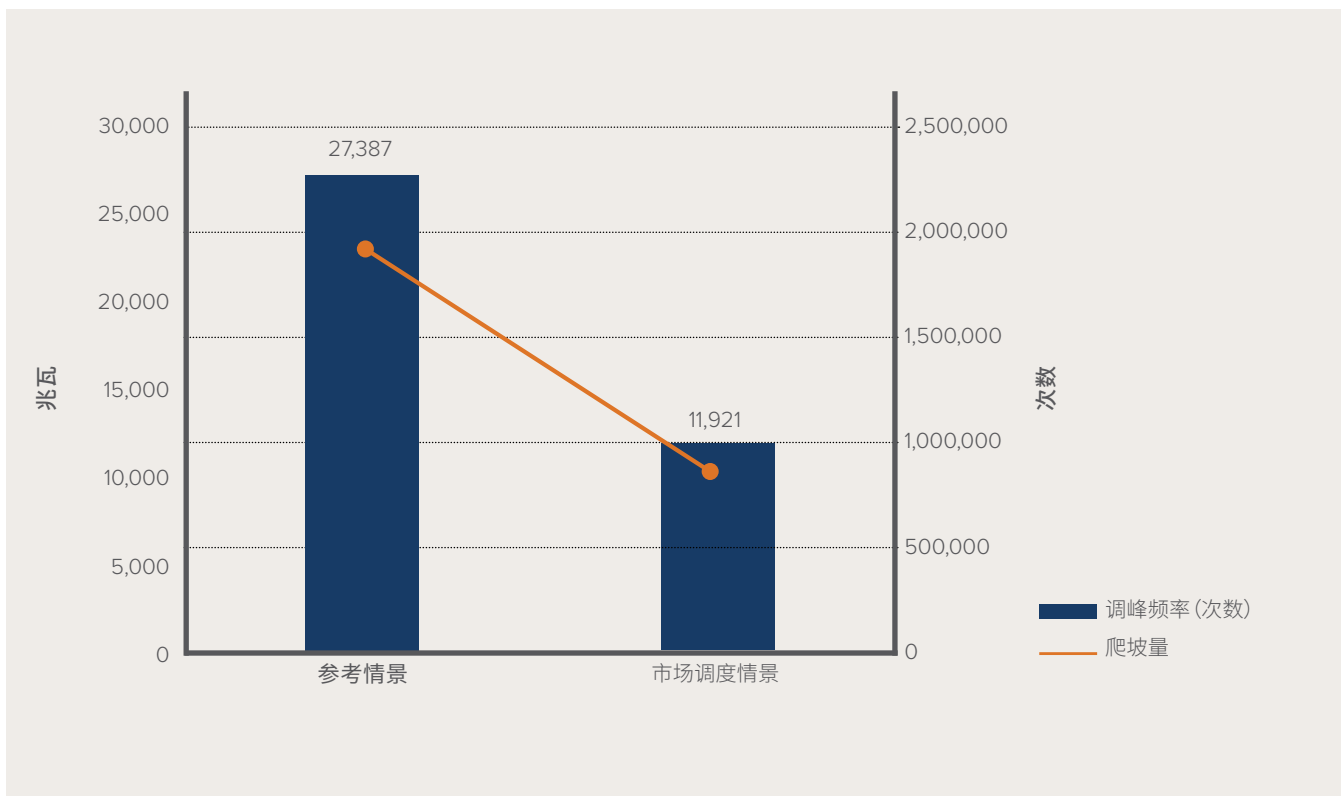
市场对爬坡运行具有优化作用

市场对系统灵活性需求的降低主要体现在两个部分：调峰事件的发生频率和爬坡量的优化

调峰频率（次数）：与市场调度优化后的结果相比，在当

图8

市场调度与当前调度下的爬坡运行对比



^{xvii} 调峰频率(次数)是该机组所有发生出力变化的次数总和，而爬坡量 (ramping mileage) 指的是机组在该次爬坡和降低出力时的出力变化量。他们都是体现机组调峰成本的重要参数。任何时候当机组需要调节出力时，尽管是在技术允许范围内由于温变和内压力的作用其磨损也会增加，无论该出力变化有多大。同时，这也会增加机组掉线的可能性。爬坡量的高低一定程度上反应了系统调峰服务造成的机组成本增加，通过优化降低爬坡量是减少系统成本的重要一环。

前倾向于平均分配的调度模式下，机组进行调峰的频率是市场调度下的2.3倍（如图8所示）。市场调度可以减少不必要的调峰操作，也无需将调峰运行平均分配在各个机组之间，而是将调峰责任集中在少数此类业务能力强的机组上。这样可以进一步优化机组分工，减少多数机组的磨损和相应运维成本，但本研究并没有计算这部分的系统效益。

爬坡量：尽管参考情景和市场情景所使用的负荷曲线完全相同（意味着理论上满足负荷变化所需的系统爬坡量完全相同），市场情景下发生的爬坡量仅是参考情景的44%。这主要得益于市场情景无需平均分配发电小时数和机组启停次数，从而优化和减少了不必要的出力调整操作。当前调度由于需要保证各个机组计划发电量的完成率和启停次数大体一致，可能会出现提高一个机组出力的同时降低另一个机组出力的操作，甚至是在系统负荷整体增长的时刻需要关闭个别机组。市场调度则没有这类限制，可以协同机组启停和调峰，确保最优运行。虽然研究结果中的一些爬坡量减少可能是理想化调度的理论结果，与实际运行结果存在少量偏差，但市场调度对系统出力调节运行优化的作用仍然不可小觑。

系统调峰将集中在少数机组上

在计划调度的模式下，往往所有机组都要参与系统调峰，且各个机组承担的调峰职责大体相当。而在市场调度模拟结果下，虽然所有机组都参与承担维持系统平衡的责任，但实际调峰的执行往往集中在少数系统边际机组上，这种进一步的职责分化可以激励这些机组提高自身的灵活性。在我们的仿真研究中，如果保持现有系统的边界条件不变，600MW等级的纯凝机组和热电联产机组可能需要承担更多的调峰操作（如图9）。这主要是由于系统较少调度效率较低的小容量机组，因此他们的降出力空间较小，而提高出力时，系统也会优先选择效

率较高的大容量机组。市场调度下，大容量机组在线时间较长，并且可以提供更大的出力调节范围。

图9还显示出各类机组平均的单次爬坡量在实施市场调度后均有降低，这主要得益于市场对机组启停的优化和机组爬坡持续时间的优化。在优化机组启停和减少不必要的调整操作后，机组每次只进行最少的出力爬升，这也可以降低机组进行爬坡操作时掉线的风险。

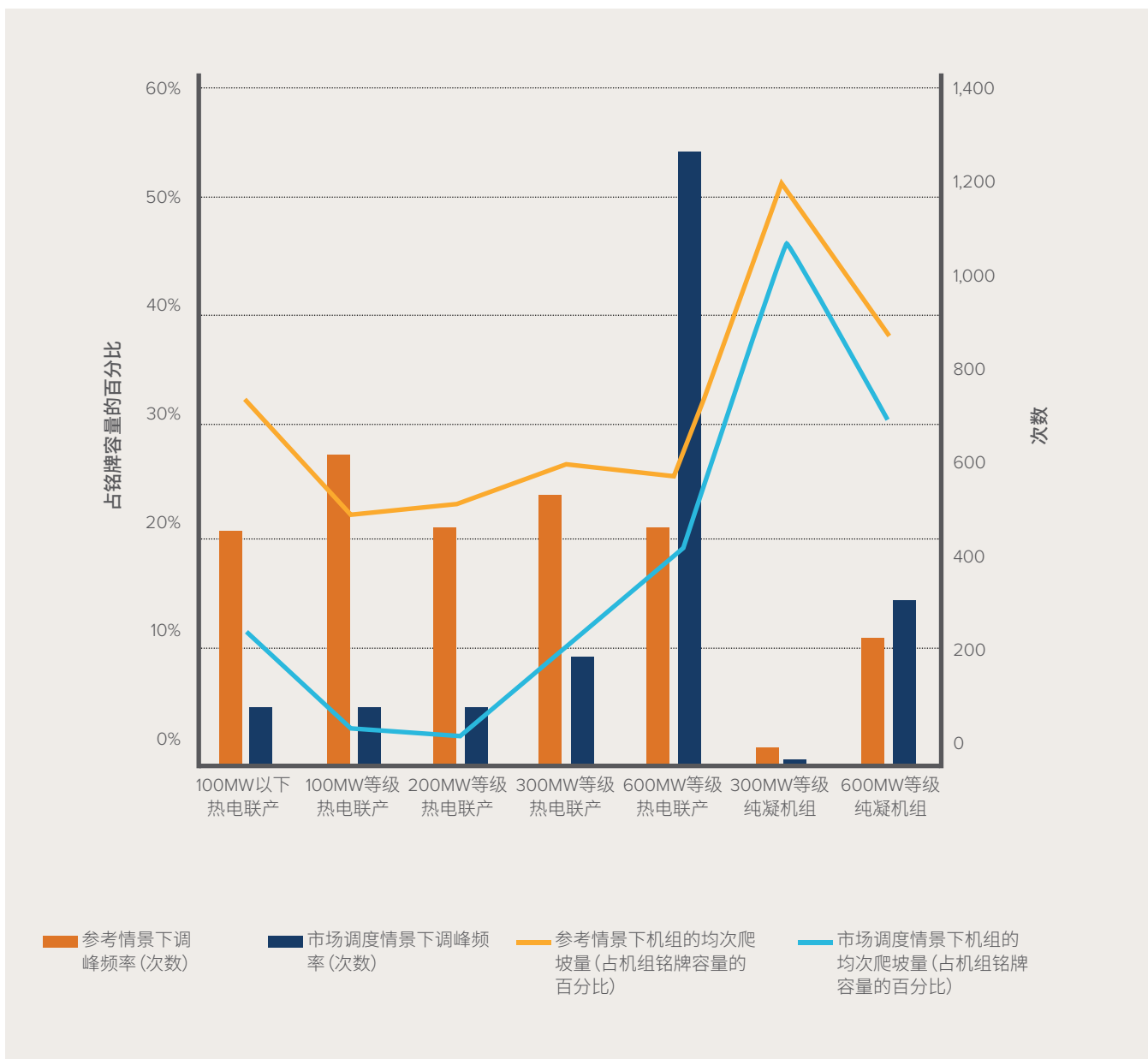
能量现货市场形成的价格信号可以激励机组自发地提高灵活性

出于自身利益的考量，发电企业往往倾向于夸大提供灵活性的成本，并期望在市场调度下获得更多灵活性服务的经济补偿。人们的直观感觉也是市场调度由于时间尺度更为精确会增加系统灵活性需求，从而提高相应的成本。事实上，这种感观并不总是正确的。一个设计恰当的电力市场可以整体优化调峰操作，减少系统的灵活性需求，并且在合理范围内的出力调整并不会显著增加发电企业的发电成本。这种系统灵活性成本增加的情况通常发生在市场改革初期、调度者缺乏经验、边际机组出力一直调整、无法达到稳定的情况下。当系统参与者逐步适应市场调度机制后，市场的优化作用就会显露出来。电力市场，特别是小时间尺度出清和调度的现货市场，可以促使发电企业发挥其灵活运行潜力去适应新的、市场化的系统运营模式，并将灵活性合理反映在市场报价中。

虽然我们没有在分析假设中改进各个工厂的灵活性和调峰能力，但我们预计发电机组的灵活性将在市场实施后得到改进。从国际电力市场的经验来看，发电机组在市场实施后往往能自发地进行越来越灵活的运行，更新其灵活性参数。⁷在电力市场里，发电企业相互竞争的不仅仅是其效率和边际成本，更是它们的运行水平、灵活性

图9

不同机组类型的爬坡对比



等对市场价格和调度信号做出反应的能力。不灵活的机组往往会丧失市场竞争优势，损失发电量和经济利益。

在电力市场中，发电机组需要向市场调度方提交机组运行参数以确定市场优化调度时的运行边界。一些重要的和灵活性相关的参数包括爬坡速率、最小出力、启动和停机所需时间，以及启动后至少运行的时长等。在其它地区电力市场实施的初期，也曾出现过发电企业试图通过虚报相关参数来影响市场调度结果以避免昂贵的启停和爬坡运行。但随后人们发现往往是灵活性强并且更愿意提供出力变化服务的机组更容易被市场调度。⁹市场调度将会综合考虑机组的发电成本以及其提供灵活性服务的能力和成本，当灵活性服务成为整体成本增加的主要驱动因素时，系统可能会调度一个灵活性好、但发电边际成本稍高的机组。¹⁰所以很多机组都在开始自发地进行提高灵活性的探索，即使是在电力市场中只施行能量市场而没有采取其它补偿灵活性的市场或行政措施的时候。我们没有在分析中量化这一益处，但可以预期电力市场自身带来的灵活性激励可以帮助节约一些灵活性改造专项鼓励项目的成本。

添加辅助服务市场可以进一步优化灵活性资源的使用

系统的边际机组和最适合提供系统灵活性的机组不一定是同一个机组，这就是为什么几乎所有电力市场都设有辅助服务市场，并和能量市场共同优化，以达到全局最优。这可以帮助发现各类灵活性服务（以及其它系统可

靠性服务）的真实成本，并选择最经济的资源来提供这些服务。^{xviii}

共同优化辅助服务市场和能量市场可以找到提供系统发电、调峰和可靠性的全局最优方案。系统中常常会出现需要一些机组减少其在能量市场的发电来为未来可能发生的尖峰负荷预留爬坡能力的情况。如果仅根据能量市场完全按边际成本排序安排发电，系统的边际机组可能刚好非常不适合提供灵活性服务，这就可能造成当系统需要辅助服务时成本非常高。这种时候同时优化的解决方案就会选择在能量市场适当使用一些较贵的机组发电并将便宜的机组出力留给辅助服务，这会轻微提升能量市场的支出，但却会大大减少辅助服务市场的支付。

5.3 机组启停和运行水平

很多人预测能量市场将导致更多的机组启停。但在本分析中观察到，转变为市场调度后，每年机组启停94次，这与目前的调度方式下，每年启停90次几乎相同。不同的是，在现有调度规则下，机组启停次数相对均匀地在没有供热任务的各机组间分布，而在市场调度下，启停次数较为集中在几个没有供热任务的边际机组。值得注意的是，关于机组启停的结论在很大程度上取决于所分析的系统，在热电联产机组较少的系统中，市场调度的约束相对更少，我们预期市场对机组启停的优化作用将更加明显。

^{xviii} 提供灵活性将会增加发电机组的成本，包括增加机组磨损和掉线的几率，使机组在非最高出力状态运行，为预留爬坡和降低出力的空间而放弃的发电量等。这些成本将被计算在辅助服务市场的报价中，综合体现他们提供具有竞争力的服务时所需的成本。

如图10所示，实施市场调度后机组启停集中在纯凝机组，以600MW机组为主，主要是由于热电联产机组几乎已经满足了所有的用电需求。在这种情况下，排在下一位600MW纯凝机组就仅在用电需求超过热电联产最低出力总和时开机，用电需求一旦低于热电联产最低出力时再次关机。真正需要600MW纯凝机组运行的时间并不多，因此，几乎所有的开机都是冷启动（即机组关机已经超过数天）。相比于关机时间较短的情况（通常被称为温启动或热启动）^{xix}，冷启动会给机组带来更多的损耗。尽管在市场调度下这些机组的启停次数显著增加，但其启停次数与其它电力市场上观察到的数据相比仍然保持在合理的范围内。¹⁰

虽然模型结果中市场调度的机组总启停次数与原调度模式相比几乎相同，但预计在市场实施过程中，机组真实启停次数会大大降低。如章节5.1中提到的，热电联产机组可能会通过降低其最低出力来减少需要买回的发电权，这就意味着600MW纯凝机组将更多地保持运营而不是多次启停。

图10中还展示了机组各运行水平下的小时数。容量更大更高效的机组通常能够以接近于装机容量的水平在运行，而小型的非高效机组则需常常保持停机，或以其供热所需最低出力来运行。尽管需频繁启停，600MW纯凝机组几乎是边际成本最低的火电机组，往往能够以接近装机容量的水平运行，一定程度上弥补了它频繁启停的损失。在供热季，市场会优先调度600MW热电联产机组来满足系统负荷增加，让它们能尽量以接近装机容量的水平运行，而小容量机组则多数时间处于最低出

力水平运行。

管理启动成本

当某机组启停更频繁时，其成本必然高于其他机组。这也是目前的“三公”调度中将机组启停较为均匀的分配到不同机组中的一个原因：确保政府标杆电价公允的反映了启停成本的因素。但在市场化调度中，启停成本需要其他的方式进行补偿，并且需要考虑到调度决策中。

补偿启停成本通常有两种处理方法：第一种是调度机构将启停成本纳入调度决策考虑中，并根据实际发生的成本进行支付；另一种则是机组进行边际成本报价时将可能的启停成本考虑进去，将启停成本融入边际成本报价曲线。第一种方式下，发电机组会对自己的启停成本分别进行报价，市场优化时会将其纳入系统优化中保证调度安排是系统成本最低的结果。任何时间机组被要求启停，都将会获得相应的补偿。而第二种方式则是把启停成本作为机组自己报价决策的一部分，在系统层面并不会单独考虑。在存在物理执行发电计划的系统中，发电机组需要清楚了解自己启停的真实成本并自己做出最优化的选择。而在纯市场化调度的系统中，发电机组可以选择在实时市场中购买发电权或报低价以减少出清结果中自己的启停次数。

灵活性、高启停成本、长开机时间及持续开机时间要求等物理约束都会纳入到调度优化中并影响某机组最终能获得的发电量。如果一个边际成本较低的机组因为要满足这些物理约束而需要比高边际成本机组负担更加昂贵的运行费用，则系统会选择调度边际成本高但启

^{xix} 机组的冷、温、热启动定义通常如下：热启动指机组启动距离上次停机不超过24小时；温启动指机组启动距离上次停机超过24小时但在不超过120小时；冷启动则指机组启动距离上次停机超过120小时。<https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-11/documents/matsstartstd.pdf>

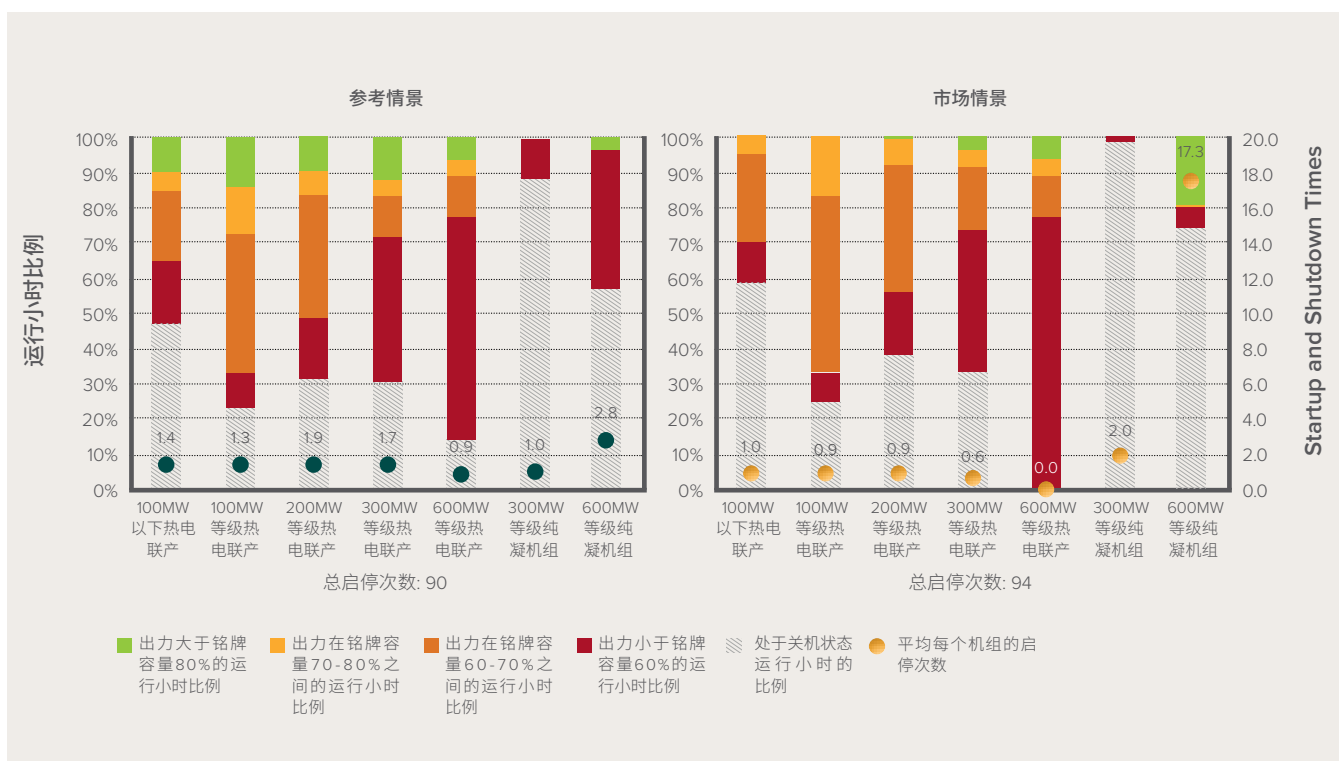
停成本低的机组。因此，机组也会有动力去优化启停方面的运行表现和成本以增加其市场竞争力。

这也意味着600MW纯凝机组在将来可能不会出现像模型结果这么多的启停，因为它在启停成本方面实际上没有太多优势。600MW纯凝机组承担启停责任很大程度上是由于模型的假设，即在中国大部分的机组启停成本是相近的。然而，一旦市场开始运行，机组将会有改进其

启停报价的动力，那些灵活性更高的机组将会承担更多短时启停和用电小高峰电力供应的服务。例如一些老旧的接近服役期的机组可能会报较低的启停价格，从而获得一部分原本按边际成本可能不会被调度的发电量。这种报价策略允许老旧机组通过提供这种灵活性来最大化利润，而当频繁的启停导致机组磨损增加直至最终损坏时，他们可以直接选择退役。

图10

市场调度下的运行状态变化



6

如何应对挑战



如何应对挑战

尽管实施电力现货市场有明显的优势，但由于其带来的机组运行、收益以及产能淘汰方面的变化，我们可以预见该项改革可能面对来自地方政府、电网公司以及发电企业的抵触。以下是本分析中识别出的主要风险：

- 机组需要面临一些运行方式上的调整以适应一个完全基于市场的系统，尤其是热电联产机组；
- 在初期还没有机组退出市场时，机组需要忍受较低的市场价格；
- 需要妥善管理淘汰落后产能带来的资产搁浅和失业问题。

克服这些挑战需要一定的折中方式和相应的过渡机制来减少市场改革面临的阻力。否则，市场设计理论上再完美在实际实施过程中也将难以推进。在这一章节中，我们将会列举一些帮助克服这些挑战的可行做法，并且衡量哪些折中方式是可以接受的，而哪些会从根本上阻碍市场功能的发挥。如何管理市场化改革中的政治和利益问题本身已可以作为一个报告来单独讨论，因此本报告仅提出几条聚焦于上述主要挑战的建议：

- **采用过渡机制。**在过渡阶段，系统改为基于市场的调度，但同时尽量减少对机组造成的财务影响，从而让机组在过渡阶段更加专注于适应市场运行和商业策略上的转变。可以考虑采用利益保障协议的方式，在短期内保证机组的收益在调度方式改变情况下与过去基本相同。
- **让机组逐渐适应运行的变化。**在市场实施初期，可以通过限制启停次数、爬坡限度等方式来适当减少市场调度给机组运行方式带来的变化。然后逐渐减少保护

措施让机组完全适应市场的信号以激发更多的灵活性。尤其对于热负荷大的地区，热电联产机组的最低出力问题需要在市场实施初期就进行市场化竞争，通过施加经济压力来激励其灵活运行，否则可能大大削弱市场的有效性，影响市场正常运行。

- **顺应市场淘汰规律，避免过度行政干预。**市场充分发挥淘汰作用，不经济的机组陆续退出市场，这是市场平衡供需并形成可持续价格所必须的。过度的行政干预，强行支持系统中不必要且不经济的机组将会削弱市场的优化作用，阻碍市场的发展。因此，监管者应顺应市场淘汰规律，为这些即将退出市场的发电机组建立适当的过渡机制，帮助妥善管理搁浅成本和员工就业问题。

6.1 过渡机制

在电力市场改革初期，发电机组、调度运营者、电力用户以及其他市场参与者都需要时间学习并适应新的系统及参与方式；他们需要改变运行方式和商业模式，并衡量哪些资产可以在市场中盈利而哪些会被淘汰。因此，在实施市场过程中应考虑设置必要的过渡时期，旨在：a) 为利益相关方预留足够的时间适应新的运行模式；b) 更好地控制可能存在的风险；c) 设定激励措施促使参与者去学习 and 改变，而不是预留太多维持原状的空间，导致市场中没有发生根本性的改进。

现行的一些做法，如让机组自主决定是否参与市场交易或者在缺乏现货市场调度的情况下直接确定中长期合约价格并没有从根本上施加压力让机组改变其运行方式，仅仅是延缓了市场化调度的实施，增加各方抵触的时间。与此相比，本研究更倾向于一开始就使用现货市

场进行市场化调度，直接改变机组运行方式，再通过其他辅助手段，减缓运行方式改变对发电企业的经济影响。

利用虚拟金融合同对发电企业进行收益保障

国际上一种成功的过渡方法是在市场实施初期采用收益保障协议维持发电商的收益基本不变。针对中国现在采用的调度和支付方式，我们建议在实施电力市场初期可以把原有的计划电量变为厂网间同时规定电价和电量的金融合同（收益保障协议），机组开始提交其边际成本并执行竞价上网的调度方式。被出清电量将按市场价格获得支付，而市场调度结果与合同之间的差将获得结算支付。在这种缓冲机制下，系统的调度方式完全转变了，但市场参与者的收益仍能维持相似的水平。

在这个结构下，被调度电量的变化并不会对企业收益有很大影响，而是自动帮助企业寻找了更经济的替代发电资源。如果某发电厂的实际市场调度电量小于协议电量，相当于在某些时段当市场价格低于该发电厂的发电成本时，系统将自动帮其选择从市场上购买价格更低的电来履行合约义务。相反，如果该发电厂的实际市场调度电量多于协议电量，则表示该厂因边际成本较低，价格优势明显而更多地被调度，除完成自身计划电量外还替代其它机组发电。多出电量部分以市场价格结算，为该发电厂额外收益。总结来说，即高成本发电厂可以选择节约发电成本，将其用于从市场买电；而低成本电厂获得这部分收益，代替高成本电厂发电，赚取利润，系统总支出保持平衡不变。该结算机制在加拿大安大略省电力市场被广泛应用于直购协议结算。在此规则下，无论发电厂因系统调度多发还是少发，都是收益最大化的优化结果，从机制上减少了其报价作假，盲目争取发电小

时数的风险。

建立明确的过渡措施和过渡时间线

收益保障协议能够有效缓解市场参与者的抵触情绪，并为其参与市场提供指导。尽管收益与过去相似，企业能够清楚地看到自身收益哪部分是来自于市场竞争盈利而哪部分是来自于行政保障目的，对自己在未来市场中的竞争力水平建立预期。同时，市场实施之初就应该明确收益保障协议的取缔计划和时间表，给参与方施加一定的压力促进其加快适应进度。收益保障协议的延续时间可根据机组类型进行区分，一些较为特殊的机组，例如小型热电联产机组，可能需要更长的时间来适应新的运行模式以及解决供热的灵活性问题。比起分阶段让机组加入市场化调度，全电量参与市场调度并且分机组设定收益保障协议持续时间能够更好地发挥市场的功能和控制风险，因为仅有部分机组参与的市场无法形成真正的市场价格，并充分发挥市场的优化作用。

利用试运行等工具进行正式市场运营前的能力建设

另一个有用的过渡工具是“影子市场”。在市场全面实施前，可继续维持现有的调度方式，但要求各发电机组提交边际成本并基于此进行市场调度模拟。将模拟结果公布能够有效帮助企业了解到各自在新市场规则下的变化情况，并帮助政策制定者在市场真正实施前不断优化市场规则。

能够帮助管理市场过渡的机制有很多，限于篇幅此报告仅列举少数机制进行介绍。过渡机制的设计也需要结合不同地区和市场的特性进行进一步的明确。落基山研究所关于中国电力市场过渡机制的更多介绍可参考报告《关于电力市场过渡路径设计的思考》。

6.2 机组运行的变化

改变机组的运行方式需要时间且充满挑战，其中最大的挑战来源于机组常常以技术约束为理由反对市场化的运营方式。所谓的技术约束常常没有经过严格的验证，更多的可能是对改变目前稳定平均的出力方式的抵触。在市场实施之后，常常会发现很多机组在超出原有约束（例如最低出力）的情况下也能安全运行^{xxx}，这是因为市场提供了足够的经济激励。

任何经济可行地激励机组提高灵活性的市场机制本质上都是通过对灵活性进行补偿或对非灵活性进行处罚来实现的。而利用奖励手段还是惩罚措施则取决于该灵活性对市场正常发挥作用的关键程度以及监管者对物理约束技术参数是否能够改进的确定程度。通常情况下，如果该灵活服务对系统运营越关键，监管者越确定该技术参数可以改进（或者说越确定发电企业没有如实报告该技术参数），往往越偏向惩罚。

本研究测算的这一地区，其机组的爬坡和启停能力不是限制市场功能发挥的关键因素。因此，不必在市场初期就施加很大的经济压力迫使机组重新衡量其当前运行的参数以提高此类灵活性，而应该让机组以适应市场化调度机制为主。在时机成熟的时候，可以再通过辅助服务市场等进一步激励机组提高灵活性。但是热电联产机组在“以热定电”下的最小出力确实影响了市场的有

效性，并妨碍了市场价格的形成，需要在初期就利用市场措施进行激励。

热电联产机组的调度情况很大程度取决于民生供热的需求，而非电力市场的调度安排。因此谈到其降低最低出力的问题往往涉及较多的监管主体，改革阻力较大。但从东北地区现行的辅助服务市场试点可以看出，热电联产机组具有一定潜力能够降低出力并提升灵活性。但该试点同时也建立了深度调峰理应获得额外支付的预期，并不利于机组进一步提升自身灵活性。

此类激励结构在机组不会虚报最低出力以获得保障电量的情况下确实能够较好地发挥作用。但这种设计并不能减少机组故意报高其最低出力从而获得更多的优先发电量的现象，加之偶尔将出力降低到50%这个值可能对机组而言并不困难，但机组却每次都可以获得额外收入，这不利于以低成本提高系统的灵活性。然而，由于机组已经建立了深度调峰理应获得额外支付的预期，若要立刻转变为文中前述章节所建议的热电联产机组处理方法可能阻力较大^{xxi}，因此下文提出了另外两种热电联产的市场过渡方案以供参考：1) 继续沿用当前的辅助服务市场，但对机组供热最低出力（即开始补偿的起点）进行严格核查。2) 不将供热约束作为系统边界，让热电联产也参与竞价上网（市场化调度），但短期内市场化调度结果不能低于设定的最低出力限度。

^{xx} 例如，美国的一些煤电厂发现在电力市场实施后，进行更加频繁的启停，或是在较低的出力（低于铭牌容量的40%）下运行会获得更多的收益。这种运行上的改变更多地是进行操作规程上的改变（如提高机组检查频率、重新定义爬坡时段等），仅需辅以有限的硬件设施改造。电厂进行更深层灵活性改造的经济性主要取决于系统组成和相应的市场设置，如是否存在频繁的尖峰电价，系统现有灵活性是否充足，以及辅助服务市场的机制设置。

^{xxi} 建议电力现货市场试点区域谨慎采用当前的深度调峰辅助服务市场设计。一旦建立了热电联产机组降低出力就应该获得额外支付的预期，火电机组更可能会出现不愿进行灵活运行的情况，电力现货市场实施时遇到的阻力会更大。

加强现有的辅助服务市场

现有的辅助服务市场需对热电联产机组申报的热约束进行严谨的评估，以避免过度支付热电联产机组调峰费用。该评估应同时包含：

- 对当地热负荷和供热效率的评估（在“对监管热电联产供热需求以及‘以热定电’的一些建议”部分已有讨论）
- 机组在特定供热水平下最低电力出力（又被称为热电联产机组背压系数）的审查。

最低出力可通过对机组运行情况的审计或与相似电厂的对标来进行核查。被审核过的最低出力才可作为分配机组优先发电量和给予深度调峰补偿的依据。

目前的辅助服务市场也应同样允许新能源参与降低出力的调峰。根据新能源法，新能源也应是全额消纳保障的发电量。因此，在需要降低出力时，新能源应能够和热电联产机组一样对降低出力进行报价，通过竞争决定哪些机组应降低出力。这就意味着被舍弃的新能源也同样应该得到补偿，而不是优先某一种资源。

热电联产机组参与市场化调度的过渡

在章节5.1中提出的市场结算加发电权交易的机制下，初期机组的报价行为将较难预测，且不合理报价有阻碍市场功能的可能性。因此，我们提出了以下几种机制，以指导机组报价，避免机组在找到合适的运行和市场参与策略之前就因为财务压力过大被迫离开市场：

- 规定对低于供热最低出力部分发电的报价不得低于其

被核准的最低出力时刻边际成本的10-20%，以防止过于激进的低报价行为。

- 在市场出清中设定热电联产机组的最低出力保障线（如40%的硬约束），或者是设定热电联产机组在出力不足时需要购回的发电权上限值。这样即使不被出清的机组仍然能够获得约40%的发电量，减少需要购回的发电权值。
- 允许机组对低于其供热最低出力的部分按每10MW或更低的容量进行报价，通过增加报价精细度反应不同水平下机组深度调峰的能力。

当发电机组逐渐调整其运营方式并激励出更高的灵活性后，可允许它们重新提交最低出力水平，并允许对低于最低出力部分的不同出力水平进行竞争性报价。在测试机组真实最低出力和激发系统灵活性的过渡期间，调度机构应考虑预留比以往更多的备用发电资源，以防止出现机组不能够完全适应市场调度的结果而出现发电指令履行失误的情况。同时，向发电商提供运行和技术方面的能力建设培训也是实现顺利过渡所必需的。

6.3 积极应对市场淘汰作用带来的机组退出

政策制定者需认识到，改革的成功和市场的正常运行在产能过剩省份必然会造成部分落后机组被市场淘汰。尽管如此，市场淘汰所带来的发电企业停业对许多省份来说仍是一个不小的挑战，随之而来的失业和国有资产搁置等问题都需要政府积极应对。最简单直接的方式可能就是利用市场外的额外补贴来延缓退出，维持这些发电企业继续运营。但是这种方法有悖于电力市场优化资源配置的初衷，延续了产能过剩的不利状况，会导致电力市场价格始终低迷，降低所有发电机组的市场收入，形

成“收入不足->机组退出市场->为防止淘汰而补贴->进一步收入不足”的死循环。

因此，建议政策制定者首先评估出可能被市场淘汰的机组，确定积极应对资本搁浅的相应机制，然后建立相关市场预期和保障机制，引导劳动力逐渐转向新兴产业。在不考虑跨省购电的情况下，利用电力市场优化系统调度只是改变了发电量在不同工厂间的分配模式，对本省良性的生产总值和税收状况基本不会产生太大的影响。

下文将简要介绍几个建立市场淘汰相关市场预期和保障机制的通用策略。对于固定资产而言，一般会采用封存备用^{xxii}或关停退役。而无论采用哪种方式，在处理被市场淘汰机组时，都需要认真考虑相关从业人员的后续安排。

封存备用

将一些对当前系统而言不是必需的机组进行封存备用能够很好地应对未来负荷上升时急需机组上线的情况。封存备用可以最大限度地降低保持工厂重新进入市场的成本，既避免了绝大部分的前向成本，又有效避免了需要新建电厂以满足未来需求增长的投资成本。鉴于中国大多数电厂仍然相当新且相对高效，因此将这部分相对高效的过剩产能封存备用比直接退役然后再新建电厂更具经济效益，尤其考虑到随着系统效率和可再生能源不断增加，新建资产越来越有可能被搁置。

封存备用特别适合用在对未来电力需求特别不确定的情况下，中国电力市场改革的推进时期就是如此。随着电

改的推进，发电资源优势地区可能由于其较低的市场电价吸引更多电力输出交易，电力需求增长高于预期。这些地区可能会由于电价偏低的原因市场淘汰不经济机组的效果非常明显，随后随着价格的杠杆作用需求逐渐上升，需要供给端产能扩大。这时之前被淘汰的电厂如果只是被封存就可以很快重新上线，而系统也不用再次大量投资新建发电设施。在电力系统结构和市场价格趋于均衡的过程中，改革的先行者可能会经历市场价格信号频繁改变企业进入和退出市场方向的阶段。尤其是此类市场平衡还涉及到省内自身供需平衡，以及省间电力价格和供需平衡时，电价差异带来的潜在工业转型与产业链迁移进一步加强了个体区域内未来电力需求的不确定性。虽然封存备用似乎是在为一种当前不需要的服务支付额外成本，但这一成本很低，是市场过渡时期经济性较高的风险对冲手段。此外，虽然封存备用机组不参加市场报价，不会限制尖峰负荷时刻高电价的发生，但他们在控制竞价投机方面发挥了重要作用，有利于电力现货市场价格的健康可持续发展。因为如果发生电厂勾结操纵抬高电价的情况，这些工厂可以相对容易地重新进入市场，改变供需关系，抑制虚高电价。

关停退役

如果预计到系统未来也不需要这些机组，那么最经济的应对方式就是顺应当前国家煤炭总量控制和供给侧改革的各项政策，关停相应机组。政策可以考虑允许电厂在未来几年内出售发电权，获得额外的可再生能源建设许可等，以完成产业转型，或给予电厂在关闭后一定时段的土地使用权来作为电厂转型的激励和补偿。

必须指出的是，资本搁置的处理机制需要随着市场退

^{xxii}对长期不用的发电机组可以进行清洁、防潮等一系列的封存保养操作，以避免闲置时期对日后启用时机组状态的不良影响。

出的规模和类型的发展而变化。举例来说，现行的退役补偿标准可能会在需淘汰电厂数量较多时出现资金缺口，或是不适用于相对较新的、资本搁置较为严重的电厂进行关停退役。因此，煤炭产业转型与退役的鼓励和补偿机制需要因地制宜、因时制宜，并考虑如何让金融市场、行业和政策制定者共同承担相应职责，分工协作。政策制定者需综合考虑环境、健康和经济的发展需求，兼顾改革成本和推进速率，加速向经济有效的可再生能源和高能效发电系统过渡。现有电厂的提前退役释放了停止投资新电厂的信号，这在引导投资者远离煤电投建的同时也可能会影响可再生能源的投建。本报告对平衡该投资信号影响的机制以及缓解煤炭产业资本搁置方法不再讨论，落基山研究所已发布的《煤炭资本转移管理》(*Managing the Coal Capital Transition Report*) 报告对此话题有更深入地阐述。

从业人员安置

市场发挥淘汰作用过程中最具挑战性的问题也许就是安置这些工厂的失业劳动力。中国的大型电厂可能有超过千名的员工，并且本地的其他行业很难直接消纳这些劳动力。由于从业人员安置与当地的人口、经济和产业特性紧密相连，基本不存在通用的处理方式和最佳案例，各个地区都需要探索和设计符合本地特色的解决方案。解决方案一般包括对员工进行就职再培训和其他一些经济援助，但最终效果可能参差不齐。相对成功的就职再培

训项目应该是在充分了解当地再就业的所有选项以及各选项所需的职业技能后，有针对性地进行技能培训，将工人引导至所需培训少且劳动力需求量大的行业，最大限度地减少人员安置的成本、时间和失败风险。该领域尚需进行更详尽的研究，以确定适用于中国背景下的解决方案。



研究成果的应用和改进

本研究利用中国北方地区的省级数据作为算例初步测试了我们对建立能量现货市场的一些设计思路和分析，希望借此可以抛砖引玉，为其他省份在考虑和评估其电力市场设计时提出一些方法学和参考。在设计市场时，量化分析市场对系统和个体参与者的影响是设计、评价和完善具体市场机制的关键工具之一，监管机构和市场设计者需要不断地在分析影响和调整设计间进行迭代，对市场机制进行调整以应对所在地区的特定挑战。落基山研究所希望可以将本研究中的模型工具和分析方法更广泛地应用到各个电力市场设计中，包括：

- 评估设计市场时适宜采用何种主体框架，如对比市场采用全电力库模型和净电力库模型时的调度和价格差异，或是测试不同的可再生能源和热电联产机组的市场参与机制；
- 比较不同机构提出的不同的市场设计；
- 识别市场设计的潜在风险和其他阻力的来源；
- 设计风险应对机制；
- 作为“影子市场”为参与者提供练习模型，提高其市场参与能力。

本研究尽可能地对系统进行了详细的建模，但受数据所限仍采用了一些通用参数和简化假设，后续发布的技术报告将对此进行更详细的介绍。为了持续提高此模型的准确性和可用性，我们确定的未来改进方向如下：

- 添加考虑线路堵塞的区域性电价差异，如节点边际电价；
- 添加供热系统模拟，统筹分析电力和热力系统；
- 添加包括需求响应在内的弹性负荷模块；
- 考虑长期双边协议与现货市场的交互作用。

我们将会不断完善该分析模型的功能，持续为电力市场设计和分析提供技术支持和建议。

尾注

¹ “China Power System Transformation: Assessing the benefit of optimised operations and advanced flexibility options,” International Energy Agency, February 2019, <https://www.iea.org/publications/reports/ChinaPowerSystemTransformation/>. Rocky Mountain

Institute analysis.

² The Ohio Manufacturers’ Association, *Competitive Markets for Electricity Deliver \$3 Billion a Year in Savings to Ohio Electricity Consumers*, 2017, http://www.ohiomfg.com/wp-content/uploads/03-10-17_lb_energy_Electric-Market-Benefits-single-pages.pdf; and Malcolm Keay, *Electricity Markets Are Broken – Can They Be Fixed?*, 2016, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/01/Electricity-markets-are-broken-can-they-be-fixed-EL-17.pdf>.

³ Thomas Jenkin et al., *Estimating the Impact of Residual Value for Electricity Generation Plants on Capital Recovery, Levelized Cost of Energy, and Cost to Consumers*, National Renewable Energy Laboratory, January 2019, <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72217.pdf>; “Optimal capacity mix and scarcity pricing,” <http://www.open-electricity-economics.org/book/text/05.html>.

⁴ <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1622242260075759042&wfr=spider&for=pc>

⁵ Michael A. Crew, *Pricing and Regulatory Innovations Under Increasing Competition*, Springer US, 1996.

⁶ *Thermal Power Plant Flexibility: A Publication Under the Clean Energy Ministerial Campaign*, 2018, http://www.ea-energianalyse.dk/reports/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf.

⁷ Robbie Orvis and Sonia Aggarwal, *A Roadmap for Finding Flexibility in Wholesale Markets*, Energy Innovation, October

2017, <https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2017/10/A-Roadmap-For-Finding-Flexibility-In-Wholesale-Power-Markets.pdf>.

⁸ Australian Energy Market Commission, *Final Rule Determination: National Electricity Amendment (Generator ramp rates and dispatch inflexibility in bidding) Rules* 2015, March 2015, <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/6b415864-f8fd-49a1-93a8-db6829c3185b/Generator-ramp-rates-and-dispatch-inflexibility-in-bidding-final-determination.PDF>.

⁹ “Investment in Flexible Generation Makes Sense in North America,” *Wartsila Technical Journal*, 2016, <https://www.wartsila.com/twentyfour7/in-detail/investment-in-flexible-generation-makes-sense-in-north-america>.

¹⁰ Wolf-Peter Schill, Michael Pahle, and Christian Gambardella, “Start-up costs of thermal power plants in markets with increasing shares of variable renewable generation,” *Nature Energy* 2, 17050 (2017), <http://dx.doi.org/10.1038/nenergy.2017.50>.

¹¹ Jaquelin Cochran, Debra Lew, and Nikhil Kumar, *Flexible Coal: Evolution from Baseload to Peaking Plant*, December 2013, <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60575.pdf>



中国北京朝阳区金桐西路10号远洋光华国际A座305单元 邮编:100020

www.rmi.org

www.rmi-china.com

©落基山研究所2019年6月。落基山研究所版权所有 Rocky Mountain Institute® and RMI® 均为已注册商标。