文章编号：1000-3673（2026）01-0145-12 中图分类号：TM 73 文献标志码：A 学科代码：470·40

适应我国两级电力市场的省间可靠性期权市场机制设计

吴冕[1]，马子明[2]，荆朝霞[1]，赵昱宣[1]，纪鹏[2]，梁赫霄[2]，张显[2]
（1. 华南理工大学电力学院，广东省 广州市 510641；
2. 北京电力交易中心有限公司，北京市 西城区 100031）

Design of an Inter-provincial Reliability Option Market Mechanism for China's Two-level Electricity Market

WU Mian[1], MA Ziming[2], JING Zhaoxia[1], ZHAO Yuxuan[1], JI Peng[2], LIANG Hexiao[2], ZHANG Xian[2]
(1. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, Guangdong Province, China;
2. Beijing Power Exchange Center, Xicheng District, Beijing 100031, China)

ABSTRACT: Against the backdrop of accelerated development of a unified national electricity market, ensuring generation capacity adequacy across the entire grid in the most economically optimal manner has become a critical issue. This paper proposes an inter-provincial reliability option market mechanism adaptable to the two-level electricity market structure, aiming to achieve optimal allocation of generation capacity resources across broader regions. First, by comparing with traditional capacity market mechanisms, it elaborates on the advantages of the inter-provincial reliability option mechanism and its applicability in China's context. Then, the basic framework of the inter-provincial reliability option market is designed from perspectives including product design, trading mechanisms, and key parameter configuration. Subsequently, a coordinated clearing mechanism integrating inter-provincial and intra-provincial reliability options is proposed, along with pricing and settlement mechanisms designed to achieve inter-provincial benefit coordination objectives. Finally, the effectiveness of the proposed mechanism is verified through a case study involving two buyer provinces and two seller provinces. In contrast, implementation challenges and issues of the inter-provincial reliability option mechanism are analyzed within the context of China's inter-provincial electricity market.

KEY WORDS: two-level electricity market; power generation adequacy; reliability option; electric power financial derivative

摘要：在全国统一电力市场建设加速推进的背景下，如何以经济性最优方式保障全网的发电容量充裕度是一个关键问题。文章提出能够适应两级电力市场的省间可靠性期权市场机制，以实现发电容量资源在更大范围内最优配置。首先，通过与容量市场机制对比，阐述了省间可靠性期权机制的优势及在我国的适用性。然后，从产品设计、交易方式、关键参数配置等角度设计了省间可靠性期权市场的基本架构。其次，提出省间、省内可靠性期权协调出清机制，并基于省间利益协调目标设计了省间可靠性期权的定价及结算机制。最后，采用两买方省、两卖方省算例验证了所提机制的有效性，并结合我国省间电力市场背景梳理了实施省间可靠性期权机制的问题与挑战。

关键词：两级电力市场；发电容量充裕度；可靠性期权；电力金融衍生品

DOI：10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0357

0 引言

在新型电力系统和电力市场建设加速推进的背景下，新能源的随机性和波动性导致电力现货市场价格不确定性增强，近零可变成本特性导致其他类型电源的发电空间被挤占，而市场限价等政策进一步压缩了发电机组的收益空间，火电机组收入不足的问题愈发凸显[1]。确保发电机组的合理收益，增强其投资意愿以保障系统发电容量的长期充裕度，是维持电力系统安全供电、电力市场平稳运行的必然要求[2]。

国内外研究人员提出了一系列容量补偿机制促进发电机组的成本回收，其中美国德克萨斯州[3]、澳大利亚[4]采用稀缺定价机制，阿根廷[5]、中国[6]采用基于装机容量和固定价格的容量补贴机制，美国宾夕法尼亚-新泽西-马里兰电力市场(Pennsylvania-New

基金项目：北京电力交易中心有限公司科技项目(SGJY0000SCJS2400056)。
Project Supported by Science and Technology Project of Beijing Power Exchange Center (SGJY0000SCJS2400056).

Jersey-Maryland，PJM)[7]、英国[8]采用容量市场机制。现有文献主要从理论分析[9-25]和仿真模拟[26-29]两个层面，围绕上述 3 类容量补偿机制展开研究。

理论分析层面，文献[9-11]认为在理想条件下稀缺定价机制能够保障发电成本回收，但可能导致发电企业滥用市场力，不适合作为容量补偿的初期方案；文献[12]在电源规划模型中引入容量补贴电价回收电源投资成本；文献[13]认为容量补贴机制简单易行，适用于市场建设初期，但固定的容量价格不能反映容量资源的稀缺性，无法引导最优的装机容量水平；文献[14]综述了单一电能量市场中的“收入缺失”(missing money)和“市场缺失”(missing market)问题，认为容量市场能够在电能量市场存在限价时有效促进发电成本回收；文献[15]通过理论推导论证稀缺定价和容量市场机制在一定条件下引导最优投资容量的效果是相同的，但对发电商收入的影响存在差异；也有研究基于高比例可再生能源电力系统背景，从新能源和广义储能可信容量计算[16-18]、体现分时容量价值[19]、考虑系统惯量需求[20]、容量需求曲线设计[21]、发现煤电备用容量价值[22]等角度对已有容量市场机制进行完善。但同时，文献[14]也指出容量市场拍卖可能过度购买容量，进而导致发电收入不足的问题更加严重，文献[23]佐证了这一观点；文献[24]则认为容量市场的价格信号无法反映实际供需形势；文献[25]指出国外由市场运营机构代理用户申报容量需求难以准确预测真实的负荷水平和用户响应能力，提出采用发用双边报价的容量市场交易模式，并通过发电利用小时数给予容量费的奖励或惩罚。

仿真模拟层面，文献[26]基于模型分析法验证了引入容量资源未履约的“显式惩罚费用”(explicit penalties)能够激励发电机组在现货电能量市场中提供容量，保障发电容量充裕度；文献[27]建立了考虑容量市场拍卖和发电企业最优决策的均衡模型，发现发电企业在容量市场中的策略性抬价可能导致过度投资、社会容量成本增加；文献[28]建立了上层容量市场、下层现货市场出清的双层模型；文献[29]通过构建系统动力学模型，分析发现容量市场收益可能扭曲现货市场，导致现货市场价格走低，反而影响发电成本回收效率。

通过上述综述可见，容量市场机制虽然已在多个国家中实施，但也存在两个主要问题：1）无法激励容量资源在系统稀缺时段提供容量；2）容量市场收益和较低的现货市场价格上限造成市场扭曲，甚至导致容量过剩，社会的容量电费负担加重。为解决上述问题，文献[30]提出了可靠性期权(reliability options，RO)机制，发电企业通过拍卖发电容量对应的期权获取保费，并在现货价格高于期权执行价格时将正向差价收益返还给用户。文献[31]则指出可靠性期权通过将机组电能量收益限制在执行价格的水平，有效减轻了滥用市场力的影响。文献[32]对可靠性期权的集中式[26]和分散式[33]交易组织方式，以及在爱尔兰[34]、意大利[35]等国的应用情况进行介绍；文献[36]则对美国新英格兰电力市场(the Independent System Operator for the New England Power Grid，ISO-NE)通过可靠性期权激励发电机组提供容量的措施、量化计算发电可信容量和需求曲线的方法和可靠性期权历史出清价格进行了系统综述；也有研究结合意大利电力市场运行数据展开测算，发现可靠性期权的价值与市场电价、执行价格的波动性相关[37]。文献[38]强调了发电企业自愿参与可靠性期权市场的必要性；文献[39]和[40]则指出由中央管制机构自行设定可靠性期权的交易量价不利于提供有效的市场价格信号。文献[41]认为可以通过可靠性期权规避稀缺定价机制下发电市场力滥用的现象；文献[42]则论证了“稀缺定价+可靠性期权”的组合机制能够实现帕累托改进，既能激励发电企业在稀缺时段提供容量，也能减小市场扭曲。也有研究围绕可靠性期权机制下发电主体的市场行为展开分析[43-45]，文献[43]采用多代理深度强化学习算法仿真分析在多市场交易场景下应用可靠性期权的影响，发现适量的可靠性期权成交容量能有效激励风电投资；文献[44]则通过构造上层发电投资、下层市场出清的双层模型刻画发电主体间的博弈行为，指出应用可靠性期权机制能有效降低市场购电成本；文献[45]详细讨论了可靠性期权市场关键参数的配置方法，认为通过多个市场价格加权形成期权参考价格能够避免发电主体频繁改变报价策略，稳定市场均衡。

近年来，电力资源大范围优化配置的需求愈加旺盛，破除省间壁垒、建设全国统一电力市场是未来电力市场建设的重要内容[46]。在跨省区电力交易背景下，我国的容量义务归属不明确，利益关系较北美容量市场更加复杂[47]，如何兼顾省间利益的协调、容量义务的认定，以经济性最优方式满足全网的容量充裕度是一个关键问题。目前，我国配套煤电机组的容量电费由受电省份承担[48]，但固定的容量补贴价格无法体现真实的容量价值。文献[49]和[50]论证了与容量市场区域相邻的单一电能量市场区域能够受益于免费的容量支撑，但根据“谁造

成谁承担”的原则，受益区域的用户理应承担部分容量电费；文献[51]构建了考虑区域间断面约束的容量市场出清模型，但未讨论可能存在的阻塞盈余问题；虽然文献[52]参考 PJM 容量市场[53]建立了考虑区域间阻塞的容量出清模型，并提出将区域间阻塞盈余分配给输电权持有者，但省间容量义务仍不明确，且我国尚未建立输电权市场，阻塞盈余的分摊方式可能引起争议。文献[54]提出了适用于“省间-省内”两级市场的容量跨省区出清机制，但并未考虑多通道集中出清的场景。

综上，现有研究大多聚焦于省/区内容量市场设计，较少考虑如何解决容量市场和限价扭曲市场价格、如何以经济性最优方式满足全网容量充裕度、如何明确跨省区容量义务等问题。为此，本文提出一种两级电力市场下的省间可靠性期权机制，在论证其适用于我国电力市场的基础上，对省间可靠性期权市场的交易标的、交易方式等要素进行系统设计，并提出可靠性期权的省间省内协调出清方法、定价及结算机制。通过两买方省、两卖方省算例验证了所提机制的有效性，并结合我国电力市场背景分析实施省间可靠性期权机制的问题与挑战，提出了相应建议。

1 省间可靠性期权市场建设的意义

首先，对比可靠性期权机制和容量市场机制的特点，说明前者相比后者在减少电力市场扭曲、激励发电企业在稀缺时段提供容量等方面的优势；然后，结合我国跨省区电能量交易背景，阐述省间可靠性期权机制在我国的适用性。

1.1 可靠性期权与容量市场机制的对比

可靠性期权是一种单向封顶差价合约，合约设计要素包括合约期限、合约容量、参考价格、执行价格和合约保费。与容量市场类似，市场运营机构通过集中拍卖得到可靠性期权的出清容量和边际出清价格，合约保费为出清容量和出清价格的乘积[31]。但不同的是，持有可靠性期权的用户在参考价格高于执行价格时能够获取正向差价返还费用，计算过程见附录 A。

与容量市场机制相比，可靠性期权机制具有以下两方面优势：

1）减少了现货电能量市场的扭曲。容量市场机制往往与现货市场限价政策配套，限价扭曲了正常的现货价格，且容量市场收益超过发电固定成本时发电企业可能在现货市场中低于边际成本报价，导致现货市场价格走低，进一步降低发电成本回收效率；而可靠性期权市场无需设置电能量市场限价，一方面，发电企业放弃尖峰电价的不确定性收益，提前通过可靠性期权保费锁定部分收益，并在执行价格高于参考价格时返还差价费用。已有研究证实可靠性期权机制下发电企业在现货市场中的最优报价策略仍是按边际成本申报[26]。另一方面，取消限价的电能量市场价格真实反映了各时段容量资源稀缺性价值，为发电选址投资提供了有效的价格信号。

2）激励发电企业在稀缺时段提供容量。容量市场机制下，发电企业在现货市场中仅有报价义务，无法切实保障系统发电容量充裕度；可靠性期权机制下，即便发电企业在稀缺时段没有发电，也需要返还正向差价费用，且稀缺时段价格越高发电企业需要返还的费用越多，因此能激励发电企业在稀缺时段“应发尽发”以减小效益损失，一定程度上保障了买方省发电容量充裕度。

1.2 省间可靠性期权机制在我国电力市场体系中的适用性

在我国，电力市场的“省间壁垒”问题较为突出，省间利益协调至关重要。目前，国家电网公司经营区内采用“统一市场、两级运作”的模式组织省间和省内电力市场。省间电力市场有助于打破省间壁垒，降低全网发电成本，并限制各省发电企业的市场力。

在容量补偿机制下，买方省的部分发电容量充裕度由外来电提供，省内用户自然应承担外来电的部分容量电费，卖方省和买方省的利益协调问题也因此形成：

1）卖方省希望买方省用户缴纳容量电费，以促进外送电的发电成本回收。

2）买方省希望省内用户承担容量电费后，外来电能够履行向省内用户供电的“容量义务”，以保障省内容量充裕度。

省间电力市场运营机构的目标是在妥善协调各省利益的前提下，以经济性最优的方式促进发电成本回收，保障全网的发电容量充裕度。若卖方省发电企业无需履行向买方省提供容量的义务，则买方省用户即便缴纳了容量电费也面临缺电的风险；若根据容量电费分摊结果形成强制性的省间容量义务，要求卖方省外送机组的部分容量仅能为买方省所用，则可能导致电能量交易的可行域减小，限制电力资源的大范围自由优化配置。而省间可靠性期权机制能够解决这一问题：

1）买方省用户购买外来电的可靠性期权并向

其支付保费，促进外来电的发电成本回收。

2）可靠性期权合约规定了买方省的参考价格和执行价格，当参考价格高于执行价格时，无论卖方省外送机组是否发电，都要向买方省用户支付正向差价收益返还费用，因此既能保护买方省用户免于尖峰电价影响，也能激励卖方省外送机组“应发尽发”，一定程度上保障了买方省发电容量充裕度。

3）省间可靠性期权对卖方省外送机组发电的激励效果是通过经济结算机制自动形成的，无需形成强制性的省间容量义务，不影响正常的省间电能量交易。

综上，省间可靠性期权市场能够在有效协调省间利益关系的同时降低全网的发电容量电费，适合在我国的两级电力市场中应用。

2 省间可靠性期权市场基本架构

本节设计了省间可靠性期权市场的基本架构，明确了市场成员及其权责关系、交易标的、交易方式及交易组织流程，并提出省间可靠性期权的基础参数配置方法。

2.1 市场成员及责权关系

省间可靠性期权市场成员可分为卖方、买方和交易机构 3 类，介绍如下。

卖方：卖方省发电企业，提交可靠性期权报价，与买方达成交易，形成省间容量义务，并且在买方所在省的参考价格超过期权执行价格时，返还正向差价费用。

买方：买方省电力用户，提交购买可靠性期权的报价(在市场运行初期可由电网公司代理省内用户申报)，根据省间可靠性期权成交情况向卖方支付保费；买方省价格主管部门或电网公司确定所在省期权的执行价格，收取差价返还费用并分摊至用户侧。

市场运营机构：包括调度机构和交易中心，交易中心负责组织省间可靠性期权的交易、出清、定价、结算(包括期权保费结算和正向差价费用返还)，调度机构负责开展安全校核。

2.2 交易标的

省间可靠性期权市场的交易标的可选为年度峰荷容量或分时容量，其中分时容量可选为全年各时段容量、每日的晚峰时段容量等。分时容量的优点是其分时出清价格直观体现了不同时段电力资源的稀缺性，缺点是可能出现除峰荷时段外其余时段出清价格接近零的现象[26]。在现货电能量交易中，用户在每个时段都有用电需求；而在容量交易中，只要峰荷时段的需求得到满足即可，其余时段的冗余发电容量没有价值。此外，分时容量交易也可能导致可靠性期权产品的流动性下降。因此，本文采用全年峰荷时段容量作为省间可靠性期权市场的交易标的。

2.3 交易方式及交易组织流程

交易方式上，可组织集中式和分散式交易。交易组织流程上，为稳定发电企业的预期投资收益，有必要充分提前省间可靠性期权交易的时间，可参考英、美等国的容量市场，提前 3~4 年组织集中式省间可靠性期权交易。为提高交易活跃度，向发电企业提供优化申报策略的机会，可在初次拍卖后设立多次“增量拍卖”[45]。在每次集中式省间可靠性期权拍卖之间，市场主体可自由开展分散式省间可靠性期权交易，但成交结果必须在下一次集中式交易前由调度机构校核。

省间可靠性期权市场运营时序如图 1 所示。

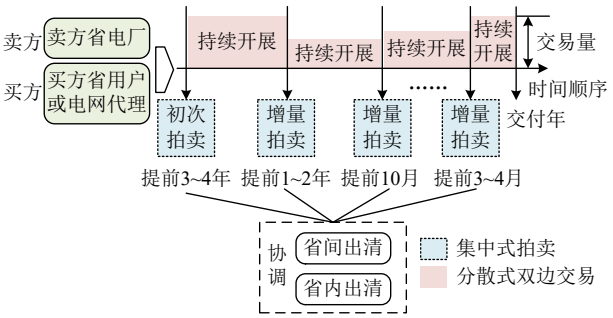


图 1 省间可靠性期权交易组织流程

Fig. 1 Organizational process for inter-provincial reliability option trading

图 1 中，在容量交付年前，可组织集中式的初次拍卖和多次增量拍卖(拍卖时间仅作为参考)，执行省间和省内可靠性期权的协调出清，具体模型见第 3 节。在相邻两次集中拍卖的间隔期，卖方省电厂可与买方持续开展分散式双边交易，以便于在交割期前灵活调整可靠性期权头寸。调度机构以前序达成的交易结果为边界对买卖双方上报的双边交易进行安全校核。

2.4 基础参数配置

省间可靠性期权的基础参数包括参考价格、执行价格和显式惩罚价格，参数配置方法如下：

1）参考价格。省间可靠性期权的参考价格为期权合约中买方省的电价。美国新英格兰的参考价格为平衡市场价格，哥伦比亚的参考价格为日前市场价格，而爱尔兰、意大利的参考价格选为日前市场、平衡市场价格的加权平均值。具体计算过程见附录 A。

由于我国尚未建立平衡市场，各买方省的参考价格可根据日前、实时市场的价格确定，为保证省

间市场规则的统一性，各买方省参考价格的计算方法应相同。

2）执行价格。针对各买方省的期权执行价格设定问题，文献[10]认为不同区域的执行价格应统一，通过差价返还费用的不同显式表现不同区域的容量需求水平。但本文认为，各买方省的价格承受能力不一，且在稀缺时段的边际机组成本有明显差异，统一的执行价格下低价省稀缺时段的用户电价无法得到保护。因此，建议各买方省分别根据稀缺时段的边际机组发电成本确定执行价格。

3）显式惩罚价格。为了进一步约束发电企业在买方省稀缺时段履行容量义务，引入容量不足显式惩罚机制，发电企业需按稀缺时段的未提供容量和显式惩罚价格缴费，惩罚费用可作为奖励分配给所有出力高于容量义务要求的机组，可将显式惩罚价格设为略高于省间可靠性期权的出清价格。

3　省间-省内协调出清机制

两级电力市场体系下，基于全网“统一出清、边际定价”模式的省间可靠性期权市场无法分辨哪些省份的发电企业为哪些省份的用户提供了容量支撑。一方面，由于省间输电通道可能存在阻塞，发电和用户按所在位置的出清价格结算将产生阻塞盈余，由于我国输电权机制尚未建立，阻塞盈余的分摊可能引起争议；另一方面，由于缺乏发用电之间的一一匹配关系，省间可靠性期权正向差价收益返还费用的支付方和收费方难以确定。

为此，本文提出一种可靠性期权市场的省间-省内协调出清机制。将全网集中式可靠性期权交易分为省内预出清、省间出清和省内正式出清 3 个步骤，在确保各省获得最低限度安全容量的基础上，形成一一匹配的省间可靠性期权交易对，为省间可靠性期权的保费和差价收益返还结算提供便利，见图 2。

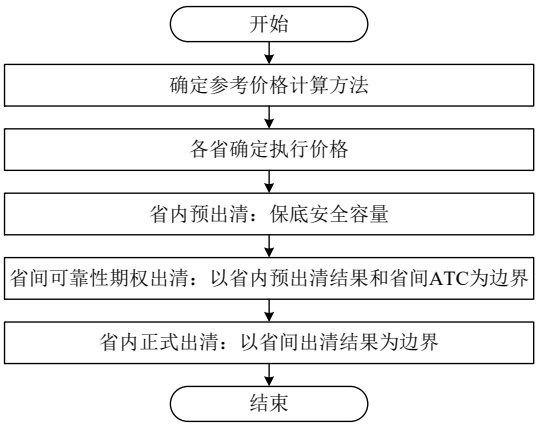


图 2　可靠性期权省间-省内协调出清模式

Fig. 2　Inter-provincial and intra-provincial coordinated clearance model for reliability options

第一步，由价格主管部门确定某一容量交付年度全网统一的参考价格计算方法，各买方省价格主管部门分别确定所在省可靠性期权的执行价格。省内和省间的参考价格计算方法及执行价格可分别确定。

第二步，各省分别核定省内保底安全容量(可设为省内黑启动所需发电容量[54])，组织省内可靠性期权市场预出清。

第三步，省间交易机构以省内预出清结果及省间通道可用输电容量(available transfer capacity, ATC)为边界，组织省间可靠性期权市场出清。

第四步，各省以省间可靠性期权市场出清结果为边界，组织省内可靠性期权市场正式出清。

下文分别介绍省内预出清、省间出清及省内正式出清的模型。

3.1　省内可靠性期权市场预出清模型

申报模型上，发电侧应申报阶梯型单调非递减“价格-容量”曲线，省级电网公司申报省内保底安全容量曲线，为确保省内保底安全容量全额出清，可采用简单的三点阶梯型曲线，出清原理如图 3 所示。

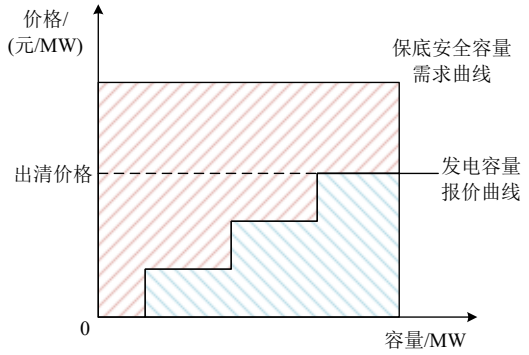


图 3　省内可靠性期权市场预出清原理

Fig. 3　Pre-clearing principle of the intra-provincial reliability option market

由图 3 可见，基于省网核定的保底安全容量需求曲线与发电容量报价曲线围成红色面积，发电容量报价曲线与横轴围成蓝色面积，需求曲线与报价曲线的交点确定了边际出清价格。发电容量报价曲线的第一段报价为零，对应省内优先计划等非市场化机组电量，作为价格接受者优先出清。

需要说明的是，省内可靠性期权预出清价格不用于结算，而出清量则作为该省决定以买方或卖方身份参与省间可靠性期权市场的依据。若作为买方，则省内发电机组不能在省间可靠性期权市场中报价；若作为卖方，省电网公司不能申报容量需求曲线，省内发电机组可根据省内可靠性期权市场预出清后剩余的可用容量提交报价。

3.2 省间可靠性期权市场出清模型

申报模型上，卖方电厂申报参数要求与省内预出清相同，跨省优先计划电量可报零价且优先与买方省成交；买方省申报参数方面，传统容量市场的容量需求曲线通常为四点曲线，以便充分反映稀缺时段边际机组的收益缺额、目标容量价值等信息，但在省间多通道集中竞价出清中，为降低出清计算复杂度，建议各买方省用户申报单调非递增的阶梯型“价格-容量”曲线，可通过调整阶梯型曲线形状使之尽可能贴近传统四点曲线，如图 4 所示。

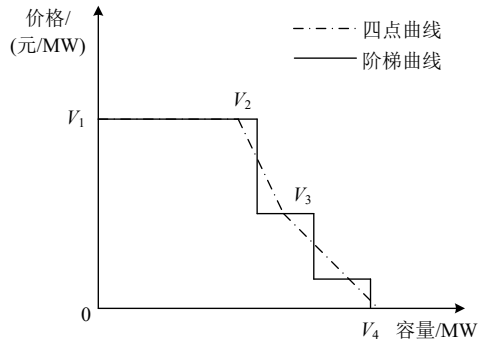


图 4 省间可靠性期权市场买方省报价曲线
Fig. 4 Buyer provincial quotation curve in inter-provincial reliability option market

图 4 中：点划线为传统四点曲线，4 个顶点分别为V_1、V_2、V_3、V_4；实线为阶梯曲线。在市场建设初期，可由省级电网公司代理本省用户提交省间可靠性期权容量需求曲线。

交易模型上，买方省和卖方省分别汇集省内用户和发电企业的报价信息，形成全省的报价曲线；以一个省为一个节点，省间输电通道顺序连接形成交易路径，构造省间交易网络模型。

出清边界上，各卖方省容量资源应在保障本省安全用电的基础上，利用富余容量对容量紧缺的外省提供容量支撑，因此卖方省发电企业在申报发电容量时应自行扣除省内可靠性期权市场预出清的中标容量。

省间可靠性期权市场出清模型如下：

1）目标函数。

$$\max S=\sum_{r\in R}\sum_{b\in B}\sum_{s\in S}P_{b,s,r}[p_b(P_b)-p_s(P_s)] \tag{1}$$

式中：S为目标函数，最大化买方省、卖方省报价差对中标容量的积分之和；R、B、S分别为省间交易路径、买方省、卖方省集合；$P_{b,s,r}$为买方省b与卖方省s在路径r上的成交期权容量；p_b、p_s分别为买方省b、卖方省s的报价函数，P_b、P_s分别为买方省b、卖方省s的中标期权容量。

2）市场主体中标容量约束。

$$\sum_{r\in R}\sum_{s\in S}P_{b,s,r}\le P_b^{\text{bid}},\quad \forall b\in B \tag{2}$$

$$\sum_{r\in R}\sum_{b\in B}P_{b,s,r}\le P_s^{\text{offer}},\quad \forall s\in S \tag{3}$$

式中：式(2)(3)分别为买方省、卖方省的中标容量约束；买方省b在所有省间交易路径上与各卖方省的成交期权容量不得超过申报容量P_b^{bid}；卖方省s的中标容量也不得超过申报容量P_s^{offer}。

3）省间 ATC 约束。

$$\sum_{b\in B}\sum_{s\in S}P_{b,s,r}\le P_r^{\text{ATC}},\quad \forall r\in R \tag{4}$$

式中：P_r^{ATC}为交易路径的 ATC 限值，由该路径上所有省间输电通道的可用输电容量决定。

省间可靠性期权市场出清后，根据各成交交易对形成卖方省对买方省的可靠性期权合约，可靠性期权促进卖方省发电企业履行容量义务的原理可见本文 4.2.2 节。

需要指出的是，所提省间可靠性期权出清模型中未考虑省间输电费，这是因为目前我国的省间输电费基于省间交易电量计算、基于落地侧计量电量收取，而省间可靠性期权市场仅交易期权容量，并不对应交易电力或实际生产电力，因此在上述出清模型中不考虑交易路径的输电价格。若在后续省间电能量交易中，省间中标容量被调用，则调出电力对应的省间输电费可作为市场外费用向买方省用户收取。

3.3 省内可靠性期权市场正式出清模型

申报模型上，各省用户或省级电网企业申报省内可靠性期权容量需求曲线，可采用如图 4 所示的四点曲线，发电企业申报模型与省内预出清相同。各省内市场运营机构以省间可靠性期权市场的出清结果为边界，以买卖方报价差值对成交容量的积分之和最大为目标组织省内可靠性期权正式出清，具体出清原理见附录 A。

4 省间可靠性期权定价及结算机制

在省间可靠性期权市场出清形成一一匹配的交易对基础上，设计省间可靠性期权的定价及结算机制。

4.1 定价机制

在省间可靠性期权市场中，卖方省发电企业采用边际定价机制，根据该省级节点最后一笔成交交易对中的买卖双方报价计算该省发电企业的边际结算价格，如式(5)所示：

$$p_s^{\text{LMP}}=p_s^{\text{d,max}}+K(p_b^{\text{d,min}}-p_s^{\text{d,max}}) \tag{5}$$

式中：p_s^{LMP}为卖方省s的边际容量价格；$p_s^{\text{d,max}}$、

$p_b^{\mathrm{d,min}}$ 分别为最后一笔成交交易中卖方省 s、买方省 b 的报价；K 为价差对系数，取值在 0~1 之间，可取 $K=0.5$。边际定价机制下，各卖方省的边际容量价格不同，直观反映了各卖方省容量资源的富余程度差异，为发电选址投资决策提供了有效的价格信号。

买方省存在两种可选的定价机制。1）结算价格为买方省边际容量价格。边际容量价格能够提供反映买方省容量资源稀缺程度的价格信号，但省间输电通道容量不足将导致各省容量价格不同，产生省间不平衡资金。我国尚未形成完善的省间不平衡资金分配机制，省间不平衡资金的分配将引起利益冲突，不利于市场平稳运行。2）结算价格为每笔成交交易中卖方省的边际容量价格。其优势在于：每笔交易的买卖双方都按照相同价格结算，省间容量义务明确，且规避了省间不平衡资金，买方省无需承担边际容量定价机制下省间不平衡资金分配不公造成的高额费用风险。该定价机制下，虽然买方省不存在边际出清价格，但省级市场运营机构可定期发布省间可靠性期权平均结算价格，以反映省内的发电容量资源稀缺程度。综上，本文建议买方省结算价格采用每笔交易的卖方省边际容量价格。

4.2　结算机制

省间可靠性期权市场的结算机制包括两部分：1）省间可靠性期权的保费结算；2）省间可靠性期权正向差价收益返还。

4.2.1　省间可靠性期权保费结算

省间可靠性期权出清和定价后，卖方省发电机组按中标容量和所在省的边际价格结算；若买方省电网公司代理省内用户申报，则买方省电网公司按各笔成交交易对的结算价格和成交容量结算，同时形成双边的容量义务，用于省间可靠性期权的正向差价返还费用结算。

在卖方省，各发电企业按照省间可靠性期权中标容量和所在省边际出清价格结算；在买方省，各笔成交交易对中的卖方省期权保费可通过基于峰荷贡献的邮票法分摊至各用户，如式(6)所示：

$$c_{b,i}=\frac{P_{b,i}}{\sum_i P_{b,i}}\sum_{r\in R}\sum_{s\in S}P_{b,s,r}p_s^{\mathrm{LMP}} \tag{6}$$

式中：$c_{b,i}$ 为买方省 b 内用户 i 应缴纳的省间可靠性期权保费；$P_{b,i}$ 为省 b 峰荷时段用户 i 的负荷。

若买方省用户自行在省间可靠性期权市场中申报，则直接按照成交交易对中的卖方省边际价格和中标容量结算。

4.2.2　省间可靠性期权正向差价收益返还

省间可靠性期权合约规定：当买方省参考价格高于执行价格时，卖方省发电企业应按照省间可靠性期权中标容量和正向差价，向买方省用户返还费用，如式(7)所示：

$$r_{s,j}^{\mathrm{ret}}=\sum_{r\in R}\sum_{b\in B}P_{b,j,r}(\max\{p_b^{\mathrm{ref}}-p_b^{\mathrm{strike}},0\}) \tag{7}$$

式中：$r_{s,j}^{\mathrm{ret}}$ 为卖方省 s 中发电企业 j 应返还的费用；$P_{b,j,r}$ 为买方省 b 与发电企业 j 在路径 r 上成交的可靠性期权容量；p_b^{ref}、p_b^{strike} 分别为省 b 的参考价格、执行价格。

需要说明的是，发电企业是否需缴纳正向差价返还费用，仅取决于买方省参考价格和执行价格的相对大小，与机组是否发电无关。图 5 展示了发电企业在各典型时段的结算情况。

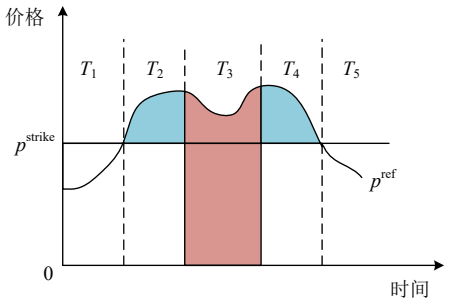


图 5　发电企业在各典型时段的结算情况

Fig. 5　Settlement situation of power generation enterprises in typical time periods

图 5 中：在 T_1、T_5 时段，买方省参考价格低于执行价格，发电企业无需返还费用；在 T_2—T_4 时段，参考价格高于执行价格，其中，T_2、T_4 时段机组正常发电，需要返还图 5 中蓝色部分的差价收益费用；在 T_3 时段，机组未发电，此时发电企业不仅需要返还正向差价收益费用，也无法获取参考价格对应的现货市场收益，损失收益如图 5 中红色部分所示。执行价格与时间轴围成的矩形面积可视作对发电企业不发电的“隐式惩罚”。

在隐式惩罚机制下，发电企业综合考虑降低出力的损益，仍有可能不足额履行省间容量义务。为了进一步增强省间可靠性期权合约对发电企业提供容量的约束力，引入“显式惩罚费用”，计算方法如式(8)所示：

$$r_{s,j}^{\mathrm{pen,exp}}=p_b^{\mathrm{pen,exp}}(\sum_{t=1}^{T_b}\max\{\sum_{r\in R}P_{b,j,r}-P_{j,t},0\}) \tag{8}$$

式中：$r_{s,j}^{\mathrm{pen,exp}}$ 为卖方省 s 内发电企业 j 缴纳的显式惩罚费用；$p_b^{\mathrm{pen,exp}}$ 为买方省 b 的显式惩罚价格；T_b 为稀缺时段数量，由买方省确定，稀缺时段为系统供需形势最紧张的时段，不得设置过多；$P_{j,t}$ 为发电

企业 j 在稀缺时段 t 的出力。

通过省间可靠性期权的正向差价收益返还和显式惩罚机制，显著提高了发电企业在买方省稀缺时段不履行容量义务的成本，进而激励发电企业“应发尽发”。

5 算例分析

5.1 算例设置

为阐明所提省间可靠性期权机制的实施原理，采用如图 6 所示的两买方省、两卖方省系统进行算例分析。

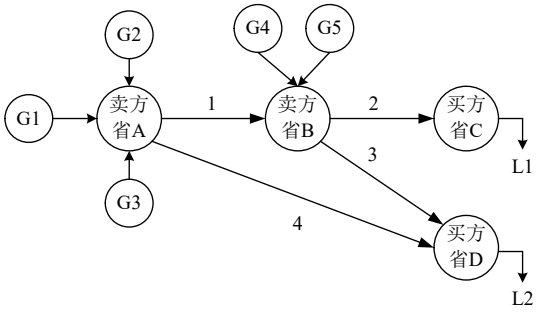


图 6 两买方省、两卖方省系统

Fig. 6 Two-buyer province and two-seller province system

图 6 中：卖方省 A、B 内分别有 3 个、2 个电厂参与省间可靠性期权交易，买方省 C、D 代理省内用户在省间可靠性期权市场中申报。省间输电通道 1—4 的可用输电容量见附表 B1，其中箭头代表交易流向；各电厂和买方省报价信息见附表 B2、B3。为简化分析，不考虑省间输电通道的网损率；本算例中的买卖方主体均采用单段报价，即全容量申报单一价格。

5.2 结果分析

基于买方报价与卖方报价差对中标容量积分之和最大的目标执行省间可靠性期权市场出清，得到各电厂与负荷之间的成交情况，如表 1 所示。

表 1 省间可靠性期权的成交结果

Table 1 Trading results of inter-provincial reliability options

买方	卖方	省间交易路径	价差/(元/(MW·年))	成交容量/MW	买方剩余容量/MW	卖方剩余容量/MW
L2	G1	1,3	96360	600	900	0
L2	G4	3	78840	400	500	200
L1	G4	2	61320	200	800	0
L2	G2	4	52560	500	0	100
L1	G2	1,2	35040	100	700	0
L1	G5	2	8760	300	400	0
L1	G3	1,2	–8760	0	400	600

表 1 中，买卖方的各交易对按照价差高低顺序依次中标。其中 L2 与 G1 价差最大，为 96360 元/(MW·年)，G1 申报容量 600MW 全额中标；L2 与 G4 价差次之，为 78840 元/(MW·年)，但由于上一成交交易对占用了通道 3 共 600MW 容量，通道 3 仅剩 400MW 的可用容量，L2 与 G4 只能成交 400MW。最终，卖方省 A 中 G1、G2 申报容量全额成交，G3 容量未中标；卖方省 B 中 G4、G5 申报容量全额成交；买方省 C 中 L1 中标 600MW，买方省 D 中 L2 的 1500MW 容量全额中标。虽然 L1 与 G3 仍有剩余的申报容量，但买卖方报价差为 –8760 元/(MW·年)，无法成交，出清结束。

出清价格方面，卖方省采用边际定价机制。边际电价计算式(5)中的 K 值取 0.5。卖方省 A 中最后一笔成交的交易对为 L1、G2，因此 A 省边际出清价格 $p_{\mathrm{A}}^{\mathrm{LMP}}$=(166440+131400)/2=148920 元/(MW·年)；卖方省 B 中最后一笔成交交易对为 L1、G5，B 省边际出清价格 $p_{\mathrm{B}}^{\mathrm{LMP}}$=(166440+157680)/2=162060 元/(MW·年)。买方省主体按照各成交交易对的卖方省价格结算。各主体的省间可靠性期权保费结算情况如表 2 所示(卖方为收入，买方为支出)。

表 2 省间可靠性期权保费结算结果

Table 2 Premium settlement results of inter-provincial reliability option

省份	主体	保费/万元
卖方省 A	G1	8935.2
	G2	8935.2
	G3	0
卖方省 B	G4	9723.6
	G5	4861.8
买方省 C	L1	9592.2
买方省 D	L2	22863.6

由表 2 可见，在卖方省中，所有中标的机组容量都按边际价格结算，容量成本更低的机组能在省间可靠性期权保费结算中获得更高利润。

为阐明所提定价机制的有效性，设置对比算例：买方省结算价格采用 4.1 节所述边际容量价格，即最后一笔成交交易的买卖方报价算术平均值(K=0.5)。买方省 C 最后与 G5 成交，边际结算价格 $p_{\mathrm{C}}^{\mathrm{LMP}}$=(157680+166440)/2=162060 元/(MW·年)；买方省 D 最后与 G2 成交，边际结算价格 $p_{\mathrm{D}}^{\mathrm{LMP}}$=(131400+183960)/2=157680 元/(MW·年)。此时，L1、L2 需缴纳的期权保费分别为 9723.6 万和 23652 万元，买卖方结算费用相抵后剩余 919.8 万元的省间不平衡资金。这一不平衡资金是省间通道 3 容量不足造成的，我国目前尚未建立完善省间不平衡资金的分配机制，集中式容量交易产生的不平衡资金容易导致各省利益冲突。而所提买方省按每笔交易的卖方省边际价格结算机制能够实现买卖双方收支

相抵，有效规避了省间不平衡资金。

进一步，对省间可靠性期权的收益返还机制进行模拟。假设两买方省的执行价格为日前市场出清价格(可取省内能量价格或所有省内节点的加权平均出清价格)，设置 5 个典型时段(单个时段为 1h)的日前市场出清结果进行分析，其中两买方省日前价格如附表 B4 所示，两卖方省内电厂的出力如附表 B5 所示。

在 T_2—T_4 时段，买方省 C、D 的参考价高于执行价，卖方省各电厂需根据省间可靠性期权中标容量与出力水平，向买方省用户支付正向差价收益返还费用，如表 3 所示。

表 3　省间可靠性期权正向差价费用结算
Table 3　Settlement of forward price difference fees for inter-provincial reliability options

行权方	支付方	返还费用/元
L1	G2	11000
	G4	22000
	G5	33000
L2	G1	60000
	G2	50000
	G4	40000

表 3 中：G1、G5 分别仅向 L2、L1 出售的省间可靠性期权容量，因此仅需向 L2、L1 返还正向差价费用；而 G2、G4 与 L2、L1 间均成交了省间可靠性期权，因此需同时向两买方省用户返还差价费用。而 G3 的容量在省间可靠性期权市场中未中标，也没有义务在买方省参考价格高于执行价格时返还差价费用。

此外，根据附表 B5 可见，G2 在 T3 时段的出力水平低于省间可靠性期权中标容量，因此需额外向交易机构上缴显式惩罚费用。若取显式惩罚价格为日度省间可靠性期权出清价格的 1.2 倍，即 1.2×148920/365=489.6 元/(MW·日)，则 G2 需缴纳的显式惩罚费用为 489.6×(600–550)=24480 元。

由上述计算结果可知，省间可靠性期权的正向差价收益返还和显示惩罚机制显著提高了电厂在稀缺时段降低出力的成本，有利于约束电厂“应发尽发”。显示惩罚费用作为超额出力机组的奖励，也有助于提高 G3 等在省间可靠性期权交易中未中标容量的电厂在稀缺时段提供容量、增加收益，进而提高买方省的供电可靠性。

根据表 2、3 的结算结果可知，对于卖方省电厂，通过参与省间可靠性期权交易，放弃未来稀缺时段的部分收益(对应正向差价返还费用)，换取在现货交易前获得期权保费，从而控制现货市场收益的不确定性风险；对于买方省用户，通过向卖方省电厂支付省间可靠性期权保费，获得了容量充裕度的保障和在稀缺时段规避尖峰电价的权利；对于市场运营机构，实施省间可靠性期权机制后可取消省间现货市场限价，减小市场扭曲，且省间可靠性期权机制可通过市场化结算机制激励卖方省电厂自发提供容量，无需通过强制手段实现全网发电容量充裕度。

6　我国实施省间可靠性期权机制的问题与挑战

由 2.1 节内容和算例分析结果可知，省间可靠性期权机制下无需设置省间电能量市场限价，有助于为发电选址投资提供真实有效的价格信号；既通过期权保费促进卖方省机组回收固定成本，也通过正向差价收益返还和显式惩罚机制激励发电主体在买方省稀缺时段自发提供容量，一定程度上保障了买方省发电容量充裕度，兼顾了买卖双方的利益诉求，具备在我国两级电力市场体系下实施的可行性。但在我国实施省间可靠性期权机制也面临如下的问题与挑战：

1）我国尚未建立市场化的省间容量机制，不具备直接引进省间可靠性期权机制的条件。目前，我国建立了煤电容量电价机制，按固定价格补偿煤电机组，其中配套煤电机组执行受电省容量电价，容量电费由受电省承担。然而，目前国内尚未建立市场化的容量机制，集中式容量市场机制的适应性、如何设计容量交易标的、如何计算容量需求等问题仍需深入探讨；通过竞争形成的容量补偿量、价对发电主体效益和用户用电成本的影响仍需测算分析。可靠性期权的价值取决于系统稀缺时段参考价格和执行价格之差，与容量交易相比，对市场主体的决策能力要求更高。本文建议结合市场建设水平，规划省间容量市场化补偿机制的多阶段发展路径。第一步，完善配套电源容量电费在多个买方省间的分摊方式；第二步，基于两级电力市场体系，引入省间市场化容量交易机制；第三步，引入省间可靠性期权交易机制。

2）我国省间电力市场中多类型电源共存，各买方省价格承受能力不一，增加了省间可靠性期权机制参数配置的复杂性。省间电力现货市场在 2022 年初至 2023 年一季度试运行期间[55]，火电、水电的成交电量占比共 75.62%，风光新能源的成交电量占比共 24.38%，随着新能源渗透率上升，未来新能源的省间成交电量占比将进一步提高，国外典型可靠

性期权市场以燃气机组作为“参考机组”计算收益缺额、形成容量需求曲线的合理性值得商榷。高比例新能源参与的电力市场中，如何选取参考机组，结合中长期和现货市场收益计算收益缺额，形成容量需求曲线是引入省间可靠性期权交易前各买方省需要解决的问题。另外，省间电力现货市场中浙江、安徽、四川等主要买方省的价格承受能力不一，差异化设定可靠性期权执行价格虽然能够保护各买方省用户利益，但也加大了卖方省机组报价决策的难度。建议结合新能源省间成交电量情况和省间现货市场中各卖方省的边际出清价格动态计算省间可靠性期权的参考价、执行价等参数。

3）省间可靠性期权无法完全消除卖方省不履行容量义务的风险。虽然省间可靠性期权可通过正向差价返还和显式惩罚机制增加卖方省机组违约的经济成本，但无法强制卖方履行省间容量义务，买方省缺电风险仍然存在。意大利电力市场中若发电未足额提供容量，则采取停止支付保费、回收已获得保费等措施进行惩罚，但同样不具备确保发电主体提供容量的效力。在省间电能量交易计划刚性执行背景下，可考虑引入省间电能量和可靠性期权联合交易机制，使买方省在支付期权保费的同时保障省内容量充裕度。

7 结论

针对“统一市场、两级运作”模式下，如何省间利益协调需求，以经济性最优方式保障全网发电容量充裕度的问题，本文提出了一种省间可靠性期权市场机制，阐述了省间可靠性期权机制在我国的适用性，提出了省间可靠性期权市场的基本架构、协调出清机制、定价机制、期权保费和正向差价收益返还机制，通过两买方省、两卖方省算例对所提机制的有效性进行验证，并总结了我国实施省间可靠性期权机制的问题与挑战。主要结论如下：

1）所提省间可靠性期权出清机制能够在考虑多通道可用容量限制的前提下，实现社会福利最大化出清，形成卖方省发电企业与买方省主体成交期权容量的一一匹配关系，厘清了买卖方的责权利关系。

2）省间可靠性期权机制有效满足了省间利益协调需求。对于卖方省发电企业，通过放弃未来稀缺时段的部分现货市场收益换取事前的期权保费，提高了固定成本回收稳定性；对于买方省用户，通过支付期权保费规避未来稀缺时段的尖峰现货电价，期权合约也能有效约束卖方省发电企业在稀缺时段履行容量义务。

3）省间可靠性期权机制减少了市场扭曲。正向差价收益返还和显式惩罚机制下，无论是否在省间可靠性期权市场中标，电厂都会考虑提高出力以避免高额惩罚费用或获取惩罚费用分配的奖励，无需市场运营机构引入强制干预的手段。电能量市场限价的取消也为全网发电主体的选址投资提供了更准确的价格信号。

4）我国实施省间可靠性期权机制面临市场化容量机制尚未建立、关键参数配置复杂、存在卖方省发电企业不履行容量义务风险等问题与挑战，为此本文提出了分阶段设计省间容量市场化补偿方案、动态计算省间可靠性期权参数、设置违约经济惩罚或引入省间电能量和可靠性期权联合交易机制等建议。

5）本文主要针对省间可靠性期权机制的基本思路，以及出清、定价、结算等机制进行设计，但未考虑高比例新能源参与市场对省间可靠性期权价值的影响，未来将围绕这一问题展开进一步研究。

附录见本刊网络版(http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml)。

参考文献

[1] FRONDEL M，RITTER N，SCHMIDT C M，et al. Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies：the German experience[J]. Energy Policy，2010，38(8)：4048-4056.

[2] 郭红霞，陈凌轩，张启，等. 电力电量平衡视角下新型电力系统极端场景研究及应对综述[J]. 电网技术，2024，48(10)：3975-3991. GUO Hongxia，CHEN Lingxuan，ZHANG Qi，et al. Research and response to extreme scenarios in new power system：a review from perspective of electricity and power balance[J]. Power System Technology，2024，48(10)：3975-3991(in Chinese).

[3] MAGGIO D，MOORTY S，SHAW P. Scarcity pricing using ORDC for reserves and pricing run for out-of-market actions[EB/OL]. (2018-03-29)[2025-03-13]. https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/task-forces/epfstf/20180329/20180329-item-07-scarcity-pricing-using-ordc-for-reserves-and-pricing-run-for-out-of-market-actions-ercot.ashx.

[4] RIESZ J，GILMORE J，MACGILL I. Assessing the viability of energy-only markets with 100% renewables[J]. Economics of Energy & Environmental Policy，2016，5(1)：105-130.

[5] GRAMLICH R，GOGGIN M. Too much of the wrong thing：the need for capacity market replacement or reform[R/OL]. [2025-03-13]. https://gridstrategiesllc.com/wp-content/uploads/too-much-of-the-wrong-thing-the-need-for-capacity-market-replacement-or-reform.pdf.

[6] 山东省发展和改革委员会. 山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知(鲁发改价格〔2020〕622 号)[A/OL]. (2020-04-29)[2025-03-13]. https://www.waizi. org.cn/policy/87200.html.

[7] BOWRING J. Capacity markets in PJM[J]. Economics of Energy & Environmental Policy，2013，2(2)：47-64.

[8] 侯孚睿，王秀丽，锁涛，等．英国电力容量市场设计及对中国电力市场改革的启示[J]．电力系统自动化，2015，39(24)：1-7.
HOU Furui，WANG Xiuli，SUO Tao，et al．Capacity market design in the united kingdom and revelation to China's electricity market reform[J]．Automation of Electric Power Systems，2015，39(24)：1-7(in Chinese).

[9] 鲁刚，文福拴，薛禹胜，等．电力市场环境下的发电容量充裕性(一)单一能量市场情形[J]．电力系统自动化，2008，32(20)：5-10.
LU Gang，WEN Fushuan，XUE Yusheng，et al．State-of-the-art of studies on generation capacity adequacy in electricity market environment part one energy-only market[J]．Automation of Electric Power Systems，2008，32(20)：5-10(in Chinese).

[10] 鲁刚，文福拴，薛禹胜，等．电力市场环境下的发电容量充裕性(二)几种现有方法的分析[J]．电力系统自动化，2008，32(21)：1-7，71.
LU Gang，WEN Fushuan，XUE Yusheng，et al．State-of-the-art of studies on generation capacity adequacy in electricity market environment part two analysis of several existing major methods[J]．Automation of Electric Power Systems，2008，32(21)：1-7，71(in Chinese).

[11] 鲁刚，文福拴，薛禹胜，等．电力市场环境下的发电容量充裕性(三)市场设计要素与原则[J]．电力系统自动化，2009，33(5)：12-18.
LU Gang，WEN Fushuan，XUE Yusheng，et al．State-of-the-art of studies on generation capacity adequacy in electricity market environment part three key market design factors and principles[J]．Automation of Electric Power Systems，2009，33(5)：12-18(in Chinese).

[12] 王斯娴，刘文霞，王丽娜，等．容量电价与风光火配比相协调的电源规划[J]．电网技术，2023，47(8)：3217-3226.
WANG Sixian，LIU Wenxia，WANG Lina，et al．Generation expansion planning based on coordination of capacity prices and wind，solar and fire ratios[J]．Power System Technology，2023，47(8)：3217-3226(in Chinese).

[13] 刘硕，于松泰，孙田，等．面向高比例可再生能源电力系统的容量补偿机制研究[J]．电网技术，2022，46(5)：1780-1789.
LIU Shuo，YU Songtai，SUN Tian，et al．Capacity compensation mechanism for highly-proportional renewable energy power systems[J]．Power System Technology，2022，46(5)：1780-1789(in Chinese).

[14] NEWBERY D．Missing money and missing markets：reliability，capacity auctions and interconnectors[J]．Energy Policy，2016，94：401-410.

[15] 瞿晖，陈思捷，李然，等．三种容量充裕性机制在引导最优容量方面的等价性和在影响发电商收入方面的差异性[J]．中国电机工程学报，2022，42(8)：2910-2918.
QU Hui，CHEN Sijie，LI Ran，et al．Equivalence of three capacity adequacy mechanisms in inducing optimal capacity and differences in affecting supplier revenues[J]．Proceedings of the CSEE，2022，42(8)：2910-2918(in Chinese).

[16] 王蓓蓓，亢丽君，苗曦云，等．考虑可信度的新能源及需求响应参与英美容量市场分析及思考[J]．电网技术，2022，46(4)：1233-1247.
WANG Beibei，KANG Lijun，MIAO Xiyun，et al．Analysis and enlightenment of renewable energy and demand response participating in UK and US capacity markets considering capacity credibility[J]．Power System Technology，2022，46(4)：1233-1247(in Chinese).

[17] 孙骁强，张小奇，张光儒，等．考虑跨区直流调峰的新能源参与电力平衡可信容量提升方法研究[J]．电网技术，2023，47(3)：878-884.
SUN Xiaoqiang，ZHANG Xiaoqi，ZHANG Guangru，et al．Credible capacity improvement with new energy participating in power balance considering cross-regional DC peak shaving[J]．Power System Technology，2023，47(3)：878-884(in Chinese).

[18] 齐宁，程林，刘锋．计及决策依赖不确定性的广义储能可信容量评估[J]．电网技术，2023，47(12)：4916-4925.
QI Ning，CHENG Lin，LIU Feng．Capacity credit evaluation of generic energy storage under decision-dependent uncertainty[J]．Power System Technology，2023，47(12)：4916-4925(in Chinese).

[19] 夏清，杨知方，赖晓文，等．基于分时容量电价的新型电力现货市场设计[J]．电网技术，2022，46(5)：1771-1779.
XIA Qing，YANG Zhifang，LAI Xiaowen，et al．Electricity market design based on temporal pricing of renewable capacity[J]．Power System Technology，2022，46(5)：1771-1779(in Chinese).

[20] 鲁刚，元博，赵琮皓，等．计及系统惯量需求的发电容量市场定价方法[J]．电力系统自动化，2023，47(14)：12-20.
LU Gang，YUAN Bo，ZHAO Conghao，et al．Pricing method for generation capacity market considering system inertia demand[J]．Automation of Electric Power Systems，2023，47(14)：12-20(in Chinese).

[21] 杨颖，王蓓蓓，牟玉亭，等．北美容量市场需求曲线设计及其对中国的启示[J]．电力自动化设备，2023，43(5)：3-14.
YANG Ying，WANG Beibei，MOU Yuting，et al．Design of capacity market demand curve in North America and its enlightenment to China[J]．Electric Power Automation Equipment，2023，43(5)：3-14(in Chinese).

[22] 韩莹竹，张兴平，刘力，等．基于煤电容量价值发现的月度容量市场激励机制[J]．电网技术，2025，49(2)：622-630.
HAN Yingzhu，ZHANG Xingping，LIU Li，et al．Incentive mechanism of monthly capacity market based on capacity value of coal power[J]．Power System Technology，2025，49(2)：622-630(in Chinese).

[23] MCCULLOUGH R，WEISDORF M，ENDE J C，et al．Exactly how inefficient is the PJM capacity Market?[J]．The Electricity Journal，2020，33(8)：106819.

[24] 喻芸，荆朝霞，陈雨果，等．电力市场环境下典型发电容量充裕性机制及对我国的启示[J]．电网技术，2019，43(8)：2734-2742.
YU Yun，JING Zhaoxia，CHEN Yuguo，et al．Typical generation resource adequacy mechanism in electricity market and enlightenment to China[J]．Power System Technology，2019，43(8)：2734-2742(in Chinese).

[25] 陈政，张翔，马子明，等．引导电力供需长期有效均衡的容量市场设计[J]．中国电力，2020，53(8)：164-172.
CHEN Zheng，ZHANG Xiang，MA Ziming，et al．A capacity market design guiding the long-term effective balance of power supply and demand[J]．Electric Power，2020，53(8)：164-172(in Chinese).

[26] MASTROPIETRO P，HERRERO I，RODILLA P，et al．A model-based analysis on the impact of explicit penalty schemes in capacity mechanisms[J]．Applied Energy，2016，168：406-417.

[27] 张妍，陈启鑫，郭鸿业，等．引入投资决策的电力容量市场均衡分析[J]．电力系统自动化，2020，44(20)：11-18.
ZHANG Yan，CHEN Qixin，GUO Hongye，et al．Equilibrium analysis of power capacity market incorporating investment decision[J]．Automation of Electric Power Systems，2020，44(20)：11-18(in Chinese).

[28] 尚楠，张翔，宋艺航，等．适应清洁能源发展和现货市场运行的容量市场机制设计[J]．电力系统自动化，2021，45(22)：174-182.
SHANG Nan，ZHANG Xiang，SONG Yihang，et al．Design of capacity market mechanism adapting to clean energy development and spot market operation[J]．Automation of Electric Power Systems，

2021，45(22)：174-182(in Chinese).
[29] 刘泽扬，荆朝霞，孙启星，等．基于系统动力学的发电容量充裕度机制分析[J]．电力系统自动化，2022，46(14)：109-118.
LIU Zeyang，JING Zhaoxia，SUN Qixing，et al．Analysis on generation capacity adequacy mechanism based on system dynamics[J]．Automation of Electric Power Systems，2022，46(14)：109-118(in Chinese).
[30] VÁZQUEZ C，RIVIER M，PEREZ-ARRIAGA I J．A market approach to long-term security of supply[J]．IEEE Transactions on Power Systems，2002，17(2)：349-357.
[31] BIDWELL M．Reliability options：a market-oriented approach to long-term adequacy[J]．The Electricity Journal，2005，18(5)：11-25.
[32] 刘润泽，荆朝霞，黄宁馨，等．保障发电容量充裕度的可靠性期权机制综述及启示[J]．广东电力，2021，34(8)：1-11.
LIU Runze，JING Zhaoxia，HUANG Ningxin，et al．Review and enlightenment of reliability option mechanism for ensuring power generation adequacy[J]．Guangdong Electric Power，2021，34(8)：1-11(in Chinese).
[33] SIOSHANSI F P．Future of utilities - utilities of the future：how technological innovations in distributed energy resources will reshape the electric power sector[M]．Walnut Creek，CA，USA：Academic Press，2016.
[34] European Commission．Ireland Irish capacity mechanism[EB/OL]．(2017-11-24)[2025-03-13]．https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/267880/267880_1948214_166_2.pdf.
[35] European Commission．Italian capacity mechanism[EB/OL]．(2018-02-07)[2025-03-13]．https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_42011.
[36] BYERS C，LEVIN T，BOTTERUD A．Capacity market design and renewable energy：performance incentives，qualifying capacity，and demand curves[J]．The Electricity Journal，2018，31(1)：65-74.
[37] ANDREIS L，FLORA M，FONTINI F，et al．Pricing reliability options under different electricity price regimes[J]．Energy Economics，2020，87：104705.
[38] FONTINI F，VARGIOLU T，ZORMPAS D．Investing in electricity production under a reliability options scheme[J]．Journal of Economic Dynamics and Control，2021，126：104004.
[39] HOGAN W W．Market design practices：which ones are best? [In my view][J]．IEEE Power and Energy Magazine，2019，17(1)：100-104.
[40] HOGAN W W．Electricity market design and zero-marginal cost generation[J]．Current Sustainable/Renewable Energy Reports，2022，9(1)：15-26.
[41] 黄海涛，许佳丹，郭志刚，等．发电容量充裕性保障机制国际实践与启示[J]．中国电力，2023，56(1)：68-76.
HUANG Haitao，XU Jiadan，GUO Zhigang，et al．International practice of generation capacity adequacy guarantee mechanism and its implications for China’s electricity market[J]．Electric Power，2023，56(1)：68-76(in Chinese).
[42] HU Jingwei，CHEN Sijie，YAN Zheng，et al．A capacity adequacy mechanism based on optional option and its impact on generation mix equilibrium[J]．IEEE Transactions on Power Systems，2024，39(1)：492-505.
[43] FENG Yuanhao，LIU Qiyuan，FENG Donghan，et al．Wind power investment equilibrium guided by reliability option considering electricity-carbon emission trading-trading green certificate joint market[J]．Sustainable Energy，Grids and Networks，2024，37：101275.
[44] FENG Yuanhao，FENG Donghan，ZHOU Yun，et al．Generation side strategy and user side cost based on equilibrium analysis of the power market under the reliability option[J]．Energy，2024，287：129721.
[45] MASTROPIETRO P，RODILLA P，RIVIER M，et al．Reliability options：regulatory recommendations for the next generation of capacity remuneration mechanisms[J]．Energy Policy，2024，185：113959.
[46] 中华人民共和国国家发展和改革委员会，国家能源局．关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL]．(2022-01-18)[2025-03-13]．https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
[47] 何爱民．北美容量定价机制下中国的选择[J]．中国电力企业管理，2020(7)：44-48.
[48] 中华人民共和国国家发展和改革委员会．关于建立煤电容量电价机制的通知(发改价格〔2023〕1501 号)[EB/OL]．(2023-11-10)[2025-03-13]．https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202311/t20231110_1361897.html.
[49] BHAGWAT P C，RICHSTEIN J C，CHAPPIN E J L，et al．Cross-border effects of capacity mechanisms in interconnected power systems[J]．Utilities Policy，2017，46：33-47.
[50] BUBLITZ A，KELES D，ZIMMERMANN F，et al．A survey on electricity market design：insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms[J]．Energy Economics，2019，80：1059-1078.
[51] 陈政，尚楠，张翔．兼容多目标调控需要的新型容量市场机制设计[J]．电网技术，2021，45(1)：198-207.
CHEN Zheng，SHANG Nan，ZHANG Xiang．Design of capacity market mechanism with multi-objective regulation[J]．Power System Technology，2021，45(1)：198-207(in Chinese).
[52] 瞿颖，肖云鹏，张臣，等．考虑灵活调节需求的容量市场出清模型与定价方法[J]．电力系统自动化，2024，48(11)：64-76.
QU Ying，XIAO Yunpeng，ZHANG Chen，et al．Clearing model and pricing method for capacity market considering flexible regulation requirement[J]．Automation of Electric Power Systems，2024，48(11)：64-76(in Chinese).
[53] PJM．PJM manual 18：PJM capacity market[EB/OL]．(2022-07-27)[2025-03-13]．https://www.pjm.com/markets-and-operations.
[54] 孙启星，邢栋，张超，等．适应中国背景的跨省区容量市场联合出清机制[J]．电力系统及其自动化学报，2022，34(10)：145-151.
SUN Qixing，XING Dong，ZHANG Chao，et al．Trans-provincial joint clearing mechanism for capacity market in China[J]．Proceedings of the CSU-EPSA，2022，34(10)：145-151(in Chinese).
[55] 关立，常江，孙大雁，等．省间电力现货市场试运行分析及思考[J]．电力系统自动化，2024，48(11)：2-10.
GUAN Li，CHANG Jiang，SUN Dayan，et al．Analysis and reflection on trial operation of inter-provincial electricity spot markets in China[J]．Automation of Electric Power Systems，2024，48(11)：2-10(in Chinese).


吴冕

在线出版日期：2025-09-29。
收稿日期：2025-03-24。

作者简介：
吴冕(2001)，男，硕士研究生，研究方向为电力市场，E-mail：202321014353@mail.scut.edu.cn；
马子明(1992)，男，博士，研究方向为电力市场、能源互联网，E-mail：mzm_thu@foxmail.com；
荆朝霞(1975)，女，通信作者，教授，博士生导师，研究方向为电力市场、综合能源建模与优化、电动汽车充换电设施运营等，E-mail：zxjing@scut.edu.cn。

（责任编辑　王金芝）

附录 A　国际典型可靠性期权机制简述

国际典型电力市场中，可靠性期权产品是具有期权性质的发电容量产品，持有可靠性期权的用户在参考价格高于执行价格时能够获取正向差价返还费用，计算如式(A1)所示：

$$r_{b,s}^{\mathrm{ret}} = P_{b,s}(p^{\mathrm{ref}} - p^{\mathrm{strike}}) \tag{A1}$$

式中：$r_{b,s}^{\mathrm{ret}}$ 为可靠性期权的卖方 s 向买方 b 支付的正向差价收益返还费用；$P_{b,s}$ 为可靠性期权交易容量；p^{ref}、p^{strike} 分别为可靠性期权的参考价格和执行价格。

可靠性期权的参考价格通常参考现货市场和平衡市场等市场价格确定，其中美国新英格兰的参考价格为平衡市场价格，哥伦比亚的参考价格为日前市场价格，而爱尔兰、意大利的参考价格选为日前市场、平衡市场价格的加权平均值。具体计算方法如式(A2)所示：

$$p_b^{\mathrm{ref}} = \lambda p_b^{\mathrm{da}} + (1-\lambda) p_b^{\mathrm{bm}} \tag{A2}$$

式中：p_b^{ref} 为买方省 b 的参考价格；p_b^{da}、p_b^{bm} 分别为买方省 b 的日前市场和平衡市场价格；λ 为权重系数。

本文所提省内可靠性期权市场正式出清机制可参考国际典型可靠性期权市场出清机制进行设计，各省级市场运营机构以省间可靠性期权市场的出清结果为边界，以买卖方报价差值对成交容量的积分之和最大为目标组织省内可靠性期权正式出清，如图 A1 所示。

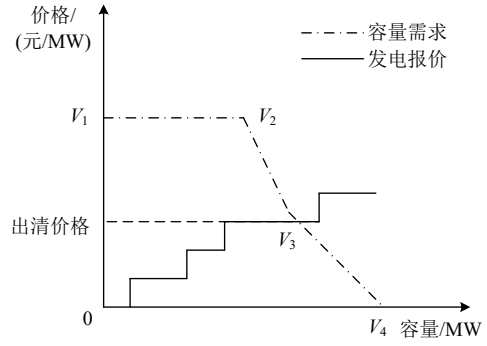


图 A1　省内可靠性期权市场正式出清原理

Fig. A1　Formal clearing principle of the intra-provincial reliability option market

图 A1 中，发电报价与容量需求曲线的交点决定了省内可靠性期权边际出清价格。

附录 B　算例基础参数

算例基础参数配置如下，其中省间输电通道可用容量如表 B1 所示，卖方省电厂报价、买方省容量需求报价分别如表 B2、B3 所示，买方省日前市场价格如表 B4 所示，卖方省内电厂出力见表 B5。

表 B1　省间输电通道可用容量

Table B1　Available transfer capacity of inter-provincial transmission lines

输电通道编号	可用容量/MW
1	1000
2	1000
3	1000
4	1000

表 B2　卖方省电厂报价

Table B2　Seller's provincial power plant offers

电厂名	申报容量/MW	申报价格/(元/(MW·年))
G1	600	87600
G2	600	131400
G3	600	175200
G4	600	105120
G5	300	157680

表 B3　买方省需求报价

Table B3　Buyer's provincial demand bids

代理负荷	申报容量/MW	申报价格/(元/(MW·年))
L1	1000	166440
L2	1500	183960

表 B4　买方省日前市场价格

Table B4　Buyer's provincial day-ahead market prices

买方省	参考价/(元/(MW·h))					执行价/
	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	(元/(MW·h))
C	650	750	720	740	680	700
D	770	830	820	850	760	800

表 B5　卖方省内电厂出力

Table B5　Output of power plants within the seller's province

卖方省	出力/MW					总中标
电厂	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	容量/MW
G1	500	600	600	600	550	600
G2	500	600	550	600	550	600
G3	500	600	600	600	550	0
G4	500	600	600	600	550	600
G5	250	300	300	300	250	300