

考虑可信度的新能源及需求响应参与 英美容量市场分析思考

王蓓蓓¹, 亢丽君¹, 苗曦云¹, 徐立中², 张思²

(1. 东南大学 电气工程学院, 江苏省 南京市 210096;

2. 国网浙江省电力有限公司, 浙江省 杭州市 310007)

Analysis and Enlightenment of Renewable Energy and Demand Response Participating in UK and US Capacity Markets Considering Capacity Credibility

WANG Beibei¹, KANG Lijun¹, MIAO Xiyun¹, XU Lizhong², ZHANG Si²

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, Jiangsu Province, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Company, Hangzhou 310007, Zhejiang Province, China)

ABSTRACT: Insufficient unforced capacity of the system at peak periods with high proportion of renewable energy will affect the safety of system operation, so during the energy transformation, we should fully tap the ability of flexible resources such as renewable energy and demand response to provide unforced capacity at peak periods. Based on the mechanism designs of the US and the UK capacity markets, this paper reviews the renewable energy and demand response resources participating in the capacity markets and the calculation methods of unforced capacity. Finally, combined with the development of the Chinese market, an in-depth thinking about the construction of China's capacity market has been carried out, including steadily advancing the construction of capacity market, designing the capacity market mechanism with high proportion of renewable energy, and constructing a coordinated capacity mechanism across the country.

KEY WORDS: capacity market; unforced capacity; capacity credit; auction results analysis

摘要: 高比例新能源接入情况下, 系统高峰时刻可靠容量不足会影响系统运行的安全, 因此在能源转型的过程中应充分挖掘新能源及需求响应等灵活性资源在高峰时刻提供可靠容量的能力。基于美国和英国容量市场的机制设计, 分别综述了新能源及需求响应资源参与容量市场及可信容量的计算方法。并结合中国的市场发展, 从稳步推进容量市场化机制建设、设计适应于高比例新能源接入的容量市场化机制、构建全国各地协同的容量支持机制对我国未来建设容量市

场进行了探讨。

关键词: 容量市场; 可信容量; 容量可信度; 拍卖结果分析

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2021.1704

0 引言

近期, 随着我国向国际社会做出“碳达峰”“碳中和”国际承诺, 加快能源转型成为社会热点^[1]。而在能源转型的过程中, 大量入网的可再生能源与加速退坡的传统煤电机组之间的矛盾如果处理不得当, 将导致短期供需平衡更加困难。加州于2020年8月发生的轮流停电事故, 其发生原因之一正是加州极端高温导致负荷高峰骤增以及风电光伏出力在短时间之内骤降, 系统却没有充足的电源容量和灵活性资源应对^[2]。而未来我国电力系统的性状将由当前传统化石燃料作为压舱石, 可再生能源发电作为补充向可再生能源作为电网主力发电的形式转变。在此背景下需要解决以下几大问题: 1) 传统化石燃料发电作为灵活可调节电源能够平抑可再生能源发电的波动性, 因此有必要长期存在, 但是此类电源无法在缺乏完善的发电充裕度机制的能量市场中获得持久稳定的收益, 此类电源回收投资成本问题亟待解决; 2) 间歇性电源可提供的能量或容量相对来说是有限的且具有高度不确定性, 成为电网发电主力军后, 如何衡量它们支持系统规划和运行的能力; 3) 在未来高新能源占比的电力环境下, 除传统发电资源外是否存在其他资源可以被挖掘以应对系统灵活性调节的需求。

对于传统机组在高比例新能源接入的电力系

基金项目: 国网浙江省电力公司管理咨询项目“3060 双碳背景下浙江新型电力市场框架构建”。

Project Supported by Management Consulting Program of State Grid Zhejiang Electric Power Company “Construction of Zhejiang's New Power Market Framework Under the Background of 3060 Dual-carbon Target”.

统中的投资成本回收的问题，美国德州引入了稀缺电价机制通过供应短缺时的尖峰电价来回收边际机组的固定成本，智利引入了容量补偿机制通过政府核定价格对发电容量进行一定的补贴。英国、美国宾夕法尼亚-新泽西-马里兰州(PJM Interconnection, PJM)等国家及地区引入了容量市场作为解决该问题的长效机制。在容量市场中标的传统化石燃料发电机组高峰时刻在能量市场报价后将获得额外容量收入，从而回收部分在能量和辅助服务市场中不能完全回收的成本；另一方面，部分地区的容量市场机制也允许间歇性资源参与，以其对系统供电可靠性的贡献评估其可信容量。除发电侧以外，英美等国家也积极吸纳用户侧需求响应资源参与容量市场。研究表明，需求响应资源的主要收入来源就是容量市场^[3]，因此有必要关注需求响应资源参与容量市场的相关问题。

如何保障高比例新能源接入下电力系统的容量充裕度将成为未来容量机制的研究热点^[4-8]。文献[5]设计了兼顾多目标调控需要的新型容量市场机制。部分学者在现有容量市场机制基础上考虑灵活性资源参与，已建立了同时参与集中拍卖与分平台竞价等市场出清模型^[6-7]。文献[8]在容量市场出清模型中引入灵活性爬坡约束，出清容量需要满足一定的灵活性需求。上述研究虽然可以较好地应对高比例新能源接入下电力系统的容量充裕度问题，但是对于新能源以及需求响应资源如何参与容量市场并没有一个系统的解决思路。

未来新能源也必将参与进系统平衡调节中，在此发展过程中，至关重要的是如何评估风、光等不确定性能源与传统可靠能源之间的等效性，其评估的准确性将影响各市场的效率^[9]。文献[10-13]采用蒙特卡洛模拟原理对风、光的容量可信度进行了建模。其中容量可信度指标主要可以分为有效带载能力(effective load carrying capacity, ELCC)、等效可靠容量(equivalent firm capacity, EFC)等。新能源虽能提供部分可靠性容量，但是由于其波动性较大、灵活性不足，目前参与容量市场尚存在许多技术限制，文献[14-18]考虑储能、可中断/可削减负荷、可转移负荷等灵活性资源参与容量市场中，计及各灵活性资源后，风、光容量可信度有所增加，大大促进了新能源参与市场，有利于增加系统的容量充裕度。

综上，在面向“碳达峰”“碳中和”需求下容量市场机制作为一种能够有效提供可靠性容量保障的方法受到广泛关注，同时新能源及需求响应等

灵活性资源如何参与容量市场也是关注的焦点问题。典型的容量市场机制应用地区有美国 PJM、美国中西部地区(Midcontinent Independent System Operator, MISO)、美国纽约州(New York Independent System Operator, NYISO)、美国新英格兰州(ISO New England, ISO-NE)以及英国，他们的市场规则设计较为成熟，且在新能源及需求响应参与容量市场方式方面具有一定的代表性。因此本文首先对比分析上述典型地区的容量市场特征，并在此基础上介绍英美新能源及需求响应资源参与容量市场的方式，并针对双碳目标下我国新能源相关的容量市场建设提出思考，为未来高比例新能源电力市场的容量市场开展提供参考。

1 英美典型容量市场特征对比

美国 PJM、MISO、NYISO、ISO-NE 以及英国都采用容量市场机制来保障发电充裕度和未来高峰时段的供电可靠性，各地区容量市场的具体组织流程差别不大，因此本节以 PJM 容量市场为例按照其容量市场的组织流程顺序对市场机制展开评述，并在表 1 中给出其他地区容量市场机制在各个环节的差异^[19-21]。

美国 PJM 容量市场最初为容量信用市场(capacity credit market, CCM)，后考虑到 CCM 的诸多缺陷替代为可靠性定价容量市场(reliability pricing model, RPM)^[22]，包括 1 个基本拍卖市场(base residual auction, BRA)、3 个增量拍卖市场(incremental auction, IA)和 1 个持续的双边市场。PJM 容量市场中的主市场为 BRA 市场，先于交付期 3 年组织拍卖，长期主市场拍卖可以为新建容量提供长期稳定的金融支撑，并保证机组的建设时间；ISO-NE、英国国家电力市场的主市场拍卖也都采用长期时间尺度，分别为 3 年和 4 年。因主市场拍卖提前时间较长造成容量的交易不够灵活，PJM 还设置了 3 个增量拍卖市场，即 IA 市场，使得容量的交易更灵活且能及时调整容量购买量，除 MISO 之外，其他地区均存在单一或多重的二级市场。

PJM 容量市场的组织流程主要包括制定容量需求曲线、组织拍卖、结算等几个环节。

1) 容量需求曲线的制定。

为了精准预测各轮拍卖中的容量需求及容量需求曲线，PJM 会定期更新与容量需求相关的系统负荷预测峰值、装机备用裕度(installed reserve margin, IRM) M 以及机组等效强迫停运率(equivalent demand forced outage rate, EFORD) R^{EFORD} 等参数。

表 1 典型容量市场特征对比
Table 1 Comparison of characteristics of typical capacity markets

地区	容量市场开始时间	容量市场组成	拍卖时间	拍卖频率	合约期限
PJM	2007	BRA、IIA、2IA、3IA	提前 3 年、20 个月、10 个月、3 个月	每年	1 年
MISO	2013	PRA	提前 1 年	每年	1 年
NYISO	1999	CPA、MA、SPA	提前 30 天、月前 15 天(可报容量期剩余月份的容量和价格)、月前 2 天(只可以报下个月的容量和价格)	每 6 个月	6 个月
ISO-NE	2008	FCA、ARA1、ARA2、ARA3	提前 3 年、24 个月、8 个月、3 个月	每年	存量及 DR 资源: 1 年; 新建容量: 3-5 年
英国	2014	T-4、T-1	提前 4 年、1 年	每年	存量资源: 1 年; 新建容量: 1-15 年

在主市场和二级市场中,制定容量需求曲线方法并不完全相同。BRA 市场中由 PJM 根据目标容量需求的预测值(reliability requirement, RelReq) C^R 、新建调峰机组的总成本(the cost of new entry, CONE) Q 、净成本(net cost of new entry, Net CONE) Q^N , 即总成本减去市场收益(energy & ancillary services revenue offset, E&AS Revenue Offset), 制定三段式的可变资源需求曲线(variable resource requirement, VRR), 示意图如图 1, 图 1 中的 3 个拐点的横纵坐标分别如表 2 所示。

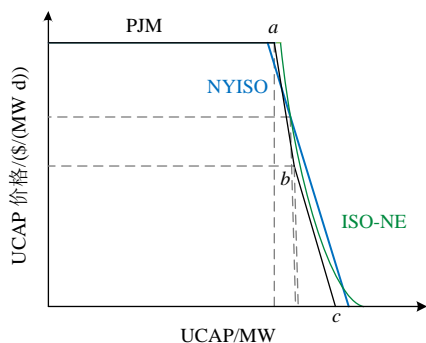


图 1 容量需求曲线示意图
Fig. 1 Schematic diagram of demand curve

表 2 PJM VRR 曲线关键坐标
Table 2 PJM VRR curve key coordinates

关键点	横坐标/MW	纵坐标/(\$/MW)
a	$C^R \left(\frac{100\%+M-1.2\%}{100\%+M} \right)$	$\frac{\max(Q, 1.5Q^N)}{(1-R^{EFORD})}$
b	$C^R \left(\frac{100\%+M+1.9\%}{100\%+M} \right)$	$\frac{0.75Q^N}{(1-R^{EFORD})}$
c	$C^R \left(\frac{100\%+M+7.8\%}{100\%+M} \right)$	0

IA 市场中容量需求曲线则是基于容量提供者以及 PJM 提交的购买投标构建的^[23]。

各轮拍卖中最终的容量需求曲线在整合价格型需求响应(price responsive demand, PRD)资源后最终确定。

与 PJM 类似, ISO-NE、NYISO 均依据 IRM 及新建调峰机组的总成本或净成本确定需求曲线,但在曲线的趋势上有所差异。

2) 组织拍卖。

拍卖开始前,各容量提供者需提交装机容量(installed capacity, ICAP)以及 EFORD 等技术参数以确定可用自然容量(unforced capacity, UCAP)并申报卖标价格和容量,UCAP 指在扣除因降额或停电而无法提供容量的时间后,在任何给定时间容量提供者实际可提供的平均容量,部分学者也将其定义为可信容量;PJM 在考虑位置约束、容量资源约束的基础上,以最小化容量购买费用为优化目标进行出清,以形成各区域的容量出清价格和各容量提供者的 UCAP 义务;考虑到输电约束的影响,PJM 将整个市场划分为 27 个节点交付区域,各区域分别制定容量需求曲线并形成各自的容量出清价格。

3) 结算。

容量提供者按照所在区域的统一容量出清价格进行结算,容量费用以地区可靠性费用的名义按照负荷比例向该地区的负荷聚合商收取,从而实现容量成本分摊。

2 新能源可信容量的确定方法

未来我国能源结构将向清洁、绿色能源转型,需要建设更多的新能源机组,容量市场将为新能源机组提供更加明确的投资激励机制,从而提高市场效率。且随着新能源接入系统比例不断增加,传统仅由煤电机组提供可靠性电源容量的方式亟待改变,需要考虑新能源的生力军作用^[22]。

新能源可信容量需重点关注其提供容量的不确定性,即其容量可信度。新能源的容量可信度主要取决于其出力时序特性与容量需求的相关性,与渗透率高度相关。当新能源占比较低时,新能源尤其是光伏与系统负荷(容量需求)高峰期具有贴合性,使得光伏的容量可信度较高;而新能源占比较高时,系统净负荷高峰期可能由白天转移到傍晚,额外增加的新能源装机与容量需求相关性低,因此新能源机组的容量可信度值大幅降低^[24-26],见图 2。但风电出力具有反调峰特性,其出力与容量需求相

关性较低,因此即使在新能源渗透率较低的时候其容量可信度大小也远小于光伏,且随新能源渗透率变化趋势不明显。此外,新能源的容量可信度还有区位差异性,如在一些高峰用电为冬季的国家或地区,光伏冬季的总体发电量较低,这种情况下即使新能源渗透率较低,光伏容量可信度值也较低。但在高峰用电为夏季的国家或地区,用电高峰与光伏的发电量高峰高度匹配,此时容量可信度值较高。由此即使在新能源渗透率均较低时,光伏在不同地区的容量可信度值计算结果差异性便较大。但是对于风电来说,其总体与容量需求相关性就不高,因此受区位因素影响并不明显。

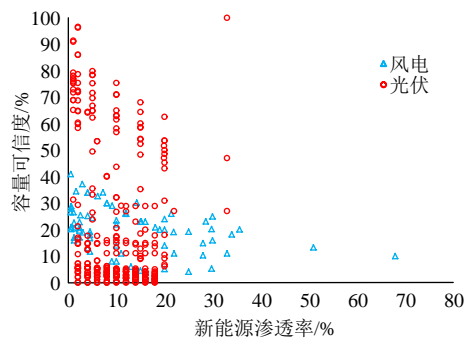


图2 容量可信度随新能源渗透率的变化趋势

Fig. 2 Capacity credit data by renewable energy type

由于新能源容量可信度随新能源渗透率的变化,容量市场的需求和出清价格也会受到一定的影响。在需求方面,系统新能源渗透率增加,容量市场可信容量需求虽然不会发生变化,但是总体装机容量需求却会大幅度增加;在出清价格方面,新能源渗透率较低时,由于新能源成本较低,其参与容量市场可能会带来容量出清价格降低。但是随着新能源渗透率增加,其容量可信度逐步降低,最终可能导致出清价格上涨。在考虑灵活性需求的容量市场出清中,高比例新能源的接入也将导致对灵活性资源的需求增加,总体价格上涨^[8]。

本节将围绕美国 PJM、英国容量市场中新能源参与现状进行分析与评述,以期在我国未来引入新能源提供可靠容量时为相关准入规则设计、可信容量确定提供参考。

2.1 美国

PJM 中新能源一般不单独参与容量市场^[27],通常将间歇性资源、储能资源等资源聚集起来作为聚集资源参与容量市场。此时,聚集资源中的任一资源不得单独参与容量市场的拍卖,亦不允许参与双边市场交易。而 MISO、NYISO、ISO-NE 并没有明确提出新能源以聚集资源形式参与容量市场的要求^[28-30]。

2.1.1 可信容量确定方法

美国各地区确定新能源的可信容量,即 UCAP 有两种方法:

1) 根据新能源在历史容量交付年固定时段内资源的平均输出历史数据统计得到。使用这种方法的地区一般该种新能源渗透率不高,目前 PJM、ISO-NE、NYISO 正在使用该方法来确定风电、光伏的 UCAP, MISO 目前也采用该方法计算光伏的 UCAP^[31]。

2) 根据单一资源对整个系统资源充足性的贡献,即根据有效带载能力(effective load carrying capacity, ELCC)来确定,新能源的 UCAP 等于其 ELCC 与装机容量的乘积。ELCC 的具体含义是维持某一可靠性标准下,在有无可再生能源情况下系统可以承载的负荷差^[32]。使用这种方法的地区一般该种新能源渗透率较高, MISO 采用该方法计算风电的 UCAP^[31]。

随着新能源的并网规模及渗透率的逐渐提高,夏季净负荷峰值出现时刻逐渐向傍晚推迟,仍按照固定时段的历史出力数据平均值会夸大新能源的可信容量。因此第一种方法并没有考虑到风电及光伏渗透率增加导致的系统净峰荷转移对可靠性的潜在影响,而 ELCC 值的计算与电力不足时段有关,这些时段会随着间歇性资源渗透率的提高而变化,因此采用 ELCC 衡量新能源 UCAP 可以很好的解决净负荷峰值转移带来的可靠性影响问题。此外对于一些新建机组, PJM 无法获取其平均输出历史数据^[33]。因此, PJM 计划在 2022/2023 交付年开始或之后采用方法二^[34-35]。

ELCC 的基本思想如图 3 所示。假设基本场景下系统的可靠性水平失负荷期望(loss of load expectation, LOLE)为 0.1 天/年,当容量为 X 的发电资源接入后,在负荷没有发生改变的情况下系统的可靠性水平将优于 0.1 天/年,假设可靠性水平提高为 0.09 天/年。同时,假设在调整后场景的基础上增加 Y 的负荷后系统也可以达到 0.1 天/年的可靠性水平,则步骤 2 中新增资源的 UCAP 就是步骤 3 中的负荷。因此, ELCC 计算公式如下:

$$\begin{cases} \eta^{\text{ELCC}} = Y / X \times 100\% \\ R[C^g; D] = R[C^g + X; D + Y] \end{cases} \quad (1)$$

式中: $R[c, d]$ 表示系统在机组容量 c 及负荷水平 d 下系统的可靠性; D 为系统负荷水平; Y 为所增加的负荷,即新能源的 UCAP; X 为新能源实际容量; η^{ELCC} 为新能源的 ELCC 计算结果; C^g 为系统常规机组的容量。

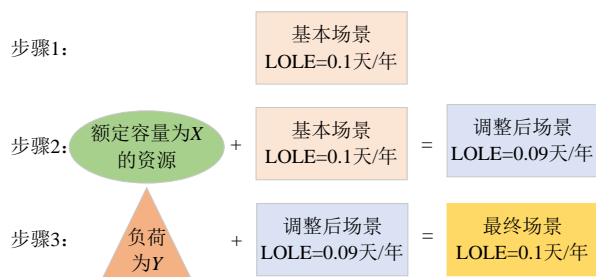


图3 ELCC方法示意图

Fig. 3 Schematic diagram of ELCC method

2.1.2 新能源容量市场拍卖结果

2019/2020 容量交付年的 BRA 市场中, PJM 范围内总计 185 503MW 的容量参与, 90.17% 的竞拍容量得到出清^[36-37], 其中新建机组容量 5373.6MW 占总出清容量的 2.89%。

风电、光伏的出清容量分别占总出清容量的 0.58%、0.2%, 出清容量较上一年分别增加 112、151MW。虽然风电、光伏出清量较少, 但相比于其申报量, 竞拍出清容量比例分别为 98.7%、100%, 见图 4。从图 5(a)中可以看出, 常规火电机组占比较大。而在碳达峰碳中和目标下, 风电光伏等清洁能源在容量市场中将有很大的上升空间; 结合图 4 和图 5(a), 虽然在 2019/2020 交付年中风电光伏出清容量占比较低, 但是其出清容量与申报容量的比例处于较高水平, 相比于常规火电机组也存在一定的竞价优势。

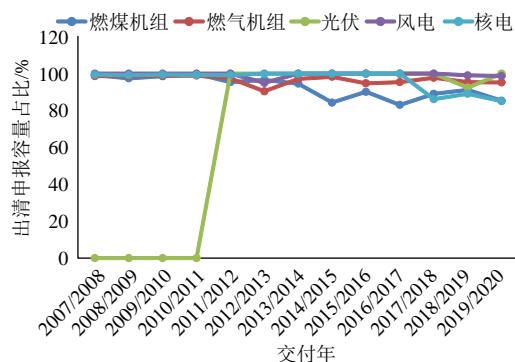
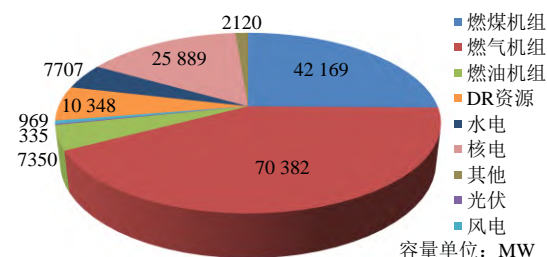


图4 PJM BRA 市场中出清申报容量比例

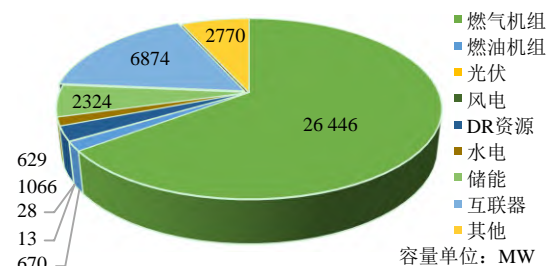
Fig. 4 Proportion of cleared offer capacity in the PJM BRA market

2.2 英国

英国自 2017 年起大面积停止实施可再生能源义务制(renewable obligation, RO), 而上网电价(feed-in tariff, FIT)仅针对容量较小的新能源风电厂, 越来越多的风电期望依靠其他途径, 如容量市场来获取稳定性的支持。自 2019 年起, 新能源被批准参与容量市场^[38]。但参与容量市场的新能源要求没有获得 FIT、RO、差价合约(contract for difference, CfD)在内所有其他低碳计划的支持。此



(a) PJM容量BRA市场在2019/2020交付年的拍卖结果



(b) 英国容量T-4市场在2024/2025交付年的拍卖结果

图5 各能源出清容量结果

Fig. 5 Auction results of each resource

外因小容量的可再生能源大多通过 FIT 机制获取补贴, 所以他们也没有被考虑参与进容量市场中^[39]。

2.2.1 可信容量确定方法

英国采用降级因子(de-rating factors)来估计某一资源对系统未来可靠性的预期贡献^[40], 某一资源的可信容量即为降级因子与装机容量相乘。其中新能源所采用的降级因子指标为等效可靠容量(equivalent firm capacity, EFC), 以评价新能源提供容量所供应的安全水平, 其可靠性标准为 3h 的 LOLE。EFC 被定义为新能源可以替代 100% 可靠的完美机组的容量比例^[41]。其示意图如图 6 所示。

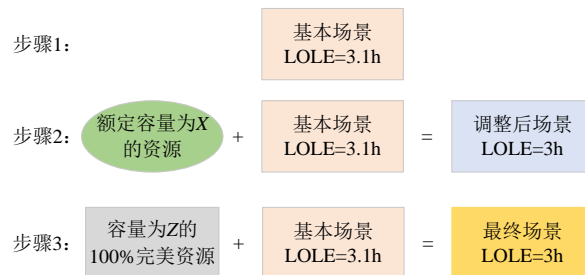


图6 EFC方法示意图

Fig. 6 Schematic diagram of EFC method

假设基本场景下系统的可靠性水平 LOLE 为 3.1h, 当装机容量为 X 的发电资源接入后, 在负荷形状没有发生改变的情况下系统的可靠性水平将优于 3.1h, 假设可靠性水平提高为 3h。同时, 假设在基本场景的基础上接入容量为 Z 的完美资源容量(perfect capacity, 即是指可靠性为 100% 的可调机组)后系统也可以达到 3h 的可靠性水平, 则步骤 2 中新增资源的可信容量就是步骤 3 中的 100% 完美容量。

EFC 与美国各地区所采用的 ELCC 均从可靠性

的角度出发,衡量了风电的加入对于降低失负荷损失的贡献^[12]。其主要区别是 EFC 在发电侧的角度进行建模,评估了某一能源相较于完美容量的等效可靠能力^[42]。EFC 计算公式如下所示:

$$\begin{cases} \eta^{\text{EFC}} = Z / X \times 100\% \\ R[C^g + X; D] = R[C^g + Z; D] \end{cases} \quad (2)$$

式中: Z 为完美容量,即在该定义下新能源的可信容量; η^{EFC} 为新能源的 EFC 计算结果。

英国基于平衡容量投资或采购成本与容量未能提供服务代价的理念^[43],采用基于时间序列蒙特卡洛模拟的未服务能源模型(unserved energy model, UEM),利用历史数据和各仿真场景对新能源 EFC 进行计算,通过该方法进一步可以得到风电、光伏机组的平均 EFC,边际 EFC 和组合 EFC。三者主要区别在于,平均 EFC 衡量的是新能源整体所提供的平均等效可靠容量;边际 EFC 则表征每增加容量较小(20MW)的新能源机组对系统的可靠性影响;组合 EFC 则考虑风电、光伏和储能之间组合后互济的可靠性能力。其中边际 EFC 的计算结果将低于平均 EFC,这是由于新建新能源机组的电源容量与其现有装机容量高度相关,装机容量越高,则新建电厂对系统供应安全的额外贡献越小。EFC 根据各可再生能源的出力曲线和技术水平更新将每年进行变化,同时在容量市场的不同拍卖场次中,根据仿真场景的差异,计算结果也将不同。2019 年及 2020 年容量市场拍卖中各拍卖场次的风电与光伏 EFC 计算结果如图 7 所示。目前英国容量市场将边际 EFC 作为衡量新能源可靠性的主要指标。

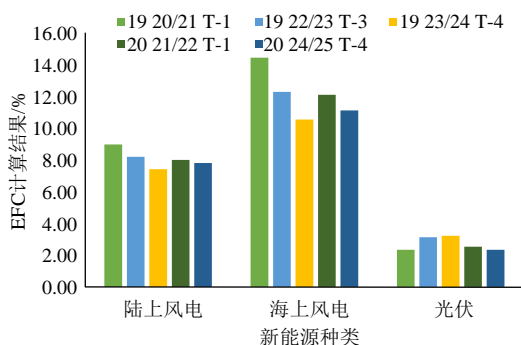


图 7 2019、2020 年各轮次容量市场
新能源 EFC 计算结果

Fig. 7 EFC calculation results of renewable energy in each auctions in 2019 and 2020

风电的 EFC 取决于许多因素,包括装机容量、地理位置以及在峰值负荷时期的预期风力发电量等。如英国海上风电的风电涡轮机的发电功率更高、风速稳定性更好,参照图 7 可见,其海上风电

的 EFC 约为 12%,但陆上风电的 EFC 仅为 8%左右。此外,如果电力系统可靠性要求越来越低(LOLE 降低),由新能源发电出力来满足需求(即防止负荷损失)的时期将会越来越多,他们的 EFC 计算结果将有所增加。

光伏常与持续时间有限的储能聚集起来共同参与容量市场中,但目前其边际 EFC 计算结果较小,从图 7 可以看出,仅为 3%左右^[44]。

为了进一步增加新能源机组在容量市场的出清数量,2020 年 5 月,英国进一步修订容量市场规则,在容量市场竞标中引入考虑二氧化碳排放限值,碳排放限值将从 2024 年 10 月 1 日起实行,适用于在 2019 年 7 月 4 日之前存在的项目容量。如果容量提供者排放超过 550g/(kW h)或者 350kg/kW 二氧化碳将不再允许获取容量合同^[45]。

2.2.2 新能源容量市场拍卖结果

英国容量市场在 2024/2025 容量交付年的 T-4 拍卖中,总出清容量为 40 819.90MW,同比降低了 7.2%,其中新建机组出清容量 1735.86MW 占总出清容量的 4.25%^[46]。新建机组出清容量少的主要原因是,新建机组的建设投资成本高,提供容量的投标价格自然较已有机组高。

陆上风电、光伏的出清容量分别为 27.94、12.52MW,分别占总出清容量的 0.07%和 0.03%。较前一年新能源第一次参与容量市场相比,中标容量增加了 4 倍^[47]。同时,目前新能源在容量市场的申报类别主要是新建机组,由于新建机组建设成本高,在容量市场中新能源机组占比还较低,但较往年出清结果,其占比已呈现增加的趋势。

2.3 英美新能源参与容量市场对比

从总体而言,美国 PJM 及英国目前均已将新能源提供的可靠容量考虑进容量市场中,从而应对在高渗透率新能源接入下电力系统所面临的能量充裕度问题,且均采用可靠性方法,建立对新能源可信容量的计算方法。但两者在新能源准入规则、具体可信容量计算方法及最终拍卖结果上略有不同,见表 3。

英美容量市场在可信容量计算的差异主要体现在可靠性基准指标、容量可信度指标及容量可信度指标考虑角度等方面。其一,就可靠性基准而言,美国 MISO、PJM 设定的 LOLE 为 0.1 天/年^[48-49],而英国 LOLE 为 3h。从两者的数值大小来看,美国所设定的可靠性基准较小,更加注重系统内能源的可靠性。

表 3 新能源参与容量市场对比					
Table 3 Comparison of renewable energy participating in the capacity market					
电力市场	新能源准入规则	可信容量计算方法			拍卖结果
		可靠性基准指标	容量可信度指标	指标考虑角度	出清比例/%
美国 PJM	一般需与储能等灵活性资源聚集后以聚集资源参与容量市场	LOLE=0.1 天/年	ELCC	平均值	0.78
英国	未获得 FIT、RO、CfD 等机制补贴的新能源项目	LOLE=3h	EFC	边际值	0.10

其二，在容量可信度指标方面，英国选择了从发电侧角度建立的 EFC 指标，美国则从负荷侧出发。一个容量可信度为 20%，额定容量为 100MW 的资源，在 ELCC 指标下代表该资源在同等可靠性前提下能够保障 20MW 负荷的安全稳定供应，而在 EFC 指标下代表其能替代 20MW 完美容量。对于同一个发电机而言，其 EFC 和 ELCC 的计算结果往往是不同的，因为若更改系统的发电组合则系统内可用发电容量的概率分布也会改变，而更改负荷却对它毫无影响。因此若更改系统的发电组合，则某一新能源 EFC 的值就会发生改变，但 ELCC 不变^[50]。相比之下，EFC 适用于同一水平年多个电源规划方案之间的对比，而 ELCC 适用于不同风电渗透率方案下的对比^[12]。但在实际应用中，ELCC 计算方法使得 PJM 对一年持续按其装机容量发电的资源容量可信度的大小计算与其现有市场规则存在偏差。在 ELCC 计算方法下，其容量可信度为 93%，这显然是不合理的；但在 EFC 计算方法下，这一数值为 100%^[51]。因此目前 PJM 市场倾向于采用从发电侧建模的 EFC 对其市场内的新能源的可信容量进行计算。

其三，美国在市场中首先确定某个新能源类别所能提供的可靠性能力，其次存量资源根据过去的表现对其 ELCC 值进行些许调整。主要是从平均值的角度考虑进容量拍卖中的；而英国目前则采用边际 EFC 衡量新能源机组的可靠性能力。英国容量市场认为边际值更符合市场出清的经济原理，即某一资源边际出清时是考虑的它加入对整体的贡献。且英国目前新能源交易成交量较少，在这一背景下衡量标准选择为边际价值是合理的^[50]。但随着新能源在英国容量市场的成交量不断增加，边际 EFC 的大小将远小于平均值，可能会影响准确评价新能源对于系统可靠性的贡献，此时应考虑采用使用平均 EFC，而边际 EFC 则用于评价新建新能源机组对系统的贡献^[44]。

从英美容量市场新能源的交易结果上分析，英国新能源在市场中的出清比例、竞拍出清容量比例均低于美国，如图 5。在出清比例方面，英国新能源在容量市场出清占比较低，占比为 0.10%，而美国占比为 0.78%，是英国的 8 倍。虽然美国 PJM 市场中新能源总体出清容量占比也较低，但相比于其申报量，风电、光伏竞拍出清容量比例分别为 98.7%、100%。而风电这一比例在英国的 2020 年容量市场拍卖中仅为 37.68%。

导致英国容量市场中新能源容量与总容量出清占比及竞拍出清占比均较低的原因与其市场发展进程及市场准入规则密不可分，主要有以下 3 点。其一，新能源参与英国容量市场的相关规则尚不成熟。英国容量市场自 2014 年起建立容量市场，且新能源自 2019 年起才被允许参与容量市场。较美国而言起容量市场成立历史较短，市场成熟度较低，对于新能源参与容量市场的经验还较为不足，新能源项目参与英国容量市场的众多规则尚在不断探索、改善中。其二，英国新能源项目参与容量市场需求低。英国电力市场中除了容量市场外还设立了差价合约机制等给予新能源项目以支持，这使得众多新能源容量没有必须参与英国容量市场的需求。其三，新能源在英国容量市场内竞争力不足。美国 PJM 市场中一般新能源必须与灵活性资源聚合共同参与容量市场，这一措施使得新能源的容量可信度有所增加；但在英国，大部分新能源项目仍单独参与报价。此外，英国容量市场中新建机组出清占比为 8.62%，且新能源均以新建机组类型在容量市场出清，而美国容量市场中该比例为 2.89%，新能源机组主要以现有机组出清。新建机组较现有机组在容量市场中除了要考虑运营成本外还需要考虑投资建设成本，因此其在容量市场中的总体报价较高，这也导致在英国容量市场中竞拍出清量较低。

3 需求响应资源可信容量的确定方法

大规模可再生能源发电并网后单纯依赖发电侧资源不能完全满足可再生能源作为电网主力发电形式下电力系统可靠、安全、高效运行的要求，必须从用户侧挖掘新的可用资源^[22]。且随着新能源渗透率的增加，现货市场价格由于新能源机组边际成本低造成边际出清价持续走低^[52-53]，因此单纯依靠现货市场价格差进行套利不会是需求响应(demand response, DR)的主要盈利模式，可预见，其参与容量市场的机遇将会更大，参照图 8 所示，从机理上

来看，需求响应能够有效减少电源、电网的容量投资，缓解容量市场价格尖峰^[17]。进一步能够减少发电机组的启停循环、快速爬坡，降低发电容量需求，而且还能延缓电网、网架投资^[54]。

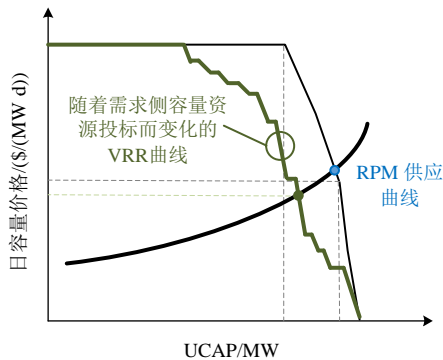


图 8 考虑 DR 资源投标后的需求曲线
Fig. 8 Demand curve considering DR

需求响应的资源特性与新能源和发电机都有相似之处，如不确定性、时间耦合性，且各 DR 资源之间的可用性高度相关等。但传统的基于可靠性的容量可信度计算方法是基于机组故障概率与其自身无关的假设之上的，但 DR 实际的可用性与他自身的负荷水平高度相关^[54-55]。另外 DR 资源与其他容量资源的优势在于其具有更高的爬坡率，但是目前统一的容量市场难以评估出 DR 这一优点。综上，目前应用在新能源的基于可靠性的可信容量确定方法难以适用于 DR，因此目前在实际应用中 DR 的可信容量确定方法主要是依靠其相关历史数据确定其负荷可增加/削减量，再通过历史平均可用性或全系统发电机平均可用性来考虑 DR 的容量可信度。

本节仍围绕 PJM 和英国展开论述。PJM 容量市场中的 DR 资源包括经济型 DR 和价格型 DR (PRD)。参与方式可以选择作为一种发电资源直接参与容量市场拍卖或参与固定资源需求替代计划 (fixed resource requirement, FRR)。对于前者，下文将进一步展开论述；而 PRD 并不是由 PJM 直接调度的，PJM 根据 PRD 提供者提交的资源实时节点电价-最大预测负荷曲线^[56]对容量需求曲线进行修正^[22]。在容量紧急情况下，容量出清价格会上升，则根据 PRD 的负荷曲线，PRD 大量参与，系统所需的总体容量需求降低。即 PRD 的参与主要是影响系统的容量需求，因此 PRD 对容量市场的影响是隐性的，PRD 提供者的收益也是隐性的。而在英国需求响应只能作为一种可预测的变化负荷间接参与容量市场。

3.1 美国 PJM

3.1.1 DR 参与容量市场的资格

出于对量测、控制技术的考虑，PJM 内 DR 资源提供者只能由削减服务提供商^[56](curtailment service providers, CSP)来担任，小型终端用户只能通过 CSP 聚合间接参与到容量市场中。

参与容量市场的 DR 资源需要按照产品类型、削减类型、计划类型、资源类型等进行注册，注册后系统会根据上述信息计算其 UCAP。在历年容量市场拍卖中 DR 资源产品具有一定的差异，但基本上以全年有效的容量性能产品为主，辅以仅在夏季有效的补充产品。在 2019/2020 交付年的容量市场中，根据 DR 资源分为以下两种产品类型，如表 4 所示，其中基本类产品只在 2018/2019 和 2019/2020 交付年有效。

表 4 DR 资源产品分类				
Table 4 DR resource product classification				
需求响应产品	最大中断次数	最大事件持续时间/h	有效期	可用时段
基本(base)	无限制	10	6—9 月	10:00—22:00
容量性能 (capacity performance)	无限制	12	6—10 月/ 次年 5 月	10:00—22:00
		15	11—次年 4 月	06:00—21:00

DR 资源根据削减类型不同有固定服务水平 (firm service level, FSL)和保证负荷下降(guaranteed load drop, GLD)两种；计划类型有全类型(DR full)、仅容量(capacity only)两种。注册为全类型的 DR 资源有资格获得容量收益和应急能源收益，注册为仅容量类型的 DR 资源只获得容量收入而不符合应急能源支付资格。

2019/2020 容量交付年 BRA 市场中各类 DR 资源成交比例如图 9 所示。

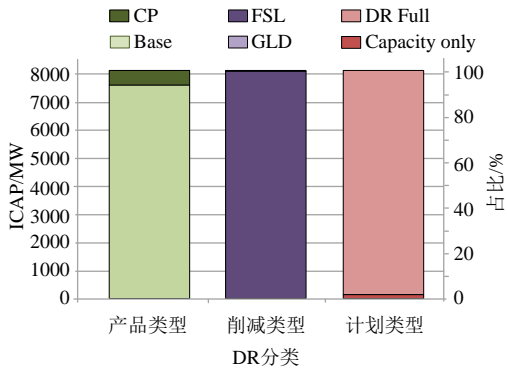


图 9 DR 资源承诺容量及比例
Fig. 9 Cleared capacity and proportion of each DR type

3.1.2 可信容量确定方法

DR 资源的 UCAP 确定方法与传统机组较为类似，首先需确定 DR 资源的负荷削减指定值

(nominated value, NLR); 然后乘以装机备用裕度 M 将 DR 资源等效到发电侧, 相当于确定所削减的负荷等于多少机组装机容量; 再乘以全系统平均机组强迫停运率 R^{EFORD} 以计及 DR 资源的不确定性, 最终得到其 UCAP, 计算示意图如图 10。

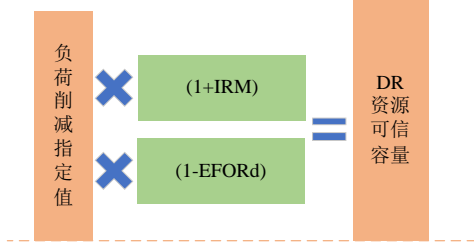


图 10 DR 资源可信容量计算示意图

Fig. 10 Schematic diagram of DR's UCAP calculation method

DR 资源的负荷削减指定值 NLR 计算方法主要与其削减类型相关, FSL 为削减到预定水平, GLD 为固定削减量。因此 FSL 类型资源的 NLR 以各资源的负荷峰值贡献来判定, 而 GLD 类型则是以削减量来进行计算。同时由于需求响应资源具有季节性的特点, 负荷在夏季、冬季的峰值贡献度及可削减量均有所差异各不相同, 如空调负荷在夏季的峰值贡献度要明显高于冬季, 因此进行冬季空调负荷削减指定值计算时需考虑冬季天气调整系数, 以表现该负荷的季节性特点。

1) FSL 类型资源负荷削减指定值计算。

夏季、冬季以及年度 FSL 类型的 DR 资源负荷削减指定值计算公式如下:

$$N_s^{\text{FSL}} = P - F_s f_{\text{loss}} \quad (3)$$

$$N_s^{\text{FSL}} = (P_w f_{\text{wa}} - F_w) f_{\text{loss}} \quad (4)$$

$$N_a^{\text{FSL}} = \min(N_s^{\text{FSL}}, N_w^{\text{FSL}}) \quad (5)$$

式中: N_s^{FSL} 、 N_w^{FSL} 、 N_a^{FSL} 分别为夏季、冬季以及年度 FSL 类型的 DR 资源负荷削减指定值; P 为负荷峰值贡献, 通常取 6—9 月内 5 个负荷高峰日的特定高峰时段用户负荷均值; P_w 为冬季负荷峰值, 通常取 12—次年 2 月 5 个负荷高峰日内特定高峰时段用户的负荷均值; F_s 、 F_w 分别为用户夏季、冬季 FSL 水平; f_{loss} 、 f_w 分别为系统损耗系数、冬季天气调整系数。

2) GLD 类型资源负荷削减指定值计算。

夏季、冬季以及年度 GLD 类型的 DR 资源负荷削减指定值计算公式如下:

$$N_s^{\text{GLD}} = G_s f_{\text{loss}} \quad (6)$$

$$N_w^{\text{GLD}} = \min(G_w f_{\text{loss}}, G_w f_{\text{wa}} f_{\text{loss}}) \quad (7)$$

$$N_a^{\text{GLD}} = \min(N_s^{\text{GLD}}, N_w^{\text{GLD}}) \quad (8)$$

式中: N_s^{GLD} 、 N_w^{GLD} 、 N_a^{GLD} 分别为夏季、冬季以及年度 GLD 类型的 DR 资源负荷削减指定值; G_s 、 G_w 分别为用户夏季、冬季 GLD 水平。

3) DR 资源可信容量计算。

计算公式如下:

$$C_i^{U,t} = N_i^t (1+M)(1-R^{\text{EFORD}}),$$

$$i = \{s, w, a\}, t = \{FSL, GLD\} \quad (9)$$

式中: $C_i^{U,t}$ 为 DR 资源的可信容量; 自 2019/2020 交付年起, N_a^{GLD} 将不再被计算, 以更好凸显 DR 资源的季节特性。如果用户在申报时说明 DR 资源仅在夏季可用, 即仅在 6—10 月/次年 5 月可用, 那么其冬季 NLR 为 0。

3.1.3 DR 资源拍卖结果

2019/2020 容量交付年 BRA 市场中 DR 资源出清容量占总出清容量的 6.2%, 较上一交付年减少了 736MW。RPM 中各类 DR 资源承诺容量的占比如图 10 所示^[57], 基本需求响应和容量性能需求响应分别占比 95%、5%, 由于容量性能型 DR 资源的响应要求更为苛刻, 因此其占比较低; 98% 的资源被注册为需求响应全类型, 余下的 2% 只登记为仅容量, 全类型 DR 可以同时获得电能市场和容量市场的收入, 因此全类型 DR 占比较高。

近年来 DR 资源在容量市场中的收益变化情况^[58]及其在 BRA 市场中的出清容量和价格^[36-37]分别如图 11 和图 12 所示。由图 11 可知, 自 2007 年 6 月 1 日实施 RPM 容量市场以来, 容量市场一直是需求响应收入的主要来源。而由图 12 可知, DR 出清容量总体呈现先增后降的趋势, 2015 年之后 DR 出清容量整体呈现下降趋势, 导致 DR 资源在容量市场中的收入也在 2015 年之后整体上呈逐年下降趋势。这主要是由于因 2014 年冬季 PJM 地区极地涡旋的极端天气导致系统内约 20% 的机组离线, 系统容量紧缺, 这使得 PJM 开始引入容量性能产品, 并逐渐增加对于他的需求。这种产品要求容量供应商在一年中任何时候都能够持续运行。这种严苛的年度容量性能产品对于季节性资源较为不利, 尤其是大量基于空调的需求响应资源, 导致 DR 资源在市场中参与困难, 总体出清量下降^[59]。近年来, PJM 也在推行一些容量规则以平衡系统内长期稳定容量需求与 DR 季节性容量贡献的问题, 如自 20/21 交付年拍卖起增加夏季时段 DR (summer-period DR) 产品, 允许这类产品在申报中说明仅在夏季中可用^[27]。

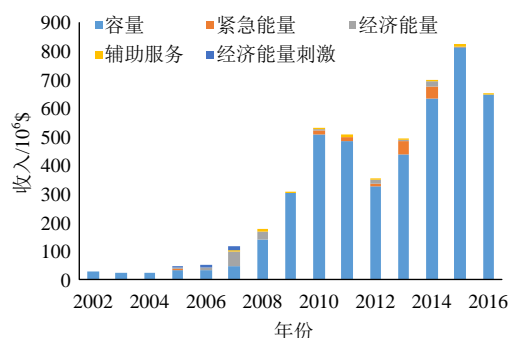


图 11 DR 资源在各类市场中的收益情况

Fig. 11 Revenue of DR resources in various markets

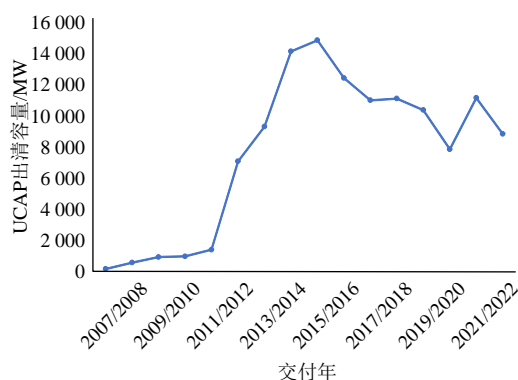


图 12 BRA 市场中 DR 资源出清容量及价格

Fig. 12 DR cleared capacity and price in BRA market

3.2 英国

需求侧响应在英国容量市场中最初受到歧视，市场规则不允许需求侧响应容量提供者合同期限超过一年。在最初容量市场规则的设计中没有给予相应的政策倾斜，反而给予主要发电商准入优势。DR 行业对其中许多规则设计感到不满，包括不公平的投标保证金金额，繁琐的资格预审流程以及不完善的 DR 测试安排，这些都阻碍了 DR 技术有效的参与^[60]。且由于英国采用荷兰式拍卖，该拍卖方式可能会导致发电商勾结，最终导致 DR 资源在英国容量市场占比较少^[61]。2018 年 11 月，英国容量市场被欧洲法院裁定暂停容量拍卖计划，要求对容量市场规则进行修订，但欧盟并未发现容量市场偏向于发电商的证据^[62]。2020 年 5 月，相关监管机构对规则进行修订，旨在消除 DR 项目部署面临的障碍^[63]。规则修订主要包括 DR 资源在能够通过预审并提供相应资本支出证明的前提下，可以在容量市场上竞标所有期限的协议，此外降低了最小投标容量门槛(2MW→1MW)。

3.2.1 可信容量确定方法

英国首先通过 DR 测试确定 DR 可以在容量市场中申报的量，即负荷可以参与响应的容量(可用容量)，DR 测试的具体方法是将当前负荷可调整量与参考期间平均负荷/发电进行。根据是否参与测试分

为已验证和未验证，未验证的 DR 也可以参与容量市场，但需要在容量交付年前通过测试^[64]。

英国 DR 资源的可信容量等于 DR 资源的降级因子与其可用容量的乘积。DR 资源的降级因子主要通过非平衡机制参与者负荷的历史平均可用性(the average availability of non-BSC balancing services, AABS)来确定^[64]，但如果 DR 资源中的资源类型包括了(或将包括)储能装置，或者其属于未验证 DR(但需正在参与容量市场竞标或已被授予持续时间超过一年的容量协议)则降级因子按 EFC 的方法进行计算。2019 年、2020 年 DR 资源降级因子的计算结果分别为 86.14%、79.21%^[39]。

3.2.2 DR 资源拍卖结果

由图 5(b)可知，英国容量市场在 2024/2025 交付年中 DR 资源出清容量为 1066.29MW，占总出清容量的 2.61%，其中已验证和未验证 DR 资源分别占比 0.23%、2.38%^[46]。基于目前英国容量市场拍卖结果，相关机构还需要对目前容量市场规则进行修订，降低 DR、储能等资源参与容量市场的准入限制，使得大量绿色、经济的容量资源得以参与市场，进一步降低容量市场成交价格。

4 对中国容量市场的思考

目前，中国新一轮电改已经启动，面对碳达峰碳中和的目标，能源格局的重构必然是大势所趋。在大幅发展可再生能源、降低化石能源比例及用电负荷增长的多重压力下，国内容量市场的建立有必要充分考虑新能源、DR 资源以及其他灵活性资源的参与。通过分析对比 PJM 和英国容量市场设计及相关研究，结合中国的市场特色，对中国未来的容量市场建设提出以下几点思考：

4.1 稳步推进容量市场化机制建设

1) 理性看待容量市场化机制的建设问题。

随着高比例新能源接入系统，由于新能源的可变成本为零，其总体报价水平较低，很有可能将导致现货市场出清价格持续走低^[65]。导致发电商难以回收投资成本，出台相关容量支持机制与政策的需求日益迫切。但是是否要推进容量市场机制的建设应结合我国各地实际的容量充裕度情况以及市场化发展阶段统筹考虑^[66]。

对于一些尚在市场化初期阶段的省市，可参考智利所实施的容量补偿机制或美国德州实施的稀缺定价机制，对可靠发电容量进行直接补偿或允许发电企业获得高价收益以刺激发电投资，促进市场稳步发展^[67-68]。虽然上述两种机制实施简单，但是

前者由政府或监管机构核定的容量补偿价格致使管制的灵活性滞后于市场调节,而后者仅依靠部分时段可能出现的价格飙升会给发电投资带来较大的风险且仅反映了容量需求的短期供需。因此有条件、有必要开展容量市场的省市,可利用市场竞争刺激发电投资、保障未来高峰时段的可靠容量以及回收部分发电成本。总体而言,虽然美国 PJM 为集中式电力市场模式,英国为分散式电力市场模式,但两者的容量市场规则设计基本类似,因此现有国外的容量市场规则设计对中国各省市均有借鉴意义。此外,国外爱尔兰、意大利市场采用可靠性期权机制保障系统发电充裕度。可靠性期权结算方式类似于新能源补贴中差价合约,期权持有者在被调用发电容量后将获得电量实际电价与预先拍卖得到执行价格的差值收益。总体而言,该机制也引入了一定的市场竞争,也能够较好地保证系统中的发电充裕度,在中国各省市容量机制建设时也可以考虑采用此类做法^[69]。

2) 分阶段扩大参与容量市场的主体范围。

在容量市场建设的初期阶段,容量市场补偿的重点应为激励传统化石燃料发电机组投资,保障此类电源的成本回收。但同时为保证系统能源结构的绿色、低碳,对于这部分机组参与容量市场时应关注其碳排放量,可效仿英国在竞标中考虑二氧化碳排放限值。类似的方法还有:对总出清容量设置碳排放总量限制,或在拍卖的投标成本考虑碳排放成本等^[70-71]。

在容量市场建设的成熟阶段,应扩大其容量补偿的范围,吸纳新能源机组或如需求响应等灵活性电源的参与,以减少容量市场容量参与资源不足的问题。

①推进新能源参与市场。

在未来的电力系统中,新能源机组必定需要提供一部分的可靠性容量,但受其容量可信度及投资成本影响,其市场竞争力较传统机组较低。在此背景下,为实现新能源在系统内进一步的消纳,应持续建设考虑机组碳排放的容量市场。此外,还应积极促进具有调节能力的灵活性资源与新能源捆绑参加容量市场,提高新能源的容量可信度。

②促进多元灵活性资源参与市场。

当前双碳目标紧逼,为有效应对系统内短期容量不足的问题,应引导如电动汽车、储能、需求响应等多种形式的容量资源参与市场,挖掘其可用容量,缓解因电能替代引起的传统发电资源紧张问题,同时增强市场的抗风险能力。其中需求响应具

有灵活性强,可靠性相对较高的优点,且在中国推广较早,目前已有 10 余个省市开展需求响应市场,因此在容量市场中应重点发展需求响应项目。此外多元灵活性资源的参与市场,可以减少部分效率较低的化石燃料使用,从而减少碳排^[72]。

4.2 设计适应于高比例新能源接入的容量市场化机制

在容量市场建设初期,其建设目标应主要为与现货市场有良好的衔接;而在容量市场建设成熟期,应围绕如何适应于双碳及新型电力系统的建设目标,因此有必要从规则设计上考虑如何吸纳多元资源参与、为实现系统容量持续充裕提供支撑。

1) 统一有效的可衡量不同发电技术提供可靠性容量能力的方法。

准确衡量不同资源提供可靠性容量的能力是他们参与同一平台进行竞价的前提。对于新能源机组,在初期可以采用基于历史数据的方法,但随着新能源渗透率的不断增加,有必要参考世界各区域调度机构现采用的 EFC 或 ELCC 方法,尤其需要关注新能源与系统需求的相关性。而对于 DR 资源,目前主要可以参考美国对需求响应可信容量的计算方法,即基于其历史数据并考虑其在不同季节中的响应特性差异,以避免低估其容量提供能力,从而充分发挥其实际可用性。此外,也可以基于可靠性方法并计及需求响应不确定性对其容量可信度进行计算^[15]。

2) 设计多样化的容量产品。

PJM 中 DR 产品除了容量性能产品还有基本产品(2018/2019 和 2019/2020 交付年)、夏季时段产品(2020/2021 交付年),相比于容量性能产品的严苛要求,基本产品、夏季时段产品仅在部分时间有效,能够充分发挥 DR 资源的季节特性。此外,单一的 DR 容量产品从运行角度容易产生灵活性不足导致的电力短缺,不利于电网长久稳定运行;多样化的 DR 容量产品可以在其中一种无法提供容量服务时加以弥补。因此在容量市场发展的成熟阶段应参考 PJM 市场的容量产品设计,充分发挥各资源的灵活性响应特性,得以从不同维度维护系统的稳定运行,从而拓宽容量市场“覆盖面”;另一方面容量产品的标准化设计也将有利于市场整体的管理。

3) 合理设置容量协议时限。

PJM 容量市场中近年来 DR 资源出清容量呈下降趋势(图 12),容量市场的出清价格也有较大的跌幅,除了 PJM 增加容量性能产品需求的因素,另一个原因是美国联邦能源管理委员会 FERC 所颁布的

745 号法令降低了 DR 资源参与批发市场的门槛。相较而言,容量市场的经济激励不足,DR 资源参与积极性降低^[59]。为避免中国容量市场中产生类似的问题,可以通过设置较长时限的容量合约,为灵活性资源在未来几年提供保障性收入,降低其市场风险,增加参与积极性。尤其是在如新能源等新建机组参与容量市场时,长时间的容量协议时限将更有利于新能源机组投资商的成本收回,从而促使新能源装机的增长。但是较长的协议时限可能会降低购买容量成本,甚至投资者将面临需长期持续提供容量的风险^[73]。

4) 周期、动态变化容量市场目标容量。

美国加州 2020 年 8 月由于装机容量不足导致了轮流停电现象,部分原因在于美国 CAISO 自 2004 年至今一直采用政府核定的 15% 的装机裕度^[74],没有考虑负荷峰值预测调整、发电装机构成、负荷预测不确定性等因素变化的影响。我国湖南省在 2020 年冬由于极寒天气导致用电高峰提高且提前的软缺电现象也与系统总装机容量不足有关^[75]。因此在容量市场确定目标容量时可以参考美国 PJM 的做法,关注高比例新能源背景下系统的新态势,且应考虑系统在夏、冬两季的极端容量需求及容量资源的季节性特点,保障在一年中任何时段系统中均具备足够的可靠性容量。在每次市场拍卖中均考虑上述因素,从而调整容量市场目标容量,可以减少因容量不足引发的缺电现象。

4.3 构建全国各地协同的容量支持机制

我国各省资源禀赋各不相同,建设我国容量支持机制时应考虑全国各地一次能源及机组建设的互补性从而实现全国范围内资源的优化配置,有必要构建全国各地协同的容量支持机制。另一方面,全国各地电力市场发展进程参差不齐,市场规则差异较大,但对于各地的容量支持机制建设应通盘统筹考虑。

1) 激励容量的跨省跨区交易。

由于我国各区域电源结构差异很大,青海甘肃等中西部省份电源装机容量远高于负荷需求^[76],因此,在为本省电网提供可靠性容量的同时还可以实现东中西部区域间的可靠性容量互济。当允许外部容量资源跨区域交付时,应考虑跨区域交付的通道输送能力。此外,当全国有条件建立统一容量市场机制时,可借鉴 PJM 的容量市场机制,以省为单位划分节点交付区域,各省形成不同的容量出清价格,充分发挥各省资源在全国范围内的优化配置。

2) 重视容量市场中一次能源供应充裕度问题。

美国德州在 2021 年 2 月中旬由于极寒天气导致天然气管线冻结、风机涡轮结冰无法发电以及我国多省今冬由于电煤供应紧张和火电机组节能降耗的双重压力再现“拉闸限电”现象都体现了市场设计中要考虑一次能源供应充裕度的重要性。因此,在容量市场中除了对容量进行补偿,还应考虑各机组一次能源是否供应充裕,确保容量供应“源头”无阻。另外面对我国各地间一次能源存在差异性的问题,应鼓励各省市间推进如“西气东输”等一次能源传输工程,并保障其供应的安全性。

3) 统筹全国各地的容量支持机制建设。

容量支持机制将影响电能量市场的价格,在我国跨省跨区电力交易日益频繁的大背景下,各省市的容量支持机制将产生耦合效应。如 A 省具备容量支持机制,与其有跨区电力交易的 B 省由于 A 省的容量充裕度增加, B 省系统内如容量不足,可选择增加向 A 省的购电量,而非建设新的机组,最终导致 B 省现货市场价格进一步降低。此举将使得 B 省内存量机组的投资成本回收难度进一步增加,且只有 A 省的用户、调度机构需要承担这部分的容量费用^[73]。此外,如各省补偿机制与力度推进步调不统一,将会造成市场效率降低,甚至会为系统的能源供应带来风险^[77-80]。如现北欧各国均采用战略备用政策,鉴于北欧各国能量耦合程度强,某一国采用容量市场不仅需对市场进行重大变革,还将影响到邻国的电力市场竞争,因此各国对于是否推进容量市场机制均呈现保留态度^[81]。鉴于以上原因,我国在推进容量支持机制建设时,各省市的机制建设推进及补偿力度应协调统一,尤其是有较多跨省跨区交易的省市间的容量支持机制应尽量保持一致。

5 结论

基于新能源及 DR 资源提供容量可靠性的必要性,本文综述了美国 PJM 及英国容量市场中新能源及 DR 资源参与的方式,并对容量市场的拍卖结果进行分析,当新能源发电日益成为主力军后,其容量可信度的评价方式非常关键,新能源渗透率增加导致峰荷时段后移,其容量可信度整体上将呈现下降趋势,可以通过配建储能或者将不同能源类型的可再生能源发电聚集打包提高其容量可信度;此外,容量市场将会是需求响应等用户侧灵活性资源获取收益的主战场,新能源及 DR 资源出清容量占申报容量的比例较高,可以考虑其与常规机组同平台竞价。

最后基于中国能源结构特点及 2020 年冬我国

个别省份限电现象,为我国未来容量市场的发展和建设提供以下思路:首先理性看待容量市场化机制的建设问题,需分阶段扩大提供可靠性容量的主体范围;其次设计适应于高比例新能源接入的容量支持机制市场规则,包括应用可衡量不同发电技术提供可靠性容量能力的方法、设计多样化的容量产品、合理设置容量协议时限和周期、动态变化容量市场目标容量;最后建设我国容量支持机制时应考虑全国各地一次能源及机组建设的互补性,构建全国各地协同的容量支持机制。

本文仅基于美国、英国的容量市场的运行结果、规则演变及相关理论角度对中国容量市场化机制建设提出了建议。但尚未对市场实际规则进行详细的仿真论证。后续将结合我国实际能源结构、现货市场规则特点等,建立具体的模型、设计相关算例以分析容量市场规则设计对于我国系统能源充裕度的影响。

参考文献

- [1] 曾鸣,王永利,张硕,等. “十四五”能源规划与“30-60”双碳目标实现过程中的12个关键问题[J]. 中国电力企业管理, 2021(1): 41-43.
- [2] 胡秦然,丁昊晖,陈心宜,等. 美国加州2020年轮流停电事故分析及其对中国电网的启示[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(24): 11-18.
HU Qinran, DING Haohui, CHEN Xinyi, et al. Analysis on rotating power outage in California, USA in 2020 and its enlightenment to power grid of China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(24): 11-18(in Chinese).
- [3] MCANANY J. 2020 demand response operations markets activity report: March 2021[R]. PJM Demand Side Response Operations, 2021.
- [4] 刘瑞丰,陈天恩,王睿,等. 构建清洁低碳发展的电力容量和灵活调节服务市场[J]. 中国电力企业管理, 2019(28): 36-40.
- [5] 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).
- [6] FANG Xin, HODGE B M, LI Fangxing. Capacity market model considering flexible resource requirements[C]//2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Portland, OR, USA: IEEE, 2018: 1-5.
- [7] 陈雨果,张轩,张兰,等. 南方(以广东起步)电力容量市场机制设计探讨[J]. 广东电力, 2020, 33(2): 45-53.
CHEN Yuguo, ZHANG Xuan, ZHANG Lan, et al. Discussion on mechanism design of Southern China (starting from Guangdong) power capacity market[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(2): 45-53(in Chinese).
- [8] FANG Xin, HU Qinran, BO Rui, et al. Redesigning capacity market to include flexibility via ramp constraints in high-renewable penetrated system[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 128: 106677.
- [9] BOTHWELL C, HOBBS B F. Crediting wind and solar renewables in electricity capacity markets: the effects of alternative definitions upon market efficiency[J]. The Energy Journal, 2017, 38(S1): 173-188.
- [10] 王秀丽,武泽辰,曲翀. 光伏发电系统可靠性分析及其置信容量计算[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 15-21.
WANG Xiuli, WU Zechen, QU Chong. Reliability and capacity value evaluation of photovoltaic generation systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 15-21(in Chinese).
- [11] AMARASINGHE P A G M, ABEYGUNAWARDANE S K. Capacity credit evaluation of wind and solar power generation using non-sequential Monte Carlo simulation[C]//2019 Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon). Moratuwa, Sri Lanka: IEEE, 2019: 205-210.
- [12] 张宁,康重庆,肖晋宇,等. 风电容量可信度研究综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(1): 82-94.
ZHANG Ning, KANG Chongqing, XIAO Jinyu, et al. Review and prospect of wind power capacity credit[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(1): 82-94(in Chinese).
- [13] LV Ying, SUN Shuming, ZENG Pingliang, et al. Capacity credit value calculation for centralized wind and PV bundled power[C]//10th International Conference on Advances in Power System Control, Operation & Management. Hong Kong, China: IET, 2015: 1-6.
- [14] MAJUMDAR A, KHADEM S. Role of virtual power plants in capacity markets[C]//2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA). Rome, Italy: IEEE, 2018: 1-6.
- [15] FENG Jiahuan, ZENG Bo, ZHAO Dongbo, et al. Evaluating demand response impacts on capacity credit of renewable distributed generation in smart distribution systems[J]. IEEE Access, 2017, 6: 14307-14317.
- [16] 何俊,邓长虹,徐秋实,等. 风光储联合发电系统的可信容量及互补效益评估[J]. 电网技术, 2013, 37(11): 3030-3036.
HE Jun, DENG Changhong, XU Qiushi, et al. Assessment on capacity credit and complementary benefit of power generation system integrated with wind farm, energy storage system and photovoltaic system[J]. Power System Technology, 2013, 37(11): 3030-3036(in Chinese).
- [17] AALAMI H A, MOGHADDAM M P, YOUSEFI G R. Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs[J]. Applied Energy, 2010, 87(1): 243-250.
- [18] LYNCH M A, NOLAN S, DEVINE M T, et al. The impacts of demand response participation in capacity markets[J]. Applied Energy, 2019, 250: 444-451.
- [19] NYISO. Announcement concerning the installed capacity market for the 1999 winter capability period[EB/OL]. (1999-09-23)[2021-12-16]. <https://www.nyiso.com/documents/20142/1402304/icapnotc.pdf/347312cc-456f-5317-e657-0df95a76e033>.
- [20] ISO-NE. Results of the annual forward capacity auctions[EB/OL]. [2021-12-16]. <https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets#fcaresults>.
- [21] MISO. MISO clears first annual capacity auction (prnewswire.com) [EB/OL]. (2013-04-05)[2021-12-16]. <https://www.prnewswire.com/news-releases/miso-clears-first-annual-capacity-auction-201664421.html>.
- [22] 谢开. 美国电力市场运行与监管实例分析[M]. 北京: 中国电力出版社, 2017: 162-163, 217, 251.
- [23] PJM. RPM 101: overview of reliability pricing model[EB/OL]. (2017-04-18)[2021-04-01]. <https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/rpm/rpm-101-overview-of-reliability-pricing-model.ashx>.
- [24] HEPTONSTALL P J, GROSS R J K. A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids[J].

- Nature Energy, 2021, 6(1): 72-83.
- [25] HIRTH L, UECKERDT F, EDENHOFER O. Integration costs revisited - an economic framework for wind and solar variability[J]. Renewable Energy, 2015, 74: 925-939.
 - [26] MISO. Planning year 2020-2021 wind & solar capacity credit December 2019[EB/OL]. (2019-12-13)[2021-04-01]. <https://cdn.misoenergy.org/2020%20Wind%20&%20Solar%20Capacity%20Credit%20Report408144.pdf>.
 - [27] Capacity Market & Demand Response Operations. PJM manual 18: PJM capacity market[EB/OL]. (2021-10-20)[2021-12-16]. <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m18.ashx>.
 - [28] MISO. Resource adequacy business practice manual[R]. Indiana: MISO, 2016.
 - [29] NYISO. Installed capacity manual[EB/OL]. (2021-12-15)[2021-12-16]. https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/icap_mnl.pdf/234db95c-9a91-66fe-7306-2900ef905338.
 - [30] ISO-New England. ISO New England manual for the forward capacity market (FCM) Manual M-20[EB/OL]. (2019-10-04)[2021-12-16]. https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2018/10/manual_20_forward_capacity_market_rev25_20181004.pdf.
 - [31] 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.
 - [32] MARK S. ELCC Explained: the critical renewable energy concept you've never heard of[EB/OL]. (2020-10-12)[2021-04-01]. <https://blog.ucsusa.org/mark-specht/elcc-explained-the-critical-renewable-energy-concept-youve-never-heard-of>.
 - [33] AWARA S, LYNCH M, PFENNINGER S, et al. Capacity value of solar power and other variable generation[J]. arXiv preprint arXiv: 2007. 09015v1, 2020.
 - [34] PJM System Planning Department. PJM manual 21: rules and procedures for determination of generating capability[EB/OL]. (2019-05-01)[2021-04-01]. <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/pc/20190307/20190307-item-06d-manual-21-revision-13-clean.ashx>.
 - [35] Resource Adequacy Planning Committee. Effective load carrying capability (ELCC) analysis for wind and solar resources [EB/OL]. (2019-02-07)[2022-03-12]. <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/pc/20190110/20190110-item-14a-elcc-analysis.ashx>.
 - [36] PJM. RPM commitment by fuel type & delivery year 2007/08-2022/23[EB/OL]. (2021-06-19)[2021-12-16]. <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/rpm-commitment-by-fuel-type-by-dy.ashx>.
 - [37] PJM. 2019/2020 RPM base residual auction results[EB/OL]. (2021-02-09)[2021-04-01]. <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2019-2020-base-residual-auction-report.ashx>.
 - [38] NEWSROOM E. Onshore wind poised for first foray into capacity market[EB/OL]. (2019-11-29)[2021-04-01]. <https://www.edie.net/news/10/Onshore-wind-poised-for-first-foray-into-Capacity-Market/>.
 - [39] National Grid ESO. National Grid ESO electricity capacity report[R]. London: National Grid ESO, 2020.
 - [40] MASTROPIETRO P, RODILLA P, BATLLE C. De-rating of wind and solar resources in capacity mechanisms: a review of international experiences[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 112: 253-262.
 - [41] National Grid ESO. De-rating factor methodology for renewables participation in the capacity market[R]. London: National Grid ESO, 2019.
 - [42] ZHOU Yutian, MANCARELLA P, MUTALE J. Framework for capacity credit assessment of electrical energy storage and demand response[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(9): 2267-2276.
 - [43] ZACHARY S, WILSON A, DENT C. The integration of variable generation and storage into electricity capacity markets[J]. arXiv preprint arXiv: 1907.05973, 2019.
 - [44] BURKE D, LLOYD G, RIMMER D, et al. EMR delivery body consultation-De-rating factor methodology for renewables' participation in the CM[R]. London: National Grid ESO, 2019.
 - [45] National Grid ESO. Markets roadmap to 2025[R]. London: National Grid ESO, 2021.
 - [46] NATIONALGRID. Provisional auction report-2020 four year ahead capacity auction (T-4)[R]. London: National Grid ESO, 2021.
 - [47] NATIONALGRID. Auction report-2020 four year ahead capacity auction (T-4)[R]. London: National Grid ESO, 2021.
 - [48] MISO. Planning year 2019-2020 loss of load expectation study report[R]. Indiana: MISO, 2018.
 - [49] SÖDER L, TÓMASSON E, ESTANQUEIRO A, et al. Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 119: 109540.
 - [50] BOROZAN S, EVANS M P, STRBAC G, et al. Contribution of energy storage to system adequacy and its value in the capacity market[C]//2019 IEEE Milan PowerTech. Milan, Italy: IEEE, 2019: 1-6.
 - [51] PJM. Effective load carrying capability (ELCC) [EB/OL]. (2020-04-07)[2022-03-12]. <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/ccstf/2020/20200407/20200407-item-04-effective-load-carrying-capability.ashx>.
 - [52] ECHEVARRIA J. German negative day-ahead price frequency to hit record[EB/OL]. (2020-06-01)[2021-04-01]. <https://www.argusmedia.com/en/news/2110290-german-negative-dayahead-price-frequency-to-hit-record>.
 - [53] International Energy Agency. Electricity market report[R]. Paris: International Energy Agency, 2020.
 - [54] NOLAN S, O'MALLEY M. Challenges and barriers to demand response deployment and evaluation[J]. Applied Energy, 2015, 152: 1-10.
 - [55] NOLAN S, O'MALLEY M, HUMMON M, et al. A methodology for estimating the capacity value of demand response[C]//2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition. National Harbor, MD, USA: IEEE, 2014: 1-5.
 - [56] 陈新仪, 严正, 魏学好, 等. PJM 电网需求响应模式及其启示[J]. 中国电力, 2015, 48(4): 113-120.
CHEN Xinyi, YAN Zheng, WEI Xuehao, et al. Insight into demand response in PJM interconnection and its enlightenment to China[J]. Electric Power, 2015, 48(4): 113-120(in Chinese).
 - [57] PJM. Load management performance report - 2019/2020[EB/OL]. (2020-09-01)[2022-03-12]. <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/dsr/2019-2020-dsr-activity-report.ashx>.
 - [58] PJM. Demand response strategy[EB/OL]. (2017-06-28)[2021-04-01]. <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/demand-response/20170628-pjm-demand-response-strategy.ashx>.
 - [59] WALTON R. What's the future for demand response under PJM's new capacity and aggregation rules?[EB/OL]. (2017-05-31)[2021-08-01]. <https://www.utilitydive.com/news/whats-the-future-for-demand-response-under-pjms-new-capacity-and-aggregat/443833/>.
 - [60] LOCKWOOD M, MITCHELL C, HOGGETT R. Incumbent lobbying as a barrier to forward-looking regulation: the case of demand-side response in the GB capacity market for electricity[J]. Energy Policy,

- 2020, 140: 111426.
- [61] 侯孚睿, 王秀丽, 锁涛, 等. 英国电力容量市场设计及其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).
- [62] EVANS S. Q&A: What next for UK capacity market after surprise EU ruling?[EB/OL]. (2018-11-22)[2021-08-01]. <https://www.carbonbrief.org/qa-what-next-for-uk-capacity-market-after-surprise-eu-ruling>.
- [63] LEMPRIERE M. Barriers for storage and DSR removed from the capacity market[EB/OL]. (2020-05-21)[2021-04-01]. <https://www.current-news.co.uk/news/barriers-for-storage-and-dsrs-removed-from-the-capacity-market>.
- [64] National Grid ESO. DSR De-rating Information[R]. London: National Grid ESO, 2015.
- [65] CAISO curtails more renewables as solar expands, pandemic skews demand[EB/OL]. (2020-07-14)[2021-04-01]. <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/caiso-curtails-more-renewables-as-solar-expands-pandemic-skews-demand-59330538>.
- [66] 王睿, 刘瑞丰, 刘庆, 等. 英美发电容量市场及建设触发条件对我国的启示[J]. 价格理论与实践, 2020(6): 72-75, 133.
WANG Rui, LIU Ruifeng, LIU Qing, et al. Construction experience, trigger conditions & reference significance of generation capacity market in UK and US[J]. Price: Theory & Practice, 2020(6): 72-75, 133(in Chinese).
- [67] 喻芸, 荆朝霞, 陈雨果, 等. 电力市场环境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).
- [68] 郭乐, 张丹丹. 几种基于可靠性指标的容量支持机制电力市场分析[J]. 华电技术, 2019, 41(11): 12-17, 45.
GUO Le, ZHANG Dandan. Analysis on several capacity support mechanisms in electric market based on reliability index[J]. Huadian Technology, 2019, 41(11): 12-17, 45(in Chinese).
- [69] 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).
- [70] ASHOKKUMAR PARMAR A, PRANAV B DARJI B. Capacity market functioning with renewable capacity integration and global practices[J]. The Electricity Journal, 2020, 33(2): 106708.
- [71] LIN J, VATANI B. Impact of capacity market design on power system decarbonization[C]//2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM). Dresden, Germany: IEEE, 2017: 1-6.
- [72] BROEER T, TUFFNER F K, FRANCA A, et al. A demand response system for wind power integration: greenhouse gas mitigation and reduction of generator cycling[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2018, 4(2): 121-129.
- [73] International Energy Agency. Re-powering markets[R]. Paris: International Energy Agency, 2016.
- [74] MILLIGAN M, PORTER K. Determining the capacity value of wind: an updated survey of methods and implementation[R]. Office of Scientific & Technical Information Technical Reports, Golden: National Renewable Energy Lab, 2005.
- [75] 何姣, 王双, 宋雯静, 等. 湖南省限电的成因及化解对策[J]. 中国电力企业管理, 2021(1): 18-21.
- [76] 西北能监局. 2018年西北区域新能源并网运行情况[R]. 西安: 西北能监局, 2019.
- [77] 张涛, 胡娱欧, 张晶, 等. 适应高比例新能源发展的电力市场容量保障机制分析[J]. 电力建设, 2021, 42(3): 117-125.
ZHANG Tao, HU Yuou, ZHANG Jing, et al. Analysis of power market capacity remuneration mechanisms adapted to high penetration of renewable energy development[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(3): 117-125(in Chinese).
- [78] BUCKSTEEG M, SPIECKER S, WEBER C. Impact of coordinated capacity mechanisms on the European power market[J]. The Energy Journal (Cambridge, Mass.), 2019, 40(2): 221.
- [79] CEPEDA M. Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets[J]. Energy Policy, 2018, 119: 28-40.
- [80] 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.
- [81] Energinet.dk. Final report market model 2.0[R]. Erritsø: Energinet.dk, 2017.



王蓓蓓

在线出版日期: 2022-03-07。

收稿日期: 2021-08-25。

作者简介:

王蓓蓓(1979), 女, 通信作者, 副教授, 博士生导师, 研究方向为需求侧管理与需求响应、电力系统运行与控制、电力市场等, E-mail: wangbeibei@seu.edu.cn;

亢丽君(1998), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统灵活性、需求侧管理等, E-mail: kanglj_seu@qq.com。

(责任编辑 王金芝)