

高水电占比西南电力调峰辅助服务市场构建

文旭^{1,2*}, 杨可¹, 毛锐¹, 赵永龙¹, 匡仲琴¹, 罗保松¹, 樊东¹

(1. 国家电网公司西南分部 四川省 成都市 610041;

2. 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室(重庆大学) 重庆市 沙坪坝区 400030)

Construction of Peak Regulation Auxiliary Service Market for Southwest Power Grid with High Proportion of Hydropower in China

WEN Xu^{1,2*}, YANG Ke¹, MAO Rui¹, ZHAO Yonglong¹, KUANG Zhongqin¹, LUO Baosong¹, FAN Dong¹

(1. Southwest Subsection of State Grid, Chengdu 610041, Sichuan Province, China; 2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Shapingba District, Chongqing 400030, China)

Abstract: This paper proposes a novel method to construct the first peak regulation auxiliary service market using specialty of southwestern in China, which does not adopt market mechanism of incremental income, no deduction priority and province priority. It is also the peak regulation auxiliary service market with high proportion of hydropower in China. Firstly, this paper demonstrates the necessity and exemplary significance of the market construction for Southwest power grid. Secondly, a solution to build the market is given. The solution aims to reducing spill water, increase electricity output and promote the flexibility of thermal power regulation, which includes several core elements, such as market price mechanism, intra-provincial and inter-provincial market coordination and adjustment mode of thermal power priority plan. And, the core elements such as transaction varieties, clearing model, market mode and business process are designed. Finally, the calculation shows that the annual transaction scale and economic benefits meet the needs of market cultivation and development. The establishment of this market is of great practical significance to promote the consumption of clean energy and enhance the flexibility of power grid regulation.

Keywords: high proportion of hydropower; peak regulation market; electricity price mechanism; mandatory apportionment; hydropower consumption; southwest power grid

摘要: 结合西南电网高水电占比特征, 基于“增量收益、不扣优先、省内优先”的理念, 构建了中国首个非强制分摊市场化、具有西南特色的电力调峰辅助服务市场。首先, 论证了西南电力调峰辅助服务市场建设的必要性; 其次, 以促进水电减弃增发和火电调节灵活性为目标, 给出了西南电力

调峰辅助服务市场价格、省内与省间市场协调、火电优先计划保障等核心机制解决方案; 然后, 设计了交易品种、出清流程、市场模式、业务流程等核心要素解决方案; 最后, 测算表明年度交易规模 and 经济效益满足市场培育和发展的需要。本市场的建立对促进清洁能源消纳和提升电网调节灵活性具有现实意义。

关键词: 高水电占比; 调峰市场; 电价机制; 强制分摊; 水电消纳; 西南电网

0 引言

电力辅助服务市场是促进清洁能源消纳和提高电网调节灵活性的重要手段^[1-2]。随着中国西部地区清洁电力装机规模的不断扩大, 加之本地消纳的局限性, 导致“三弃”(弃水、弃风、弃光)问题突出, 而电力受端地区以火电为主的电源结构在消纳区外清洁能源的同时面临较大调峰压力^[3-5]。如何利用辅助服务市场机制“无形的手”在促进清洁电力大范围消纳的同时, 实现电网灵活性提升具有重要的工程价值。

2017年11月, 国家能源局要求深化电力辅助服务补偿市场机制, 开展电力辅助服务市场建设^[6]。2018年3月, 国家发展改革委进一步要求充分挖掘电网运行空间, 提高资源优化配置效率, 促进清洁能源消纳, 积极建立电力辅助服务市场以提高电力企业提供辅助服务积极性^[7]。电力调峰辅助服务的本质是通过短时电力调节实现电力电量平衡, 国外一般通过现货市场来实现^[8-10]。就中国来看, 截至2020年6月底, 区域电网层面的东北、西北、华北、华东、华中^[11-15],

以及省级电网层面的福建、甘肃、宁夏、山东、江苏、新疆、重庆等电力调峰辅助服务市场（简称调峰市场）^[16]均已启动试运行或正式运行，取得积极成效并呈现四大特征。

一是均采用机组自主报价且加大了调峰补偿力度，以激发市场活力；二是大部分调峰辅助服务提供主体为火电、水电等具有灵活调节能力的常规电源；三是一般采用卖方单向报价、集中竞争、统一价格出清方式，再采用“按需、按序、价格优先”原则调用，最后将调峰费用按电量或电费比例分摊给对系统调峰贡献不大的机组；四是交易品种主要为深度调峰和启停调峰。

当前，由于充分发挥了资源禀赋、新能源补贴和大电网互联等优势，调峰市场建设工作成效最为显著的为东北和西北电网^[11-12]。东北调峰市场自2014年10月正式运行以来，年均有偿调峰电量约31.34亿kWh，年均补偿费约16.0亿元，年均机组启停补偿费0.43亿元，年均促进新能源消纳105.56亿kWh；西北调峰市场于2018年11月试运行，年促进新能源消纳约68亿kWh。东北和西北调峰市场的建立，在促进新能源消纳的同时有效缓解了低谷调峰困难，确保了电网安全稳定运行。但其市场的价格机制均采用“强制分摊”模式，不能真实反映电力商品属性和绝大多数市场主体意愿，且没有与中长期电能量市场价格信号保持一致，缺乏完整的市场价格发现机制，逐步显现出“新能源消纳改善但效益更差”的困局，就其本质而言还是在传统计划框架内做市场，其可持续性有待商榷^[16]。

2019年6月，渝鄂直流背靠背工程正式投运，西南与华中电网正式异步运行^[17]，网内省间输电通道能力得到提升，西南电网具备了开展调峰市场建设的电网条件。然而，与东北、西北调峰市场价格机制不同，西南地区以水电为主，不能享受新能源高额补贴，故东北、西北调峰市场的价格机制无法完全复制到西南电网，必须在借鉴基础上探索一条具有西南特色的调峰市场建设之路。

鉴于此，本文在深入剖析西南电网特别是川渝电网资源禀赋、电源结构、国家政策等基础上，首先，论证了高水电占比西南调峰市场建设的必要性；其次，以促进水电减弃增发和火电调节灵活性为目标，基于“增量收益、不扣优先、省内优先”（简称“一增量两优先”）的理念，提出了西南调峰市场价格机制、火电机组优先计划保障机制、省内与省间市场协调机制等核心机制解决方案；然后，设计了交易品

种、出清机制、业务流程等市场整体架构；最后，测算表明所建市场交易规模和经济效益能够满足市场培育和发展的需要。

1 西南地区资源特征及调峰市场建立的必要性

如引言所述，由于电力调峰市场建设没有固定模式，其与资源禀赋、电网结构、电源结构、电价水平、市场化改革进程、国家政策等因素密切相关。据此，首先剖析西南电网基本特征，为西南调峰市场的建设打下基础。

1.1 西南地区资源特征及市场化改革进程

特征1：清洁能源基地。

西南电网覆盖四川、重庆、西藏3省（市、自治区），是中国重要清洁能源基地。

西南水电资源主要集中在雅鲁藏布江、怒江、澜沧江、金沙江、雅砻江、大渡河、岷江、嘉陵江、乌江等9大流域，技术可开发容量3.23亿kW。另外，西南风电技术可开发总容量0.7亿kW，主要集中在四川西南山区和西藏中部地区；西南光伏技术可开发容量超6亿kW，主要集中在西藏大部分地区和四川西南山区（限于开发难度、输电通道和市场需求，目前西南光伏开发程度较低）^[18]。

截至2020年6月底，西南电网水电装机8382万kW，占总装机的70%，是中国水电装机最大、水电占比最高、水电外送占比最大、平均用电负荷最小的区域电网。随着未来持续大规模开发，西南水电将推动西南电网不断向西部纵深延伸，到2025年和2035年，西南水电装机将分别达到1.88亿kW和2.89亿kW，是目前装机规模的2.2倍和3.4倍。

特征2：水电出力“丰余枯缺”“谷余峰缺”。

从资源禀赋特征看，西南电网径流式水电占水电总装机的60%，其出力受季节性来水影响较大，呈“丰余枯缺”特征（枯水期出力约为丰水期1/3）。丰水期（6—10月），西南水电年度外送规模在1000亿kWh左右，最大负荷6735万kW，峰谷差达50%，低谷水电大量富余，呈“谷余峰缺”特征，2020年低谷调峰弃水预计约100亿kWh，规模与2019年乐山市年全社会用电量相当^[18]；枯水期（1—4、12月），西南水电出力不足，需外购西北高价电确保电力平衡。

特征3：水电价格优势明显。

从电价比较优势看，以2019年为例，西南地区（主要为四川省）已开发水电上网标杆价0.305元/kWh，2010年前投产电站平均上网标杆价0.288元/kWh，外送一条线水电上网均价0.210元/kWh，纯低谷水电外送上网均价约0.130元/kWh，远低于全国火电含脱硫标杆均价约0.374 5元/kWh，2019年西南水电上网价与全国各地火电标杆价比较如表1所示。另外，为体现西南水电不同季节（水期）商业价值，四川水电实行浮动电价机制，即枯水期电价上浮24.5%，丰水期下浮24.0%，呈“丰低枯高”特征。

据此，丰水期西南水电外送电价优势明显，水电丰水期大规模外送在保障消纳地区电力供应的同时，可有效减低消纳地区购电成本，实现经济效益最大化。

表1 2019年西南水电外送上网均价与各地火电标杆价比较
Table 1 Comparison of grid price of hydropower in Southwest and benchmark price of thermal power in various provinces in 2019
元/kWh

排序	地区	价格	排序	地区	价格	排序	地区	价格
1	广东	0.450 5	12	福建	0.393 2	23	陕西	0.354 5
2	湖南	0.450 0	13	江苏	0.391 0	24	贵州	0.336 3
3	海南	0.419 8	14	安徽	0.384 4	25	云南	0.335 8
4	湖北	0.416 1	15	河南	0.377 9	26	山西	0.332 0
5	上海	0.415 5	16	辽宁	0.374 9	27	青海	0.324 7
6	浙江	0.415 3	17	黑龙江	0.374 0	28	甘肃	0.307 8
7	江西	0.414 3	18	吉林	0.373 1	29	蒙东	0.303 5
8	广西	0.414 0	19	冀北	0.372 0	30	蒙西	0.282 9
9	四川	0.401 2	20	天津	0.365 5	31	宁夏	0.259 5
10	重庆	0.396 4	21	河北	0.364 4	32	新疆	0.256 0
11	山东	0.394 9	22	北京	0.359 8	33	西南	0.210 0

表1中需说明的是，考虑“西电东送”国家战略、输电通道以及其他区域资源禀赋情况，西南水电消纳的主要目标市场为华东、华中、华北、西北以及重庆地区。

特征4：通道有效支撑资源配置。

从资源配置通道看，西南电网通过跨区跨省互联输电通道实现不同季节、不同时段电力资源优化配置和电力保障，截至2020年6月底电网互联情况如图1所示^[17-18]。

由图1可见，在西南电网区内跨省通道互联方面^[17]：四川电网通过川渝输电通道与重庆电网互联，通过川藏输电通道与西藏电网互联。在跨区通道互联方面：

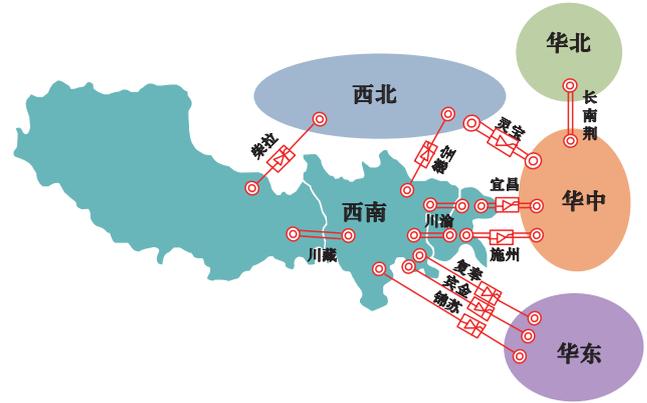


图1 西南电网跨区跨省输电通道互联示意图

Fig. 1 Schematic diagram of trans-provincial power channels of Southwest power grid

西南电网通过德宝直流、柴拉直流与西北电网互联；通过宜昌、施州直流与华中电网互联；通过复奉、锦苏、宾金三大特高压直流与华东电网互联；借助德宝直流、长南荆特高压输电通道与水电消纳目标市场华北电网互联。其中，要特别指出的是，作为四川水电消纳的传统目标市场，重庆电网和华中电网共用川渝输电通道。

特征5：川渝藏三地资源互补性强。

从资源互补特性看，四川为水电型、外送型电网：水电装机6637万kW，占其总装机的82%，最大负荷4504万kW，丰水期水电特别是低谷水电就地消纳困难。重庆为火电型、受电型电网：火电装机1436万kW，占总装机的65%，深度调峰改造空间大，同时用电负荷峰谷差大，最大负荷2166万kW，消纳川电潜力大。西藏为小规模、水光型电网：水电装机168万kW，占总装机的49%；光伏装机126万kW，占总装机的37%，最大负荷149万kW；预计2020年，西藏“弃水弃光”将达到20.0亿kWh，规模较四川弃水电量相对小。

特征6：川渝藏三地利益诉求各异。

从市场化改革进程看，随着新一轮电力体制改革的持续推进，川渝藏三地市场化改革取得显著成效，但也呈现利益主体多、协调难度大的局面：四川作为中国重要的水电送出基地，水电外送消纳矛盾突出；重庆作为国内电改前沿阵地，降低用能成本需求迫切，市场主体博弈矛盾集中；西藏作为清洁能源富集的民族地区，藏区帮扶、脱贫攻坚和清洁能源消纳矛盾交织^[17-18]。

据此，综合资源禀赋、输电通道、资源互补、市场化改革进程，可充分利用川渝藏三地资源互补特性，发挥西南电网省间输电通道能力优势建立西

南调峰市场,以促进川藏两地减弃增发和重庆火电调节灵活性改造。在交易品种上,西南调峰市场应首先从当前最紧迫的低谷调峰起步,后续逐步扩大到其他交易品种;从地区看,西南调峰市场应首先从市场化改革最成熟的川渝地区起步,后续逐步扩大到西藏地区。

1.2 市场建设紧迫性

2014年6月,国家能源局将跨省跨区交易电量纳入了电力辅助服务补偿机制范畴^[19];2017年底,国家能源局进一步提出要在2019—2020年配合现货市场建设试点开展调峰市场建设,为构建调峰市场提供了政策支持。

2019年6月,渝鄂直流背靠背工程投运后,以川渝电网为主体的西南电网一体化特征愈加明显。同时,四川水电快速发展,丰水期四川弃水特别是低谷弃水和重庆火电低谷调峰矛盾问题较为突出,现行以省为实施主体的电力调峰市场补偿机制已难以适应形势发展迫切需要。为进一步还原电力商品属性,打破省间壁垒,在更大范围实现资源优化配置,构建有效竞争的市场结构和市场体系,亟待建立以川渝跨省调峰市场为切入点的西南调峰市场。

2020年1月,中央明确提出实施成渝地区双城经济圈发展战略,要求统筹推进成渝地区发展,促进各类生产要素合理流动和高效集聚。同年7月,川渝两地签订合作协议^[20],明确提出要推进川渝电力一体化,促进区域经济协调发展,也迫切需要加快西南调峰市场建设。

2 西南调峰市场的构建

2.1 整体建设思路

结合四川水电高占比特征以及川渝电源结构互补性和电网运行特点,因地制宜创新价格机制,确保省间与省内市场有序衔接,严格区分市场电和计划电界面,基于“增量收益、不扣优先、省内优先”的理念,加强市场机制顶层设计,以建立川渝跨省电力调峰市场为切入点,逐步建立健全市场机制,在提升重庆火电调节灵活性的同时促进四川水电外送消纳。

2.2 核心机制设计

2.2.1 基于“增量收益”理念的价格机制设计

价格机制是市场建设的核心,以下在分析其他区

域电网调峰服务市场价格机制利弊基础上,给出西南调峰市场价格机制设计方案。当前其他各区域电网调峰市场调峰费用价格机制^[21-24]如表2所示。

表2 各区域电网调峰费用价格机制
Table 2 Price mechanism of peak regulation cost of different regional grids

华中	西北	华东	华北	东北
由可再生能源发电机组和调峰未达标的火电机组承担调峰服务费	由新能源源机组承担调峰服务费	由发电负荷率高于平均值的火电机组承担调峰服务费	由新能源机组与发电负荷率高于平均值的火电机组承担调峰服务费	由新能源机组、核电机组以及发电负荷率在50%以上的火电机组承担调峰服务费

均属强制分摊模式。其中,由于“三北”地区新能源补贴较高,“三北”市场实施成效好于华东、华中市场

在表2中,华中、西北、华东、华北、东北电网“强制分摊”调峰服务价格机制运行机理剖析如图2。

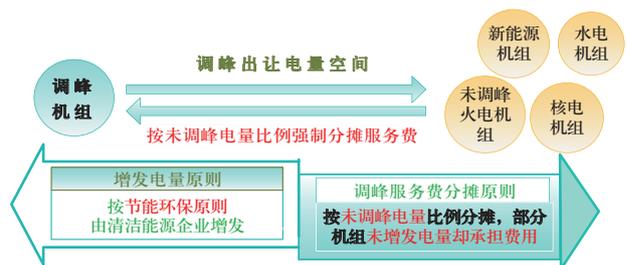


图2 调峰市场强制分摊运行机理示意图

Fig. 2 Schematic diagram of forced apportionment mechanism of traditional peak regulation market

由图2可见,其他区域调峰市场“强制分摊”价格机制的本质在于电量增发原则和调峰服务费分摊原则的不一致,其优点在于由于调峰服务费的分摊市场主体较多,可以以较高的补偿费用快速促进火电机组深调改造。但该机制本质上与中长期电能量市场的价格信号背离,还属于计划经济(或者半市场化)的范畴,已受到众多调峰费用分摊方的明确反对。据此,本文基于“增量收益”理念,采用市场化模式设计西南调峰市场价格机制原理。

在调峰市场中只有获得增发电量的机组才承担调峰服务费,即在调峰市场中已在中长期或者现货电能量中确定了电力曲线但没获得增发电量的市场主体不用承担调峰服务费。其经济学原理为中长期或者现货电能量市场中的电力曲线价格已体现了电力时间属性(即对应的调峰责任和权益)。本文基于“增量收益”

理念设计的西南调峰市场价格机制如图3所示。

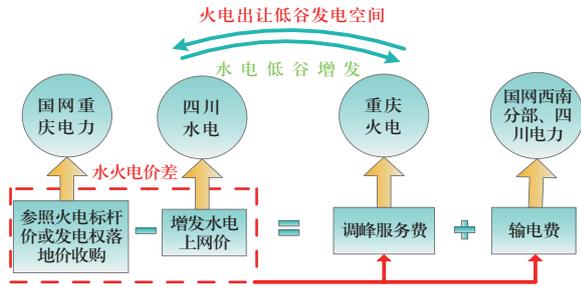


图3 基于“增量收益”理念的市场价格机制示意图

Fig. 3 Schematic diagram of the price mechanism using incremental income

由图3可见，重庆火电参与西南调峰市场出让低谷发电空间，四川水电据此获得增量发电空间送出低谷水电到重庆，四川水电获得减弃增发收益，利用重庆火电标杆价（或者跨省发电权落地价^[15]）与四川低谷增发水电价差支付给重庆提供调峰服务的火电以及国网西南分部、四川电力输电费。上述价格机制可公式化表达为

$$P_{JZ} - P_S = P_{S1} + P_{S2} + P_{H,B} \quad (1)$$

式中： P_S 表示四川水电参与西南调峰市场增发电量电价，由供需形势及重庆火电报价决定； P_{JZ} 表示四川水电机组增发电量送重庆落地价，可由政府确定，为常数； P_{S1} 、 P_{S2} 分别表示四川水电外送省内输电价和西南电网省间输电价，二者均由国家输配电电价政策确定，为常数； $P_{H,B}$ 表示西南调峰市场出清后重庆火电机组获得的调峰服务价，由市场竞价形成。

结合式（1）的价格机制，参照重庆跨省发电权交易落地价0.366 8元/kWh，重庆火电标杆价0.396 4元/kWh，国网四川电力水电外送输电价0.03元/kWh，西南电网输电价0.01元/kWh（本处忽略线损折价），按四川水电收益以0.01元/kWh的间隔从0.07元/kWh逐步增加到0.16元/kWh设计10种仿真方案，采用全额出清法测算各方收益^[25]变化曲线如图4所示。

由图4可见，由于电网企业度电输电收益由政府核定，与市场竞价无关，故国网西南分部、四川电力获得输电收益分别均为0.01元/kWh和0.03元/kWh，在各测算方案中均保持不变。鉴于跨省调峰服务本质上是一种特殊的跨省发电权交易^[15]，参照政府制定的跨省发电权重庆落地价0.366 8元/kWh测算，以重庆火电标杆价为基准，各方案中国网重庆电力均可获得0.029 6元/kWh增量收益（目前该部分收益政府一般会统筹提取用于降低用能成本等）。

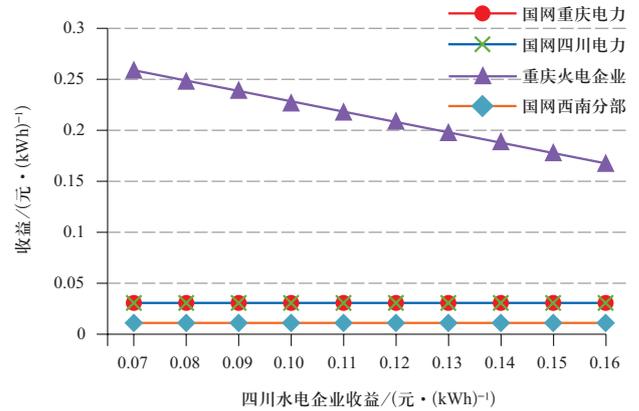


图4 所建电价机制下各方收益变化图

Fig. 4 The graph of changes in the revenue of all parties under the electricity price mechanism built

另外，在0.25元/kWh火电机组调峰服务标准下，四川水电上网价为0.768元/kWh，可基本维持水资源费、税收等运行成本。再考虑四川水电参与西南调峰市场的川渝输电通道是与中长期市场四川水电送华中中的共用输电通道，2020年四川低谷水电送华中为0.13元/kWh，该电价对应四川水电参与西南调峰市场支付给重庆火电的调峰服务费为0.196 8元/kWh。

综上，兼顾四川水电减弃增发和重庆火电深度调峰灵活性改造、市场培育等因素，设计重庆火电参与西南调峰市场的申报价分3档，各档申报上限如表3所示。

表3 重庆火电机组分档申报价上限

Table 3 Upper limit of declared price of Chongqing thermal power unit

报价档位	调峰深度分档	报价上限 / (元·(kWh) ⁻¹)
1	0% < 调峰深度 ≤ 10%	0.15
2	10% < 调峰深度 ≤ 20%	0.20
3	20% < 调峰深度	0.25

需要说明的是，从方法论上讲本测算采用了固定四川水电送重庆落地价的方法倒推四川水电收益，反之也可采用固定四川水电送出价顺推四川水电送重庆落地价的方法测算各方效益，由于式（1）是线性关系，本质上2种方法效果一致。另外，构建的西南调峰市场四川低谷水电送重庆落地价也可参考重庆火电标杆价模式测算各方收益，其基本原理与采用跨省发电权落地价测算类似，不再赘述。

2.2.2 基于“不扣优先”理念的火电机组优先计划保障机制设计

火电机组参与调峰市场出让的低谷发电空间是否

视为已发电量、是否对等扣除优先发电计划问题涉及发电企业核心经济利益。当前,各区域电网结合自身资源禀赋及市场培育情况,设计的火电机组优先计划处理机制^[21-24]如表4所示。

表4 各区域调峰市场火电机组优先计划处理机制比较

Table 4 Comparison of adjustment mechanism of thermal power priority plan between peak regulation market of different regional grids

华中	西北	华东	华北	东北
扣减优先发电计划			不扣减优先发电计划	

表4中“不扣减”的含义为:火电机组参与调峰市场服务费为增量收益,不扣除机组年度优先发电计划^[18-19]。据此,不扣减和扣减火电机组优先计划市场机制中火电机组收益,可分别表述为

$$J_{S,B} = J_N + Z_F \quad (2)$$

$$J_{S,K} = J_N - Z_N + Z_F \quad (3)$$

式中: $J_{S,B}$ 表示不扣减火电机组优先发电计划的年度收益; $J_{S,K}$ 表示扣减火电机组优先发电计划的年度收益; J_N 表示政府下达的火电机组优先计划对应收益; Z_F 表示火电机组参与调峰市场获得的收益; Z_N 表示火电机组参与调峰市场交易电量对应等量优先计划获得的收益。

从式(2)、(3)可见,一般而言 $J_{S,B}$ 大于 $J_{S,K}$,也即不扣除火电机组优先计划的市场机制使得其在调峰市场中收益增加。

由式(2),按2019年重庆火电机组利用小时数3050 h,装机容量1436万kW^[18],西南调峰市场新增交易规模5.0亿kWh(见第3章)测算,在不扣减火电机组优先发电计划市场机制下可增加重庆火电机组35 h利用小时数对应的调峰市场增量收益。

据此,综合考虑重庆火电机组年利用小时数较低、省内市场火电机组调峰价相对较低的现状,若扣减火电机组优先计划可能会降低其市场参与度和经营效益,同时也混淆了计划电和市场电的界限,不符合市场化改革方向。为提高重庆火电机组灵活性改造积极性,激发市场活力,本文在设计西南调峰市场时,基于“不扣优先”的理念,建立火电机组优先发电计划保障机制。

2.2.3 基于“省内优先”理念的市场协调机制设计

当前,为落实“西电东送”国家宏观能源战略,促进清洁能源大范围配置,按照全国统一电力市场顶

层设计方案,在各级电力市场衔接时序上均采用优先开展省间市场,再以省间市场交易结果作为边界条件开展省内市场(即“省间优先于省内”)^[13-15]。考虑西南区域省内调峰市场的建设早于西南省间调峰市场,且川渝均属西部地区,为实现省内与省间调峰市场交易时序的有效衔接,不打破现有省内市场利益格局,快速培育市场,本文基于“省内优先”的理念,设计西南电网省内与省间调峰市场的协调机制,如图5所示。

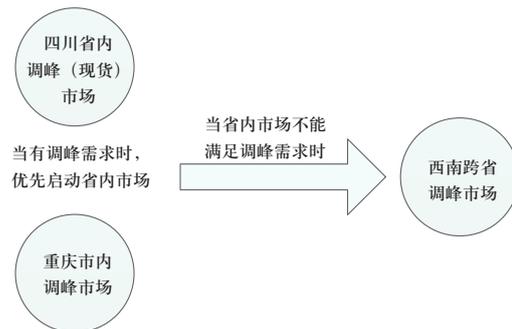


图5 基于“省内优先”理念的市场协调机制示意图
Fig. 5 Schematic diagram of market coordination mechanism based on the concept of “province priority”

由图5可见,本协调机制不改变省内调峰市场业务流程和组织时序。即当各省有调峰需求时,优先启动省内调峰市场(四川由于水电占比高,省内调峰服务需求低,故四川在现货市场框架内建设调峰市场),当省内调峰市场组织的资源不能满足调峰需求时再启动省间调峰市场,确保了省内与省间调峰市场交易时序的有效衔接,也体现了资源优先就地配置,再跨省配置的社会效益最大化原则,且没有打破现有省内市场利益格局,便于省间市场的培育。

需强调的是,基于“省内优先”理念的市场协调机制是从各市场开展的时序角度提出的,其并不强制要求市场主体必须先参加省内市场再参加省间市场,即参加省内市场不是参加省间市场的必要条件。实际中,若市场主体认为参加省间市场获利更大,则可不参加先开市的省内市场,而直接参加后开市的省间市场,据此保障了市场主体的自主选择权。

2.3 市场框架设计

结合西南电网资源禀赋、市场建设思路以及核心要素的设计,西南调峰市场整体框架设计思路如下。

市场范围上:覆盖四川、重庆电网,初期西藏电网暂不纳入。市场主体上:四川统调机组(主要是水

电机组)、重庆统调机组(主要是火电机组)、分调直调机组(目前为二滩电厂,国调的锦官、向家坝、溪洛渡等大水电机组暂不纳入)。交易品种上,市场初期结合省级电网低谷调峰困难实际情况,开展火电深度调峰和启停调峰2个品种,以重点解决四川低谷富余水电消纳和重庆低谷调峰能力不足难题。其中,最核心的交易品种火电深度调峰的标准为火电机组出力低于50%装机容量为有偿深度调峰,机组出力高于或等于50%装机容量为义务无偿调峰。

从理论上讲,市场主体中四川火电机组也可为重庆火电、水电机组提供调峰服务,但由于四川火电机组调峰性能较重庆差(四川火电机组最小技术出力一般为额定容量的60%),以及重庆水电机组只存在极少时段少量“脉冲式”弃水电量(该电量可通过电能市场应急交易送华中消纳),同时丰水期四川低谷水电存在较大电价优势,故西南调峰市场实际运行中,正常情况只会出现重庆火电机组为四川水电机组提供调峰服务的单向业务流,以及四川水电送重庆的单向电力流。

据此,西南调峰市场整体框架设计如图6所示。

由图6可见,西南调峰市场采用日前+日内的单边报价模式。职责上省内市场由各省公司(省级调度机构)负责、省间市场由国网西南分部(西南分调)负责;时间上主要在丰水期和极少数调峰困难的节假日开展;时序上先开展省内市场,省内调节资源用尽后再开展省间市场。省间市场流程上按火电机组分档报价、水电机组申报送出需求、分档边际出清、川渝联络线计划调整、分调直调机组及四川统调机组增送重庆电网、电量电费结算等实施。

2.4 出清机制设计

结合西南调峰市场的价格机制,在已开展中长期市场、现货市场、省内调峰市场交易组织和调度计划下达基础上,根据川渝省间输电通道预计划、分调直调机组发电预计划、调峰需求申报和能力供给等信息,西南调峰市场采用火电机组集中竞价、分档边际电价出清机制如下。

在满足电网安全约束的条件下,将各时段提供服务方重庆火电机组调峰报价按照规则排序,直至满足该时段水电机组调峰需求,形成各档位边际出清价格及中标电力。当存在多个火电机组申报价格等于边际出清价格时,中标电力按该价格下重庆各火电机组申报电力比例分配。当存在多个接受服务方水电机组有调峰需求时按调峰需求比例分配。

2.5 业务流程设计

基于提出的“一增量两优先”理念,现以日前市场业务流程为例,设计西南调峰市场业务流程关键步骤。

步骤1:启动省间市场调峰需求申报。按“省内优先”原则在省内调峰市场已结束基础上,启动跨省调峰市场。接受调峰服务方即四川水电机组向四川省调申报调峰需求,由四川省调汇总并上报至西南分调,分调直调机组直接向西南分调申报调峰需求。提供服务方即重庆火电机组向重庆市调申报电力电价调峰服务曲线,由重庆市调上报至西南分调。

步骤2:预出清。根据各市场主体申报信息,西南分调基于“增量收益”理念价格机制发布未经安全校核的预出清结果。

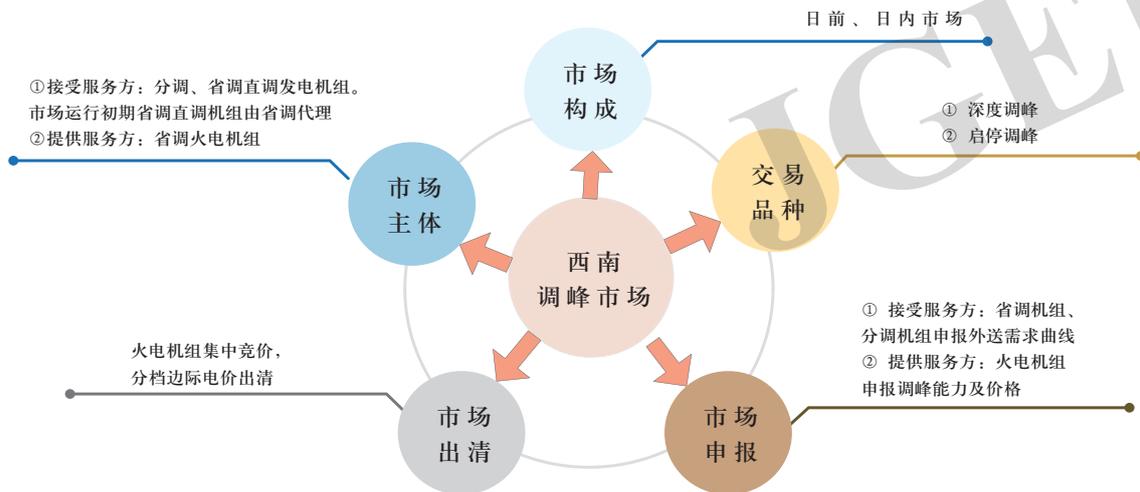


图 6 西南调峰市场整体框架示意图

Fig. 6 Schematic diagram of peak regulation market for Southwest power grid

步骤3: 安全校核。西南分调根据预出清结果进行安全校核, 将校核结果下发各省级调度机构。

步骤4: 出清并下达调度计划。西南分调组织市场出清, 形成考虑安全约束的出清电力曲线, 将出清电力曲线纳入省间联络线日前计划, 下发省级调度机构和分调直调机组。

步骤5: 偏差考核及电量结算。结合调度计划执行情况, 开展偏差考核及电量结算, 为后续电费结算提供数据支撑。

综上, 结合西南调峰市场各日调度计划执行和偏差考核情况, 在月末基于“不扣优先”的理念, 开展火电机组优先计划电费结算, 最终实现各市场主体利益的市场化分配。

上述业务核心流程基本与其他调峰市场类似, 限于篇幅, 不再赘述。

3 市场建设成效测算

西南调峰市场的培育和持续健康发展不仅取决于有效的价格机制这个“质”, 同时也取决于交易规模这个“量”, “质量”共同决定了西南调峰市场建设成效, 据此需开展市场规模和效益测算。

鉴于西南电网高水电占比特征, 调峰需求更多是在丰水期6—10月。结合1.1节西南电网电源和网架特征可知, 决定西南调峰市场实施成效的关键因素包括: 丰水期四川低谷调峰弃水电量送出需求、丰水期重庆电网可挖掘调峰潜力, 丰水期川渝输电通道确定电能量市场交易计划后剩余输电空间。由于目前四川低谷调峰年均弃水电量在100亿kWh左右, 远大于川渝输电通道和重庆电网低谷调峰潜力, 现重点从丰水期重庆电网可挖掘调峰潜力, 丰水期川渝输电通道确定的电能量市场交易计划后剩余输电空间等方面剖析。

3.1 重庆电网可挖掘低谷调峰潜力测算

结合重庆电网运行实际情况, 建立丰水期重庆电网低谷调峰空间测算表达式:

$$D_z = Z_1 \cdot S_y \cdot T_d \cdot D \quad (4)$$

式中: D_z 表示重庆火电机组在低谷时段可出让的发电空间, 即重庆火电机组可参与西南调峰市场的电量规模; Z_1 表示在低谷时段可出让发电空间的重庆火电机组对应的额定容量; S_y 表示以50%机组额定容量为基准的有偿深度调峰下调深度; T_d 表示低谷负荷时段时长,

结合西南电网负荷特性, 取8 h (23:00—07:00); D 表示丰水期天数, 结合西南水电实际运行特性取150 d。

结合式(4), 考虑受节能减排和煤电资源约束的叠加影响, 重庆后续无大规模火电机组投产, 按2019年重庆丰水期实际开机情况, 设定参与西南调峰市场的调峰机组额定容量为200万kW^[17-18], 在有偿调峰标准(即出力为机组装机容量的50%以下)下设定5%、10%、15%、20%、25%、30%调峰深度共6个方案, 测算重庆丰水期低谷可出让发电空间变化曲线如图7所示。

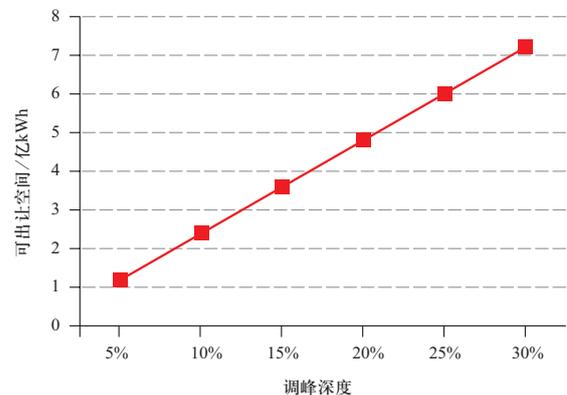


图7 重庆低谷可出让发电空间变化

Fig. 7 Chongqing's trough space for power generation

由图7可见, 在火电机组有偿调峰标准下调峰深度为机组额定容量的5%~30%时, 重庆可出让调峰空间从1.2亿kWh逐步增加到7.2亿kWh。但从全国各地调峰市场运行经验看, 由于火电机组下调容量越大, 其调峰成本就越高, 自然要求获得的服务费力度就越大, 如国内其他调峰市场火电机组下调额定容量的30%时, 其服务价超0.5元/kWh^[11-15], 该服务价在强制分摊模式下具有一定可行性, 但本文所建市场是基于“增量收益”的模式, 如调峰服务价过高, 将使得四川水电基本无意愿参加西南调峰市场。

据此, 结合市场初期市场主体的培育, 按下调容量为机组额定容量的20% (火电机组获得服务费约为0.20元/kWh, 基本在设计的价格机制范围内) 确定市场规模, 重庆可挖掘低谷调峰市场空间最大约5.0亿kWh。

3.2 川渝输电通道剩余输电空间测算

结合川渝输电通道运行实际利用率情况, 测算丰水期川渝输电通道剩余输电空间:

$$S_{cy} = X_E \cdot X\% \cdot T_d \cdot D \quad (5)$$

式中: S_{cy} 表示川渝通道剩余输电空间可用于西南调

峰市场的输电空间； X_E 表示川渝输电通道稳定限额； $X\%$ 表示可提升的川渝输电通道利用率。

结合式 (5)，以2019年丰水期川渝输电通道实际最大输电稳定限额550万kW，峰平时段平均利用率95%，低谷时段平均利用率80%为基准^[17-18]，按利用率提升5、10、15、20个百分点设计4个方案，测算川渝输电通道可用于西南调峰市场的输电空间变化曲线如图8所示。

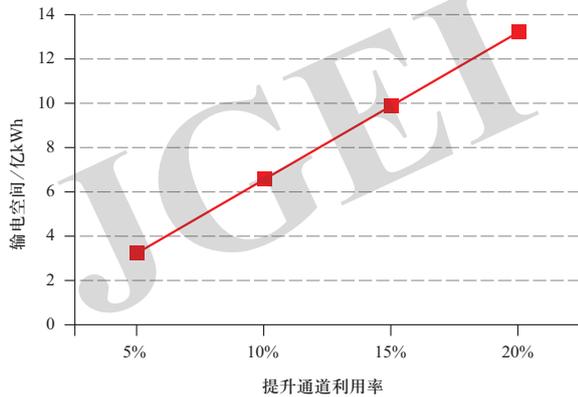


图8 川渝输电通道可用于调峰市场输电空间变化

Fig. 8 Available Sichuan-Chongqing power transmission channel for the peak regulation market

由图8可见，川渝输电通道利用率提升5个百分点到20个百分点时（提升20个百分点已达到川渝通道极限容量），川渝输电通道可用于调峰辅助服务市场的输电空间从3.3亿kWh增加到13.2亿kWh。从川渝输电通道安全稳定运行角度考虑，可取5%的通道利用率裕度^[17-18]（即输电通道利用率为95%），则川渝输电通道最大可用于西南调峰市场输电空间约为10.0亿kWh。

3.3 投资蓄能挖掘重庆低谷调峰空间测算

从3.1和3.2节可知，在当前基础条件下，丰水期重庆火电机组可出让低谷电量约5.0亿kWh，而川渝输电通道丰水期可利用于调峰市场的输电空间约为10.0亿kWh。为充分发挥川渝输电通道剩余5.0亿kWh输电空间，可通过在重庆投资储能装置挖掘低谷调峰空间，按丰水期150天测算，需建设约330万kWh储能电站（按低谷充电8 h测算对应容量41万kW）。参照2020年储能装置投资成本2000元/kWh测算^[26]，330万kWh储能项目总投资约66亿元。即使按0.30元/kWh储能调峰服务费标准，则每年储能装置运营主体获得调峰服务费约 $0.30 \times 5.0 = 1.5$ 亿元，对应投资回收期超44年。

据此，通过投资储能挖掘重庆低谷调峰规模以利用川渝输电通道剩余输电空间的策略现阶段不具可操作性。究其本质原因固然有当前储能装置投资成本较高的因素，但不可忽视的是，由于西南电网高水电占比特征，储能装置一年只能利用丰水期的150天，这也从一个侧面折射出西南调峰市场较其他地区调峰市场建设的复杂性。

3.4 市场建设成效

从经济效益维度，西南调峰市场年度交易规模约5.0亿kWh，按各环节总经济效益之和为重庆火电标杆价0.396 4元/kWh测算，对应年经济效益可达1.98亿元。综合考虑均为千万元级的技术支撑系统建设、火电机组调峰改造、及设备运行年限^[27]，西南调峰市场交易规模和经济效益能够满足市场培育的需要。

从社会效益维度，本调峰市场年减少四川低谷弃水电量5.0亿kWh，按煤耗300 g/kWh测算，年减少重庆煤耗15万t，在促进四川水电减弃增发的同时助力重庆节能减排，也有效提升了输电通道利用率，实现了多方共赢。

从示范效益维度，与促进新能源消纳为主的西北、东北调峰市场相比：一是价格机制上西南调峰市场采用“增量收益”模式，而西北、东北采用的是“强制分摊”模式；二是开市时间上西南调峰市场主要集中在丰水期，西北、东北可全年开展；三是政策依赖性上西南水电不依赖政府补贴，而西北、东北依赖政府补贴。据此，西南调峰市场探索了一条具有西南水电特色的调峰市场建设之路，可为类似调峰市场的建设提供借鉴。

4 市场演进初探

从当前市场视角，由于西南调峰市场遵从了市场主体意愿，以“一增量两优先”为核心的调峰市场机制适应了水电为主的禀赋特征，能够满足西南调峰市场持续发展的需要。

从长远市场视角，随着西南清洁能源开发进程的加快、川渝特高压输电工程的推进、电力市场化改革的提速、负荷侧调控资源的挖掘、新型商业模式的建立、新型调控技术的涌现，西南辅助服务市场的交易范围将不断扩大、交易品种将不断丰富、市场主体将不断向“源荷”两侧迈进，辅助服务价值链将不断延伸。据此，在目前传统中长期电能量市场基础上，西

南调峰市场演进路径初步探索如表5所示。

表5 西南调峰市场演进路径

Table 5 Evolution path of peak regulation market for Southwest power grid

	当前市场	市场演进
交易范围	四川、重庆	四川、重庆、西藏
交易品种	深度调峰、启停调峰	深度调峰、启停调峰、负荷侧调峰、储能调峰等
市场主体	水电、火电	水电、火电、光伏、风电、电动汽车、中央空调、虚拟电厂、负荷聚合商、大用户等
市场类型	调峰市场	备用容量、调频市场、现货市场等

5 结论

结合西南高水电占比特征，基于“一增量两优先”的理念，设计了国内首个非强制分摊市场化价格机制的调峰市场，该市场对促进水电减弃增发和提升电网调节灵活性具有重要现实意义，主要结论如下。

1) 基于“增量收益”的理念，设计的西南调峰市场价格机制，契合西南高水电占比特征，遵照了市场主体意愿，该机制具有可操作性。

2) 基于“不扣优先”的理念，设计的火电机组优先发电计划保障机制，结合了当前重庆火电年度利用小时数和火电调峰服务价格相对较低的实际，能够激发市场活力。

3) 基于“省内优先”的理念，设计的省内与省间调峰市场衔接机制，优先利用了省内调峰资源，当省内资源不能满足需求时再启动跨省市场，该机制能够实现资源优化配置。

4) 结合川渝输电通道剩余能力、重庆现有可出让低谷调峰空间以及投资储能装置调峰应用前景等诸多因素，西南调峰市场年度交易规模和经济效益能够满足市场培育的需要。

5) 从市场化的角度看，西南调峰市场顶层设计必须坚持多方共赢、因地制宜、市场选择的原则，上述三者是市场成功与否的关键。

需指出的是，本文的研究为西南调峰市场的建立提供了技术支撑，但市场环境是不断动态变化的过程，后续将结合市场运行实际情况不断迭代完善市场机制，确保西南调峰市场持续健康发展。

参考文献

- [1] 陈国平, 梁志峰, 董昱. 基于能源转型的特色电力市场建设的分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(2): 369-379.
CHEN Guoping, LIANG Zhifeng, DONG Yu. Analysis and reflection on the marketization construction of electric power with Chinese characteristics based on energy transformation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 369-379(in Chinese).
- [2] 吴克河, 王继业, 李为, 等. 面向能源互联网的新一代电力系统运行模式研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(4): 966-979.
WU Kehe, WANG Jiye, LI Wei, et al. Research on the operation mode of new generation electric power system for the future energy Internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(4): 966-979(in Chinese).
- [3] 黄其励. 中国可再生能源发展对建设全球能源互联网的启示[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(1): 1-9.
HUANG Qili. Insights from China renewable energy development for global energy interconnection[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(1): 1-9(in Chinese).
- [4] 赵晋泉, 杨余华, 孙中昊, 等. 考虑虚拟电厂参与的深度调峰市场机制与出清模型[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(5): 469-476.
ZHAO Jinquan, YANG Yuhua, SUN Zhonghao, et al. Deep peak regulation market mechanism and clearing model considering participation of virtual power plants[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(5): 469-476(in Chinese).
- [5] 张富强, 元博, 张晋芳, 等. 提升风电消纳水平的电力系统灵活性措施经济性评估方法研究[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(5): 558-564.
ZHANG Fuqiang, YUAN Bo, ZHANG Jinfang, et al. Economic evaluation of power system flexibility means for improvement of wind power integration[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(5): 558-564(in Chinese).
- [6] 国家能源局. 完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案[Z]. 2017.
- [7] 国家发展改革委, 国家能源局. 国家发展改革委 国家能源局关于提升电力系统调节能力的指导意见[Z]. 2018.
- [8] ELA E, KIRBY B, NAVID N, et al. Effective ancillary services market designs on high wind power penetration systems[C]// IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, USA, July 22-26, 2012.
- [9] 何永秀, 陈倩, 费云志, 等. 国外典型辅助服务市场产品研究及对中国的启示[J]. 电网技术, 2018, 42(9): 2915-2922.
HE Yongxiu, CHEN Qian, FEI Yunzhi, et al. Typical foreign ancillary service market products and enlightenment to China[J]. Power System Technology, 2018, 42(9): 2915-2922(in Chinese).

- [10] 喻洁, 刘云仁, 杨家琪, 等. 美国加州辅助服务市场发展解析及其对我国电力市场的启示[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2711-2717.
YU Jie, LIU Yunren, YANG Jiaqi, et al. Analysis of development of California ancillary service market and its enlightenment to China's power market[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2711-2717(in Chinese).
- [11] 刘永奇, 张弘鹏, 李群, 等. 东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(10): 148-154.
LIU Yongqi, ZHANG Hongpeng, LI Qun, et al. Design and practice of peak regulation ancillary service market for northeast China power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(10): 148-154(in Chinese).
- [12] 刘瑞丰, 王睿, 刘庆, 等. 我国西北地区调峰补偿机制有效性研究[J]. 价格理论与实践, 2018(12): 87-90.
LIU Ruifeng, WANG Rui, LIU Qing, et al. Study on the effectiveness of the peak-regulation compensation mechanism in northwest China[J]. Price: Theory & Practice, 2018(12): 87-90(in Chinese).
- [13] 胡朝阳, 毕晓亮, 王珂, 等. 促进负备用跨省调剂的华东电力调峰辅助服务市场设计[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 175-182.
HU Zhaoyang, BI Xiaoliang, WANG Ke, et al. Design of peak regulation auxiliary service market for east China power grid to promote inter-provincial sharing of negative reserve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5): 175-182(in Chinese).
- [14] 搜狐网. 历史性时刻! 华中电力调峰辅助服务市场首次开展调电结算试运行[EB/OL]. (2020-06-11) [2020-06-18]. https://www.sohu.com/a/401090274_436794.
- [15] 黄海煜, 王春明, 夏少连, 等. 兼顾正负旋转备用的华中电力调峰辅助服务市场设计与实践[J/OL]. 电力系统自动化, 2020. <http://aeps-info.com/aeps/article/html/20191023006>. DOI: 10.7500/AEPS20191023006.
HUANG Haiyu, WANG Chunming, XIA Shaolian, et al. Design and practice of peak regulation auxiliary service market for central China power grid considering positive and negative spinning reserve[J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 2020. <http://aeps-info.com/aeps/article/html/20191023006>. DOI: 10.7500/AEPS20191023006(in Chinese).
- [16] 袁家海, 席星璇. 我国电力辅助服务市场建设的现状与问题[J]. 中国电力企业管理, 2020(7): 34-38.
- [17] 文旭, 杨可, 毛锐, 等. 计及动态稳定限额的水电市场化外送消纳弃水风险管控模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(19):7-13.
WEN Xu, YANG Ke, MAO Rui, et al. A risk management and control model of transferring hydropower and water discharge considering dynamic stability limit in electricity market[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(19):7-13.
- [18] 国家电网公司西南分部. 2020年西南电网年运行方式[R]. 成都: 2020.
- [19] 国家能源局. 关于积极推进跨省跨区电力辅助服务补偿机制建设工作的通知[Z]. 2014.
- [20] 申晓佳. 川渝共推能源一体化高质量发展[N/OL]. 重庆日报, 2020-07-15[2020-07-20]. https://www.cqrb.cn/content/2020-07/15/content_260780.htm.
- [21] 国家能源局华中监管局. 华中电力调峰辅助服务运营规则[Z]. 2019.
- [22] 国家能源局华北监管局. 华北电力调峰辅助服务市场运营规则[Z]. 2018.
- [23] 国家能源局东北监管局. 东北电力辅助服务市场运营规则(试行) [Z]. 2014.
- [24] 国家能源局西北监管局. 西北跨省调峰辅助服务市场运营规则 [Z]. 2018.
- [25] 国家能源局华中监管局, 重庆市经济和信息化委员会. 重庆电网电力辅助服务(调峰)交易规则[Z]. 2020.
- [26] Mckinsey & Company. The new rules of competition in energy storage[R/OL]. (2018-06-08)[2020-05-03]. <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-new-rules-of-competition-in-energy-storage>.
- [27] 徐昊亮, 靳攀润, 姜继恒, 等. 基于随机生产模拟的火电灵活性改造容量规划[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(4): 393-403.
XU Haoliang, JIN Panrun, JIANG Jiheng, et al. Capacity optimal plan of thermal power flexibility transformation based on probabilistic production simulation[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(4): 393-403(in Chinese).

收稿日期: 2020-05-06; 修回日期: 2020-12-20.

作者简介:



文旭

文旭(1978), 男, 高级工程师, 博士, 硕士生导师, 主要研究方向为电力系统优化运行及风险评估, 电力市场运营与管理。通信作者, E-mail: wenxu@cqu.edu.cn。

杨可(1972), 男, 教授级高级工程师, 博士, 主要研究方向为电力系统优化运行与控制, 电力市场运营与管理。

毛锐(1981), 男, 高级工程师, 硕士, 主要研究方向为清洁能源消纳, 电力市场运营与管理。

赵永龙(1970), 男, 教授级高级工程师, 博士, 主要研究方向为清洁能源消纳。

(责任编辑 李锡)