

考虑新能源参与的灵活爬坡容量分区优化

石新聪^{1,2}, 郭创新¹, 王玮茹³, 赵金³, 蔡帆⁴

(1. 浙江大学电气工程学院, 杭州 310058; 2. 国网山西省电力公司, 太原 030000;
3. 国网山西省电力公司电力科学研究院, 太原 030000; 4. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192)

摘要: 对于新能源高占比的局部电网, 新能源出力的不确定性会导致该区域需要更多的灵活性可调资源。为此, 提出了一种高比例新能源下灵活爬坡辅助服务分区优化方法。首先, 分析了爬坡和调频、备用辅助服务的关联关系, 从功能定位、分区需求和交易机制 3 个方面设计了适应于中国电力市场体制的爬坡辅助服务方案; 其次, 提出新能源参与局部区域爬坡辅助服务方案, 并计及局部电网新能源不确定性和故障 $N-1$ 等情况, 建立了电能量-辅助服务联合优化模型, 实现局部电网灵活爬坡容量的合理预留; 最后, 通过实际系统算例进行测试, 结果表明所提方法能有效提高爬坡辅助服务的资源优化配置水平。

关键词: 灵活爬坡; 新能源; 辅助服务; 分区优化; 电力市场

Zonal Flexible Ramping Capacity Optimization Considering the Participation of Renewable Energy

SHI Xincong^{1,2}, GUO Chuangxin¹, WANG Weiru³, ZHAO Jin³, CAI Zhi⁴

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310058, China; 2. State Grid Shanxi Electric Power Company, Taiyuan 030000, China; 3. State Grid Shanxi Electric Power Company Electric Power Research Institute, Taiyuan 030000, China; 4. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: For local power grids with a high proportion of renewable energy, the uncertainty of renewable energy output will lead to the need for more flexible resources in the region. Therefore, a zonal optimization method for flexible ramping ancillary services is proposed to ensure that sufficient ramping flexibility. Firstly, the correlation between ramping, frequency regulation, and reserve ancillary services was analyzed, and a ramping product suitable for the Chinese electricity market was designed from three aspects as follows: functional positioning, zonal requirements, and trading mechanism. Secondly, renewable energy was taken as ramping capacity provider, and the uncertainty of local net load and $N-1$ faults was taken into account, so that a joint optimization model was formulated. Finally, through numerical examples, the results show that the proposed model can effectively optimize the allocation of flexible ramping capacity from various resources.

Key words: flexible ramping; renewable energy; ancillary services; zonal optimization; electricity market

0 引言

新能源占比逐步提升是未来电源结构的发展趋势, 然而新能源出力的短期大幅波动性, 需要电网配置大量的灵活爬坡调节资源; 同时, 新能源出力的强随机性和不可控性特征, 造成电网平衡点突变且漂浮不定, 也需要对净负荷预测误差进行分析并额外预留足够的爬坡需求^[1]。目前包括美国、英国在内的一些国家已经在开展积极探索, 美国中西部电力市场^[2]、加州电力市场^[3]和英国国家电力市

场^[4]已通过市场化方式进行爬坡产品交易, 山东电力现货市场也引入了爬坡辅助服务, 但仍处于起步阶段。

现已有不少文献对灵活爬坡辅助服务优化方法进行了研究。文献[5]提出了爬坡辅助服务与电能量分开顺序优化的模型, 但目前国内外更广泛采用的是电能量-灵活爬坡联合优化方法^[6-8], 并针对高比例新能源的电网进行完善: 文献[9]考虑弃风惩罚费用和开停机出力曲线, 提高了灵活爬坡优化模型的精细化水平; 文献[10-11]分别通过多时间尺度和多类型市场配合角度来提高灵活性资源的配置水平; 文献[12]基于随机规划方法进行优化建模; 文献[13-16]分别建立了考虑储能、主动配电网、电-

气联合等新型灵活资源参与电网灵活爬坡优化的模型, 更好地适应未来多类型主体参与的新型电力系统; 文献[17]对爬坡辅助服务市场的定价方法进行了探讨。上述文献主要基于全网联合优化的市场模型, 未考虑我国对辅助服务“分区预留”管理方法的适应性, 可能出现资源的灵活调节能力因为网络阻塞而无法传输到指定分区现象, 另外随着新能源的集中建设, 分区内的新能源波动对区域内爬坡调节能力的充裕性提出了更高要求。

我国现行的“分层分区”电力调度管理体制下, 按分区优化灵活调节资源能够更好地实现电能量和辅助服务的优化^[18-19]。为此, 本文提出了一种考虑新能源参与的灵活爬坡分区优化方法。首先, 分析了国内辅助服务市场的模式现状和问题, 从功能定位、分区需求和交易机制 3 个方面设计了适应于中国电力市场体制的爬坡辅助服务方案; 其次, 提出新能源参与局部区域爬坡辅助服务的方案, 考虑局部电网新能源不确定性和故障 $N-1$ 情况, 建立了电能量-辅助服务联合优化模型, 保证局部电网具备充裕的灵活性, 提高多区域的安全运行水平; 最后, 基于实际电网算例对所提方法进行了验证。

1 考虑新能源参与的爬坡容量分区优化

1.1 中国灵活调节辅助服务市场模式现状

目前国内各省的灵活调节辅助服务市场主要是调频市场, 缺乏较长时间尺度的调节市场如旋转备用市场。调频辅助服务能够对 0~5 min 的功率偏差通过自动发电控制(automatic generation control, AGC)进行调节^[20], 但是不能保证为 5~15 min 及后续时段预留足够的调节容量, 使得系统存在风险。通过引入爬坡辅助服务, 可以替代旋转备用市场的作用, 应对负荷和新能源出力在 5 或 15 min 之后未来时刻的波动性和不确定性。

设计适应中国电力市场体制的爬坡市场, 需要考虑以下问题:

1) 基于电网运行时部分输电断面常处于重载状态, 存在局部电网爬坡需求和爬坡资源分配不够合理、在实际场景中的可调用性缺少分析等问题。通过引入爬坡辅助服务能够弥补备用市场的缺失, 提高灵活资源的优化水平。

2) 考虑到备用市场可能带来的价格不确定性等风险, 各省目前未能有效开展备用市场建设, 对于提供灵活备用的市场主体没有进行适当补偿, 影

响了市场运行的公平性。

3) 基于新能源集中建设的模式, 部分局部电网容易出现新能源高占比的情况, 新能源带来的显著不确定性, 容易导致该局部区域爬坡需求增加, 有限的常规机组预留的爬坡备用将难以应对该区域的爬坡需求。

1.2 适应中国电力市场体制的爬坡市场设计

针对上述国内各省灵活调节辅助服务市场现状和问题, 本文从功能定位、分区需求和交易机制 3 个方面进行爬坡辅助服务市场设计。

1) 功能定位

爬坡容量需求采用现行国内外大多爬坡辅助服务市场普遍采用的方法, 如图 1 所示。在时刻 t_0 预留的向上和向下爬坡需求考虑下一时刻 t_1 的负荷范围, 由确定性需求 AB 段和不确定性需求 BC 段和 BD 段获得。

从作用上看, 确定性需求为系统安排未来计划时的固有需求, 是满足源荷平衡的必要条件; 不确定需求的设定基于净负荷的预测误差, 为后续时刻预留灵活爬坡, 由于目前电力市场的时间颗粒度为 5~15 min, 与旋转备用的作用时间相同, 因此, 通过爬坡不确定性需求可以满足系统对旋转备用的需求, 替代旋转备用市场的作用。

与调频市场中机组执行 AGC 指令不同, 参与爬坡市场的机组出力通过实时滚动市场的出清计划执行, 体现了爬坡和调频辅助服务在不同时间尺度上的灵活调节作用。

2) 分区需求

计及局部电网新能源不确定性以及故障 $N-1$ 的灵活性爬坡辅助服务需求。

对于新能源高占比的局部电网, 考虑的灵活爬坡需求包括新能源出力的预测变化和不确定性误差, 如下:

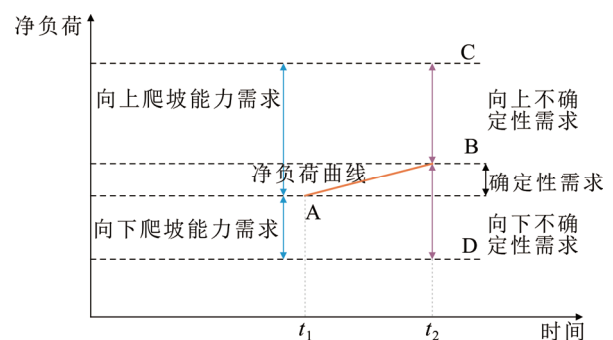


图 1 爬坡容量需求

Fig.1 Ramping capacity requirements

$$P_{\text{up},z,t} = \max\left(P_{d,z,t+1} - P_{d,z,t} + \frac{P_{e,z,t}}{2}, 0\right) \quad (1)$$

$$P_{\text{down},z,t} = \max\left(P_{d,z,t} - P_{d,z,t+1} + \frac{P_{e,z,t}}{2}, 0\right) \quad (2)$$

式中: $P_{\text{up},z,t}$ 、 $P_{\text{down},z,t}$ 分别为新能源引起的局部电网 z 在时刻 t 的上爬坡和下爬坡需求; $P_{d,z,t}$ 为局部电网 z 在时刻 t 的净负荷; $P_{e,z,t}$ 为局部电网 z 在时刻 t 的净负荷预测误差区间大小。

3) 交易机制

(1) 优化模型。国外多采用电能量-辅助服务联合优化的模型, 而国内一般采用电能量市场和调频市场单独顺序出清的模式。针对以上 2 种模式, 本文建立电能量-调频-爬坡联合优化的模型, 如果调频市场单独出清, 则作为已知值代入, 由此实现对国内外 2 种模式的适应, 实现全局最优。

(2) 价格机制。市场主体不需要报价, 通过机会成本定价, 避免了备用市场中市场力等因素带来的价格风险。由于机会成本价格较低, 降低了辅助服务费用对市场运营的影响, 针对性地对灵活性较高的优质主体给予合理的补偿, 提高了市场运营的公平性。

(3) 参与主体。通常情况下, 参与爬坡辅助服务市场的主体为常规机组、储能、抽蓄和虚拟电厂等灵活调节资源, 新能源一般不参与, 这是因为预留爬坡容量需要预留发电裕度, 如果新能源预留爬坡容量则可能会导致弃电。但国内采用集中建设新能源的模式, 对于新能源占比高的局部电网, 单纯依靠常规机组可能无法满足爬坡需求, 因此本文提出将新能源纳入爬坡辅助服务方案。

如图 2 所示, 对于新能源机组 w , $p_{\text{up},w,t}$ 和 $p_{\text{down},w,t}$ 分别为其在时刻 t_0 提供的向上爬坡和向下爬坡容量, 在图中用红色线段表示; $p_{a,w,t}$ 和 $p_{a,w,t+1}$ 分别为新能源机组 w 在时刻 t_0 和 t_1 的预测出力, $p_{w,t}$ 和 $p_{w,t+1}$ 分别为新能源机组 w 在时刻 t_0 和 t_1 的计划出力; γ_w 为新能源机组 w 的最小发电比例。由此, 各变量之间的关联关系如下文所述。

新能源参与向上爬坡需要在 t 时刻进行部分弃用, 为 $t+1$ 时刻预留, 其预留的向上爬坡容量为预测出力和计划出力之差, 即:

$$p_{\text{up},w,t} \leq p_{a,w,t} - p_{w,t} \quad (3)$$

新能源参与向下爬坡, 能提供的向下爬坡容量基于其在下个时刻的计划出力, 即:

$$p_{\text{down},w,t} \leq p_{w,t+1} - \gamma_w p_{a,w,t+1} \quad (4)$$

新能源能源出力在预测值和可允许弃电的范

围内, 即:

$$\gamma_w p_{a,w,t} \leq p_{w,t} \leq p_{a,w,t} \quad (5)$$

$$\gamma_w p_{a,w,t+1} \leq p_{w,t+1} \leq p_{a,w,t+1} \quad (6)$$

上爬坡容量和下爬坡容量小于其机组的爬坡限值, 即:

$$p_{\text{up},w,t} \leq p_{\text{ramp},w} \quad (7)$$

$$p_{\text{down},w,t} \leq p_{\text{ramp},w} \quad (8)$$

式中: $p_{\text{ramp},w}$ 为新能源机组 w 的爬坡限值。

2 灵活爬坡分区优化模型

2.1 优化目标

模型的目标函数包括电能量和辅助服务市场的购电费用。其中, 电能量和调频辅助服务采用市场成员报价方式获得; 爬坡服务与此不同, 采用机会成本, 市场成员无需报价; 考虑到高比例新能源局部电网可能会出现爬坡不足的情况, 引入局部电网爬坡容量不足的惩罚费用, 如下:

$$\min\left(\sum_{t=1}^T \sum_{z=1}^Z \left(\sum_{i=1}^{I_z} (F(p_{i,t}) + S_U(p_{i,t}) + C_{\text{reg},i} p_{\text{reg},i,t}) + C_{u,z} s_{z,t} + C_{d,z} d_{z,t}\right)\right) \quad (9)$$

式中: T 为总时段数; Z 为区域数; I_z 为区域 z 内的机组数; $p_{i,t}$ 为机组 i 在时刻 t 的出力; $F(p_{i,t})$ 为机组 i 的分段报价; $S_U(p_{i,t})$ 为机组 i 的开机费用; $p_{\text{reg},i,t}$ 为机组 i 在时刻 t 参与调频容量; $C_{\text{reg},i}$ 为机组 i 的调频报价; $C_{u,z}$ 、 $C_{d,z}$ 分别为区域 z 的上爬坡和下爬坡不足惩罚费用; $s_{z,t}$ 、 $d_{z,t}$ 分别为区域 z 在时刻 t 的上爬坡和下爬坡不足容量。

2.2 系统和机组运行约束

1) 系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{I_z} p_{i,t} + \sum_{w=1}^{W_z} p_{w,t} = P_{d,z,t} + p_{l,z,t} \quad (10)$$

式中: $p_{l,z,t}$ 为区域 z 在时刻 t 的外送联络线计划。

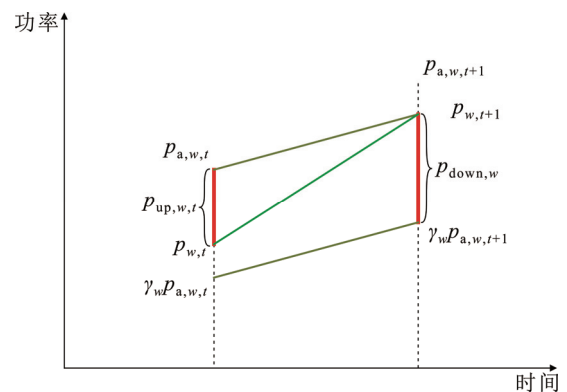


图 2 新能源提供爬坡辅助服务

Fig.2 Ramping capacity provided by renewable energy

2) 常规机组运行约束

$$P_{i,t} + p_{up,i,t} + p_{reg,i,t} \leq u_{i,t} P_{i,max} \quad (11)$$

$$P_{i,t} - p_{down,i,t} - p_{reg,i,t} \geq u_{i,t} P_{i,min} \quad (12)$$

$$p_{up,i,t} / \Delta T_{ramp} + p_{reg,i,t} / \Delta T_{reg} \leq u_{i,t} P_{up,i,max} \quad (13)$$

$$p_{down,i,t} / \Delta T_{ramp} + p_{reg,i,t} / \Delta T_{reg} \leq u_{i,t} P_{down,i,max} \quad (14)$$

$$(t_{i,t,ON} - T_{i,ON})(u_{i,t-1} - u_{i,t}) \geq 0 \quad (15)$$

$$(t_{i,t,OFF} - T_{i,OFF})(u_{i,t} - u_{i,t-1}) \geq 0 \quad (16)$$

式中: $u_{i,t}$ 为机组开停状态, 开机为 1, 停机为 0; $P_{i,max}$ 、 $P_{i,min}$ 分别为机组 i 的出力上下限; ΔT_{ramp} 、 ΔT_{reg} 分别为爬坡和调频服务要求的响应时间; $P_{up,i,max}$ 、 $P_{down,i,max}$ 分别为机组 i 的向上和向下爬坡限值; $t_{i,t,ON}$ 、 $t_{i,t,OFF}$ 分别为机组 i 在 t 时段时已经连续开机和停机的时间; $T_{i,ON}$ 、 $T_{i,OFF}$ 分别为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间。

3) 联络线功率参与优化约束

$$P_{1,z,min} \leq P_{1,z,t} \leq P_{1,z,max} \quad (17)$$

式中: $P_{1,z,min}$ 和 $P_{1,z,max}$ 分别为区域 z 在时刻 t 的外送联络线计划最小和最大限值。

2.3 分区辅助服务需求约束

在实际电网运行中, 由于国内部分省网常出现断面阻塞, 目前四川、山西等省实施了基于断面的分区备用统计, 一方面为了满足备用的可调性, 另一方面更直观地进行备用管理, 保证各个分区的备用充裕。而本文所提爬坡辅助服务可以替代备用的功能, 由此提出爬坡辅助服务分区优化的需求, 目前备用分区优化的研究较多^[18-19], 但是爬坡容量的分区优化尚少见报道。为此, 提出考虑分区内调频和爬坡容量的需求约束, 考虑到所提模式对于备用的替代作用, 分区预留的灵活调节资源还应能满足应对分区内的单机故障。

1) 分区爬坡需求约束

$$\sum_{i=1}^{I_z} p_{up,i,t} + \sum_{w=1}^{W_z} p_{up,w,t} + S_{z,t} \geq P_{up,z,t} \quad (18)$$

$$\sum_{i=1}^{I_z} p_{down,i,t} + \sum_{w=1}^{W_z} p_{down,w,t} + d_{z,t} \geq P_{down,z,t} \quad (19)$$

2) 分区调频需求约束

$$\sum_{i=1}^{I_z} p_{reg,i,t} \geq P_{reg,z,t} \quad (20)$$

式中: $P_{reg,z,t}$ 为局部电网 z 在时刻 t 的调频需求。

3) 分区单机 N-1 需求约束

在故障状态下考虑调频和爬坡容量, 向上灵活调节容量应能满足分区内最大单机 N-1 故障缺额, 即:

$$\sum_{i=1}^{I_z} p_{up,i,t} + \sum_{w=1}^{W_z} p_{up,w,t} + \sum_{i=1}^{I_z} p_{reg,i,t} + S_{z,t} \geq P_{N1,z,t} \quad (21)$$

式中: $P_{N1,z,t}$ 为考虑了局部电网 z 在时刻 t 的最大单机容量。

另外, 还需要考虑约束式(3)–(8), 进而建立了整体优化模型, 对于调频市场为单独出清市场的模式, 可通过变量 $p_{reg,i,t}$ 代入已知值适应。该模型为混合整数规划模型, 可以采用成熟的优化求解软件如 CPLEX 进行求解, 获得机组电能量和辅助服务优化结果。

3 算例分析

3.1 算例介绍

为验证所提模型的有效性, 本文基于某新能源占比较高的省级电网数据进行算例仿真验证。算例主要包括 3 个区域, 其中区域 1 为新能源出力占比最高, 区域 3 负荷水平最高, 各区域的机组数和容量如表 1 所示, 新能源出力和净负荷如图 3 所示, 区域 1 光伏占比较高, 呈现为明显的“鸭型曲线”, 对外联络线断面限额为 1 600 MW, 在中午光伏大发时外送功率, 在负荷晚高峰时受入功率。系统向上爬坡不足惩罚价格为 200 元/MWh, 向下爬坡不足惩罚价格为 50 元/MWh。在实时调度阶段, 新能

表 1 各区域机组数和容量

区域	常规机组		新能源场站等值机组	
	机组数	机组容量/MW	机组数	机组容量/MW
区域 1	27	9 020	113	11 342
区域 2	33	10 350	63	4 121
区域 3	51	15 341	25	2 109

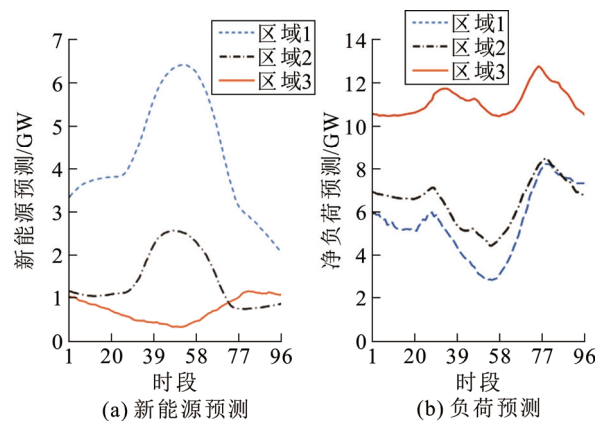


图 3 各区域净负荷和新能源出力

Fig.3 Net load and new energy output of each area

源弃电的惩罚价格为 300 元/MWh, 弃负荷价格为 2 000 元/MWh。

为体现爬坡辅助服务分区优化方法的效果, 本文对比了是否考虑分区优化和新能源提供爬坡的优化结果。具体设置的方案如下文所述。

方案 1: 采用现行的爬坡辅助服务市场运行方案, 由常规机组提供, 未考虑分区优化和新能源主体参与。

方案 2: 采用本文所提分区优化模型, 但未考虑新能源参与爬坡辅助服务。

方案 3: 采用本文所提分区优化模型, 新能源参与爬坡辅助服务。

3.2 分区爬坡容量预留结果分析

比较方案 1、2、3 的结果, 各区域开停机数和平均爬坡容量占比如表 2—4 所示。为了体现分区预留策略对新能源占比高的区域 1 的优化效果, 图 4 展示了不同方案下区域 1 的联络线潮流, 图 5 展示了区域 1 的新能源弃电和失负荷功率。

由表 2 可知, 方案 2、3 考虑爬坡辅助服务分区留取时, 相较于方案 1 全网留取的情况, 区域 1 的开机和停机数都有所增加, 这是因为区域 1 新能源占比高, 分区留取时动用了灵活爬坡能力更高的机组, 停用爬坡能力较差的机组, 以提高区域 1 的灵活调节能力, 应对新能源预测的不确定性。由于方案 3 新能源提供部分爬坡容量, 因此开停机数量比方案 2 有所降低。

由表 3、4 可知, 在方案 1 中区域 1 预留的向上和向下爬坡比例仅分别为 4.01% 和 2.87%, 预留容量较小, 难以应对高比例新能源带来的预测误差。由于新能源占比高, 区域 1 的机组大多出力接近下限, 因此预留的向下爬坡容量相对更显不足。

从图 4 可以看出, 区域 1 对外联络线在 33~70 时段为满限额外送状态, 在 76~80 时段为满限额受入状态, 方案 1 虽然在区域 2 和 3 预留了更多的爬坡容量, 但是由于联络线断面容量限制, 因此在区域 1 发生功率偏差时, 不能有效地进行区域互济。

从图 5 可以看出, 在实际调度中, 方案 1 在 42~56 时段由于向下爬坡容量不足和联络线阻塞, 因此需要进行新能源弃电 1 945.4 MWh; 在 73~81 时段由于向上爬坡容量不足和联络线阻塞, 因此发生失负荷 695.5 MWh; 方案 3 在市场出清阶段, 新能源主体为了预留向上爬坡辅助服务, 主动弃电 1 572.02 MWh, 在实时调度阶段未发生新能源弃

表 2 各区域机组开停机数目

方案	区域 1		区域 2		区域 3	
	开机	停机	开机	停机	开机	停机
方案 1	2	1	2	2	3	2
方案 2	5	4	2	2	2	2
方案 3	3	3	2	2	2	2

表 3 各区域预留向上爬坡容量占本地负荷比例

方案	%		
	区域 1	区域 2	区域 3
方案 1	4.01	4.80	5.82
方案 2	10.05	3.85	3.71
方案 3	10.05	3.85	3.71

表 4 各区域预留向下爬坡容量占本地负荷比例

方案	%		
	区域 1	区域 2	区域 3
方案 1	2.87	4.93	6.02
方案 2	9.48	3.66	3.53
方案 3	9.48	3.66	3.53

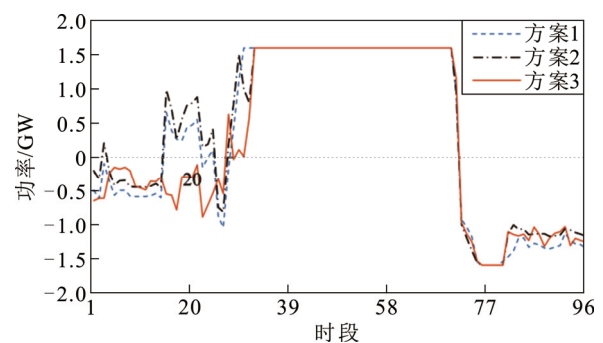


图 4 区域 1 联络线断面潮流

Fig.4 Tie-line power flow of area 1

电; 方案 2 和方案 3 均未发生失负荷。

通过以上分析可知, 方案 1 的常规方法未考虑分区预留, 导致局部区域爬坡能力不足, 在电网阻塞的情况下出现了失负荷和新能源弃电, 而方案 2 和 3 采用分区优化模型, 在局部区域预留了充裕的爬坡容量, 在电网阻塞时仍能实现对净负荷预测误差的有效应对, 避免了实时调度阶段的失负荷和新能源弃电, 提高了局部电网运行的灵活性, 新能源参与向上爬坡辅助服务会产生一定的弃电, 但可通过辅助服务机制获得补偿。

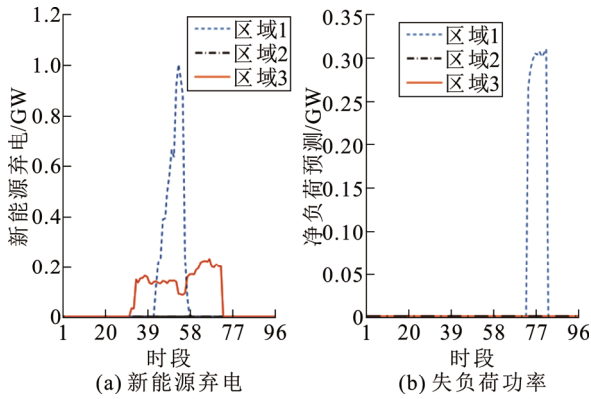


图5 区域1 新能源弃电和失负荷功率

3.3 新能源参与对爬坡市场的影响分析

新能源参与爬坡辅助服务后区域1的爬坡容量占比如图6和图7所示。为了比较考虑新能源参与爬坡辅助服务的经济效益,不同方案下的系统边际电价和购电费用对比如图8和表5所示。

从图6可以看出,新能源提供向上爬坡容量集中在31~70时段,在其他时段没有提供。这是因为新能源成本低,提供向上爬坡容量会导致其弃电,因此在向上调节裕度充足时,不会动用新能源预留。但是在31~70时段负荷水平低,常规机组开机数量降低导致向上可调容量减少,因此预留了部分新能源向上爬坡容量。

从图7可以看出,大部分时段新能源都提供向下爬坡容量,这是因为新能源提供向下爬坡容量不会导致其弃电。在31~70时段新能源预留了向上爬坡容量而部分弃电,进而减少了向下调节的能力,这些时段其提供的向下爬坡容量有所减少。

从图8可以看出,新能源提供爬坡容量,减少了常规机组需要预留的爬坡容量,降低了尖峰电价,同时整体电价水平也有所降低。

从表5可以看出,方案1未考虑分区爬坡辅助服务,在市场出清阶段的费用最少,但是在实时调度阶段因为爬坡容量不足而产生了新能源弃电和失负荷,考虑惩罚费用后整体费用最高;方案2考虑爬坡容量分区优化,市场出清费用比方案1提高了5.66%;方案3计及新能源参与爬坡辅助服务,比方案2的整体费用减少了2.97%,有效提高了经济效益。

从新能源主体角度出发,新能源在31~70时段由于提供了向上爬坡容量而主动弃电,但这些时段的电价为0或接近于0,因此对新能源主体的收益

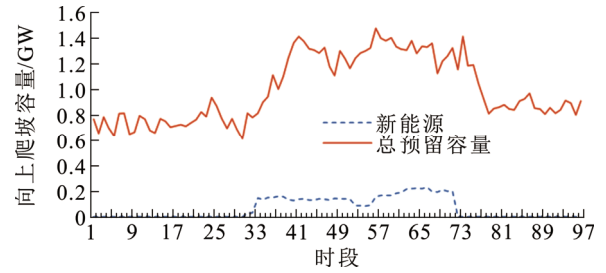


图6 区域1 新能源提供向上爬坡容量占比
Fig.6 Proportion of upward ramping capacity provided by renewable energy in area 1

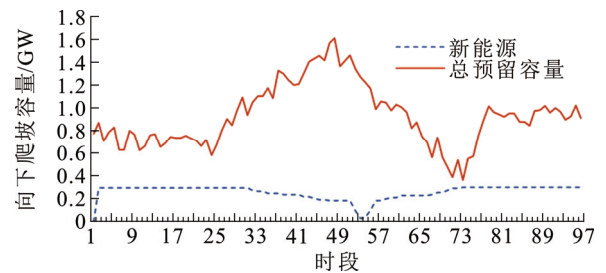


图7 区域1 新能源提供向下爬坡容量占比
Fig.7 Proportion of downward ramping capacity provided by renewable energy in area 1

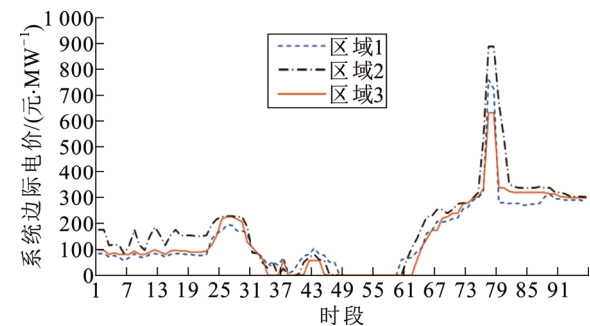


图8 不同方案下的系统边际电价
Fig.8 System marginal price under different schemes

表5 不同方案下的区域1费用

项目	不同方案下的费用/元		
	方案1	方案2	方案3
电能量费用	18 779 869	19 391 336	18 977 865
开机费用	280 000	494 000	300 000
向上爬坡费用	189 821	264 613	256 787
向下爬坡费用	963 010	1 206 940	1 187 636
新能源弃电费用	583 632	0	0
弃负荷费用	1 390 944	0	0
总费用	22 187 276	21 356 889	20 722 288

影响较小,另外新能源还可以获得爬坡辅助服务补偿费用 445 796 元。在实时调度阶段,新能源成本接近于 0,根据市场优化出清理论,在实际调用爬坡容量的过程中,相对于其他类型市场主体,其向上爬坡容量调用优先级最高,向下爬坡容量调用优先级最低,因此新能源参与爬坡辅助服务可以满足市场和成员的激励相容。

通过以上分析可知,方案 1 的常规方法在市场出清阶段费用最低,但是局部电网的灵活调节能力不足,易导致负荷供应不足和新能源弃电,影响电网运行安全;方案 2 考虑分区预留,提高了局部电网灵活爬坡容量,但是市场出清阶段的购电费用大幅增加,市场经济性降低;方案 3 通过新能源参与爬坡辅助服务,在保证电网安全供应的基础上降低了尖峰电价和购电费用,提高了市场经济性,虽然新能源主体会因提供向上爬坡辅助服务而部分弃电,但可以获得相应的辅助服务补偿,保证了市场的公平性。

4 结论

从新能源高占比的局部电网对灵活爬坡需求日益增加的角度出发,提出了一种灵活爬坡辅助服务分区优化方法。经过算例分析可知,所提方案相对于常规爬坡辅助服务优化模型,具有以下优点:

1) 在优化模型中通过分区预留充裕的爬坡容量,避免了网络阻塞引起的区域外灵活性资源无法调用的情况,提高了新能源高占比的局部电网的灵活性和安全性,减少了新能源弃电和失负荷功率。

2) 通过爬坡辅助服务替代备用市场的功能作用,并进行机会成本定价,对提供灵活爬坡容量的主体支付辅助服务费用,实现激励相容,促进市场主体的灵活性提升。

3) 相对于现有爬坡市场模式,增加引入新能源主体参与爬坡辅助服务的机制,可有效减少常规机组关停机数目,降低系统尖峰电价,提升电力现货市场运营的经济性。

参考文献 References

- [1] 刘俊磊,刘新苗,卢 洵,等.高比例新能源系统供需平衡分析方法和对策[J].高电压技术,2023,49(7):2711-2724.
LIU Junlei, LIU Xinmiao, LU Xun, et al. Analysis methods and countermeasures of supply and demand balance of high proportion of new energy system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2711-2724.
- [2] MISO. Ramp capability for load following in MISO markets white paper[R]. Indiana, USA: MISO, 2016.
- [3] CAISO. Flexible ramping product: revised draft final proposal[R]. London, UK: National Grid ESO, 2018.
- [4] 陈 青,吴明兴,刘英琪,等.面向风电市场化消纳的现货电能-辅助服务联合运营机制[J].电力自动化设备,2021,41(3):179-188.
CHEN Qing, WU Mingxing, LIU Yingqi, et al. Joint operation mechanism of spot electric energy and auxiliary service for wind power market-oriented accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 179-188.
- [5] 武昭原,周 明,王剑晓,等.双碳目标下提升电力系统灵活性的市场机制综述[J].中国电机工程学报,2022,42(21):7746-7763.
WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, WANG Jianxiao, et al. Review on market mechanism to enhance the flexibility of power system under the dual-carbon target[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7746-7763.
- [6] 王玲玲,刘 恋,张 镡,等.电力系统灵活调节服务与市场机制研究综述[J].电网技术,2022,46(2):442-452.
WANG Lingling, LIU Lian, ZHANG Ke, et al. A review of power system flexible ramping product and market mechanism[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 442-452.
- [7] 张大海,孙 锴,史一茹,等.考虑灵活资源及模数驱动方法的电力系统调度方法综述[J].高电压技术,2024,50(1):42-54.
ZHANG Dahai, SUN Kai, SHI Yiru, et al. Overview of power system dispatching methods considering flexible resources and model-data driven[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 42-54.
- [8] 胡晓静,李 慧,崔 晖,等.考虑灵活爬坡辅助服务和弃风惩罚的现货电能市场出清模型[J].电力系统保护与控制,2024,52(4):133-143.
HU Xiaojing, LI Hui, CUI Hui, et al. Cleaning model of a spot electric energy market considering flexible ramping auxiliary services and wind curtailment penalty[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(4): 133-143.
- [9] CHEN Yonghong. Addressing uncertainties through improved reserve product design[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(4): 3911-3923.
- [10] GHALJEHEI M, KHORSAND M. Day-ahead operational scheduling with enhanced flexible ramping product: design and analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(3): 1842-1856.
- [11] CHEN H Y, HUANG J P, LIN Z J, et al. Stochastic economic dispatch based optimal market clearing strategy considering flexible ramping products under wind power uncertainties[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2024, 10(4): 1525-1535.
- [12] 王佳旭,苗世洪,王廷涛,等.考虑调峰-备用-爬坡-惯量多应用价值的大规模先进压缩空气储能多阶段优化规划[J].高电压技术,2025,51(3):1339-1350.
WANG Jiayu, MIAO Shihong, WANG Tingtao, et al. Multi-stage optimization planning of large-scale A-CAES with consideration of multi-application values including peak regulation, backup, ramping and inertia[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(3): 1339-1350.
- [13] 李更丰,孙少华,别朝红,等.面向新型电力系统弹性提升的储能优化配置与灵活调度研究综述[J].高电压技术,2023,49(10):4084-4095.
LI Gengfeng, SUN Shaohua, BIE Zhaohong, et al. Review on optimal configuration and flexible scheduling research of energy storage for resilience improvement of new power system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(10): 4084-4095.
- [14] 张 剑,崔明建,何怡刚.部分分布式电源提供辅助服务的主动配电网快速鲁棒优化[J].高电压技术,2024,50(5):2107-2116.
ZHANG Jian, CUI Mingjian, HE Yigang. Fast robust optimization in active distribution network for partial distributed generators providing

- ancillary services[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(5): 2107-2116.
- [15] CHEN Sheng, CONEJO A J, WEI Zhinong. Power-gas coordination: making flexible ramping products feasible[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(5): 4697-4707.
- [16] 夏伟心, 陈 胜, 吴 昊, 等. 新能源电力系统能量-灵活爬坡市场定价研究[J]. 重庆理工大学学报(自然科学), 2024, 38(3): 318-326. XIA Weixin, CHEN Sheng, WU Hao, et al. Research on energy-flexible climbing market pricing for new energy power systems[J]. Journal of Chongqing University of Technology (Natural Science), 2024, 38(3): 318-326.
- [17] 蔡 帆, 戴 赛, 崔 晖, 等. 区域电网的分省备用容量留取方案(一): 机制设计[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 61-69. CAI Zhi, DAI Sai, CUI Hui, et al. Configuration scheme of provincial reserve capacity in regional power grid (part I): mechanism design[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 61-69.
- [18] 蔡 帆, 丁 强, 崔 晖, 等. 区域电网的分省备用容量留取方案(二): 优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(3): 1037-1047. CAI Zhi, DING Qiang, CUI Hui, et al. Configuration scheme of provincial reserve capacity in regional power grid (part II): optimization model[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 1037-1047.
- [19] 李国庆, 刘先超, 辛业春, 等. 含高比例新能源的电力系统频率稳定研究综述[J]. 高电压技术, 2024, 50(3): 1165-1181.
- LI Guoqing, LIU Xianchao, XIN Yechun, et al. Research on frequency stability of power system with high penetration renewable energy: a review[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(3): 1165-1181.
- [20] 孙瑜歌, 丁 涛, 黄雨涵, 等. 高比例新能源电力市场不同发展阶段划分及形态结构演进[J]. 高电压技术, 2023, 49(7): 2725-2743. SUN Yuge, DING Tao, HUANG Yuhan, et al. Development stage division and morphological evolution of power market with high proportion of renewable energy[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2725-2743.



石新聪(通信作者)

1985—, 男, 博士生, 高工

主要从事电网调度运行、控制技术方面的研究工作

E-mail: 35243155@qq.com

SHI Xincong

Ph.D. candidate

Senior engineer

Corresponding author

收稿日期 2025-04-09 修回日期 2025-10-16 编辑 程子丰