

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191538

# 多站融合供电系统辅助调峰自律运行调控策略

陈岩, 靳伟, 王文宾, 李会彬, 史智洁

(国网河北省电力有限公司邢台供电分公司, 河北 邢台 054001)

**摘要:** 针对大规模 DG 并网带来的电网调峰及备用容量需求, 基于全局协调、分区自治思想, 提出多站融合供电系统辅助调峰自律运行调控策略。构建调峰备用等相关技术指标以量化供电区域应具备的“自律能力”。根据供电区域调峰需求, 提出多种融合供电区域储能站自律调峰控制策略。为满足主网调峰备用需求并实现供电区域“自律”运行, 将储能调峰自律控制策略联合优化配置, 建立多站融合供电区域储能站容量优化配置模型。采用鲁棒优化联合端点场景筛选法构建供电区域典型运行场景, 利用智能优化算法对模型进行求解。最后, 对多站融合典型实施案例进行算例分析, 结果证明了所提方法的有效性。

**关键词:** 多站融合; 供电区域; 储能; 调峰; 自律运行

## Multi-station fusion power supply system to assist peak regulation strategy

CHEN Yan, JIN Wei, WANG Wenbin, LI Huibin, SHI Zhijie

(Xingtai Power Supply Branch, State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Xingtai 054001, China)

**Abstract:** Based on the idea of global coordination and regional autonomy, the regulation strategy of a multi-station integrated power supply system for assisting peak regulation and autonomous operation is proposed to meet the demand of power grid peak regulation and reserve capacity with large-scale interconnection of distributed generation. It builds relevant technical indicators such as peak regulation and standby to quantify the "self-discipline ability" that a power supply area should have. According to the demand of peak regulation in a power supply area, a variety of autonomous peak regulation control strategies for an energy storage station in the power supply area are proposed. In order to meet the standby demand of peak regulation in the main network and realize "self-regulated" operation in the power supply area, a self-regulated control strategy of energy storage peak regulation is combined to optimize the configuration. A capacity optimization configuration model of an energy storage station in the multi-station fusion power supply area is established. A robust optimization joint endpoint scenario screening method is used to construct a typical power supply region operation scenario and an intelligent optimization algorithm is used to solve the model. Finally, a typical implementation case of multi-station fusion is analyzed and the results prove the effectiveness of the proposed method.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51607153) and Science and Technology Project of Xingtai Power Supply Branch of State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd.

**Key words:** multi-station integration; power supply area; energy storage; peak regulation; self-discipline operation

## 0 引言

随着高渗透率分布式电源(Distributed Generation, DG)不断接入配电网, 由于其分布广泛、节点数量多等原因导致系统对所有 DG 采用集中控制模式操作困难, 难以满足运行阶段的控制时间尺度要求<sup>[1-2]</sup>。

另外, 由于分布式电源出力的随机性及其出力与负荷用电在时序上的不匹配性, 其大规模并网导致供电区域对外呈现高度不确定运行特性, 大大增加了整个系统运行与调控的复杂程度<sup>[3-4]</sup>。为适应高渗透率 DG 接入, 传统垂直一体化的配电网向全局协调、分散自治结构进行变革。

2019年1月, 国家电网公司提出“三型两网”发展战略, 建立智能电网与泛在电力物联网联合的国际一流能源互联网企业。“多站融合”作为泛在电

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51607153); 国网河北省电力有限公司邢台供电分公司科技项目资助

力物联网实施的重要应用之一，将变电站、分布式电源站、储能站、充电站、边缘数据中心等资源进行汇集，可以采集能源调节、变电和用电过程中所产生的相关数据，通过边缘计算进行数据分析，实现能源供需智能化调节，具备快速准确感知供电区域端口特性能力；通过多站建设整合区内各类资源共同参与运行与调控，使供电区域根据主网需求进行功率跟踪进而对外呈现友好稳定运行特性，是实现配电网供电区域“自治”及“自律”，并参与电力系统全局协调的有效配置方式。多站融合区域自律运行是利用多站融合产生的物理资源和泛在电力物联网信息资源对供电区域施行“源-网-储-荷”全方位管控，使供电区域能够按主网的指令实现自我管控，实现峰谷差调节、新能源消纳及调频调压等辅助功能。随着 DG 渗透率提高，供电区域需要较大调峰及备用容量应对 DG 出力随机大幅波动。储能系统(Energy Storage System, ESS)具有响应速度快、双向调节等优势，是应对 DG 功率大幅随机波动的有效途径。目前，国内外学者已对配电网分布式储能的优化配置及运行控制问题开展了大量研究。文献[5]针对分布式储能接入配电网规划与运行问题，提出分布式储能系统接入配电网容量配置及有序布点优化方法。文献[6]对配电网分布式光伏及储能进行集群划分，建立分布式光伏与储能双层协调选址定容协调模型。文献[7]针对典型日负荷曲线，提出基于网损灵敏度方差的配电网分布式储能位置及容量优化配置方法。文献[8]针对储能电站在现有配置下运行模式单一不能充分发挥作用问题，提出一种混合储能系统在平抑功率波动及峰谷电价套利模式下协调运行控制策略。文献[9]立足灵活性规划理论，提出一种计及灵活性不足风险的储能优化配置方法。文献[10]以含储能和需求响应的并网型光伏微电网为对象，提出考虑价格型需求响应不确定性的并网型光伏微电网储能系统优化配置方法。上述文献充分证明配电网中配置储能可有效缓解 DG 大规模接入造成的不利影响。因此，在多站融合供电区域配置储能站是平抑功率波动，提高新能源消纳能力，实现供电区域“自律”运行的重要手段。目前，国内外学者对多站融合研究多集中于储能站、边缘数据中心站的应用场景及多站融合运营模式研究<sup>[11-12]</sup>，而如何配置多站融合供电区域储能站使供电区域自律运行方法尚未有相关研究。从技术层面来看，多站融合建设的目标在于实现供电区域“自治”与“自律”，而如何对“自治”与“自律”能力进行限定并采用相关技术方法实现是多站融合开展应用的关键技术问题。

本文针对大规模 DG 接入造成配电网功率波动及给电网带来的调峰备用需求，基于配电网分区自治思想，提出多站融合供电系统辅助调峰自律运行调控策略。首先，分析泛在电力物联网多站融合供电区域“自治”及“自律”能力体现，通过构建调峰备用等相关技术指标量化主网对供电区域调峰备用需求；为满足主网调峰备用需求并实现供电区域“自律”运行，提出多种融合供电区域储能站自律调峰控制策略，该策略兼顾供电区域相关调峰备用指标及储能运行工况的合理性；以储能站全寿命周期经济性最优为目标函数，以供电区域“自律”指标为限定条件，将储能调峰自律控制策略联合优化配置，建立多站融合供电区域储能站容量优化配置模型。采用鲁棒优化联合端点场景筛选法构建供电区域典型运行场景，利用智能优化算法对模型进行求解。最后，对多站融合典型实施案例进行算例分析，结果证明了本文方法的有效性。

### 1 多站融合供电区域运行特性

多站融合是基于大数据、云计算、边缘计算等新一代信息技术，对配电网中的变电站、分布式新能源站、储能站、边缘数据中心站、等多站进行融合化建设和精准化运营，使供电区域内部供需自平衡，对外呈现“友好”运行特性，是泛在电力物联网在配电网的重要落地点。多站融合供电区域运作模式如图 1 所示。

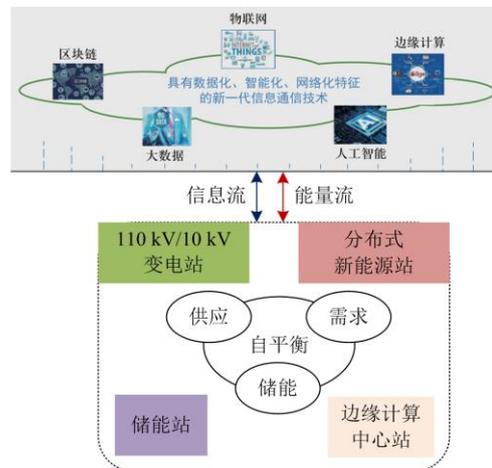


图 1 多站融合供电区域运作模式

Fig. 1 Multi-station integrated power supply area operation mode

多站融合通过对供电区域施行“源-网-储-荷”全方位管控，使供电区域能够按主网的指令实现自我管控，实现峰谷差调节、新能源消纳及调频调压

等辅助功能。储能站具有响应速度快、双向调节等优势,是应对供电区域功率大幅随机波动的有效途径;充换电站直接面向客户,凭借能源就近优势,为城市电动汽车提供充电服务;5G通信基站,充分利用变电站站址资源提供5G站址服务,与大数据、云计算及人工智能技术相结合,将在电力系统与泛在电力物联网中形成新的智能生态,为电力系统调度、控制、运维等环节带来变革性的改变与提升。因此,多站融合建设不仅能够应对大规模新能源并网对电网运行产生的诸多问题,同时能够挖掘泛在电力物联网与城市发展融合点,突出电网企业的引领作用,并推动城市绿色发展。

### 1.1 “自治”与“自律”能力体现

随着我国能源革命的不断推进,能源互联网发展模式成为电网主要改革目标,电网逐步由单一、集中资源配置模式向“源-网-荷-储”协调互补、各级供电区域供需自平衡,多能协调阶梯利用及集中与分布式相协调等模式转变<sup>[13]</sup>。新形势下,配电网供电区域需具备“自治”及“自律”能力,主要体现在如下三方面

#### (1) “供需储”自平衡

由于DG发电与负荷用电功率时序上的不匹配,导致供电区域内部出现功率冗余或功率缺额。配电网通过供电区域源侧分布式发电、储能和荷侧终端一体化功能系统,实现多能协调供应及阶梯利用,形成多能“供需储”自平衡体。供电区域首先通过能源就近利用实现分布式自我平衡,再通过“能源自远方来”实现与主网间不平衡能量集中交互,从而使大系统转变为各供电区域优先“自治”,整体“自律”运行。

#### (2) 备用容量机制

配电网供电区备用容量机制体现为通过对多站融合储能站精准主动控制,通过调控储能站充电或放电削峰填谷在一定范围内自由调节供电区域与主网不平衡功率交换曲线,使供电区域对外特性曲线满足主网运行要求,对外网呈现“友好”运行特性;同时,储能站通过削峰填谷可获取相应收益,因此,备用容量机制将为供电区域储能提供投资回报模式,有利于储能站的投资建设与应用。

#### (3) 网对网辅助服务

多站融合供电区域可利用储能站为主网提供可中断负荷辅助服务。与传统燃煤火电机组相比,储能站响应速率更快,灵活性更强,更易于功率匹配。主网调度中心根据系统运行需要,确定供电区域调峰、备用等多种辅助服务需求量,供电区域通过储能站功率调控,为主网提供相应辅助需求功率。同

时,为主网提供辅助服务还可获得相应的辅助服务补偿,是储能站应用的一种盈利方式。

### 1.2 供电区域调峰备用指标

为满足主网运行需要并充分发挥供电区域自律运行、调峰及备用能力,需对供电区域辅助调峰及备用功能进行合理量化,本文通过构建相关运行指标以限定供电区域需具备的“自律”能力。

#### (1) 交互功率峰谷差限值

供电区域供需储自平衡能力使自身对外具有友好的运行特性。与主网不平衡功率交换曲线峰谷差是衡量供电区域运行特性的重要指标,峰谷差值越大表明该供电区域发电与用电曲线不匹配程度越高。本文将供电区域与主网不平衡功率峰谷差限值作为供电区域外特性衡量指标。以24h为调控运行周期,供电区域在该运行周期内变电站与主网交互功率的峰值及谷值应满足如式(1)关系。

$$\left| P_{G,t}^p - P_{G,t}^v \right| \leq \delta \quad (1)$$

式中:  $P_{G,t}^p$ 、 $P_{G,t}^v$  分别为  $t$  时刻供电区域与主网交互功率曲线峰值与谷值;  $\delta$  为峰谷差值裕度。

#### (2) 调峰目标

根据电网公司为其设定的调峰目标,供电区域应采取相关手段进行调峰。设供电区域全年最高不平衡功率为  $P_{L,max}$ ; 调峰率为  $\gamma$ , 由电网公司设定, 则供电区域调峰目标为  $P_{Peak} = \gamma P_{L,max}$ ; 则供电区域实际对外运行曲线应满足

$$P_{G,t} \leq P_{Peak} \quad (2)$$

#### (3) 备用容量可调裕度

由主网调度需要,供电区域对外特性曲线应具有一定的灵活可调裕度,且需要具备快速响应能力,以此衡量供电区域灵活响应程度。而上述响应能力及响应速度可通过控制供电区域储能站充放电功率及响应时间完成相关调节。本文通过对储能站的配置容量及响应时间进行限制以表征供电区域备用容量可调裕度指标,具体表示如式(3)所示。

$$\begin{cases} \pm \Delta P_{G,t} = \pm \Delta P_{ESS,t} \\ h_{ESS,t} \geq \varepsilon \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $\Delta P_{G,t}$  为  $t$  时刻供电区域可调节备用容量裕度;  $P_{ESS,t}$  为  $t$  时刻储能站充电或放电功率;  $h_{ESS,t}$  为储能站充放电响应时间;  $\varepsilon$  为响应速率。

#### (4) 辅助服务能力

供电区域通过远期双边合同或者短期辅助服务市场竞价的方式,通过调控储能站运行方式为主网提供调峰、备用辅助服务。设  $t$  时刻主网辅助服务需求量为  $P_{as,t}$ , 则存在如式(4)关系。

$$P_{as,t} = P_{G,t} \quad (4)$$

式中,  $P_{as,t}$  为  $t$  时刻主网辅助服务需求功率。

## 2 多站融合供电区域“自律”优化策略

随着高渗透 DG 接入配电网, 以 110 kV 变电站供电范围为界的供电区域对外呈现高度的不确定运行特性, 给整个电网运行控制增加难度。本文以供电区域调峰备用指标为判定条件, 构建供电区域自律调峰控制策略, 在多站融合供电区域配置储能站, 通过合理调控储能装置参与供电区域消峰及填谷, 使供电区域整体对外呈现友好特性。

### 2.1 供电区域储能站调峰控制策略

以供电区域 24 h 运行数据为研究对象, 通过判断供电区域不平衡功率是否满足调峰备用指标, 确定储能站调控计划, 具体策略如下。

设  $t$  时刻( $t \in 24\text{h}$ )主网对供电区域功率特性需求  $P_{G,t}$ ,  $Soc_{\max}$  为储能站充电上限功率; 则供电区域不平衡功率满足如式(5)关系。

$$\Delta P_{D,t} = P_{DG,t} - P_{L,t} - P_{G,t} = P_{ESS,t} \quad (5)$$

式中,  $P_{G,t} > 0$ , 表示功率方向由供电区域到主网。

(1) 供电区域运行状态校验。根据设定的供电区域调峰目标、备用容量可调裕度及辅助服务容量, 判断当前时段  $\Delta P_{D,t}$  是否满足上述指标要求, 若不满足则需调控储能充电或放电。

(2) 储能站充电策略。储能站在多站融合供电区域主要功能为削峰填谷并为主网提供可调容量裕度及辅助备用容量。基于上述, 本文设定满足下述情况时储能充电: ① 为满足主网可调备用容量, 储能可在各时段实际剩余容量  $Soc_{ESS,t}^o$  应满包含储能设备出厂规定的剩余容量  $Soc_{ESS}^r$  及主网在此时段备用容量需求裕度预留容量, 即  $Soc_{ESS,t}^o = Soc_{ESS}^r + \Delta P_{G,t}$ ; 设  $t$  时刻储能站剩余容量为  $Soc_{ESS,t}$ , 则当  $Soc_{ESS,t} < Soc_{ESS,t}^o$  时, 储能充电; ② 设  $t$  时刻,  $\Delta P_{D,t} > P_{\text{peak}}$  且  $Soc_{ESS,t} < Soc_{\max}$ , 储能充电。

(3) 储能站放电策略。根据供电区域不平衡功率及储能剩余容量状态, 确定储能站放电行为。具体如下: ① 若  $Soc_{ESS,t} \geq Soc_{ESS,t}^o$ , 储能放电; ② 若  $|\Delta P_{D,t}| > P_{\text{peak}}$ , 且  $Soc_{ESS,t} \geq Soc_{ESS,t}^o$ , 储能放电。

### 2.2 多站融合供电区域储能站优化配置建模

#### 2.2.1 经济效益分析

多站融合供电区域通过调控储能站参与系统调峰及备用等“自律”控制过程中, 一方面建设 ESS 会产生投资及运维成本; 另一方面 ESS 参与调峰、为主网提供备用及辅助服务可获取相关收益, 同时

提高新能源消纳及利用能力。因此, 需在多站融合供电区域配置储能站过程分析建立相关成本及效益模型, 以建立合理有效的多站融合供电区域储能站优化模型。

将 ESS 全寿命周期总经济性采用折现值<sup>[14]</sup>计算成本效益, 具体模型如下。

#### (1) 储能站投资建设成本

$$C_1 = C_E E_{ESS} + C_P P_{ESS} \quad (6)$$

式中:  $C_E$  为储能站单位容量投资成本;  $E_{ESS}$  为储能站配置容量;  $C_P$  为储能站单位功率成本;  $P_{ESS}$  为储能站可利用的功率。

#### (2) 储能站运维成本

$$C_2 = \sum_{y=1}^N \left[ \left( \frac{1+i_r}{1+d_r} \right)^y C_{M,y} \Delta P_{ESS} \right] \quad (7)$$

式中:  $C_{M,y}$  为第  $y$  年储能站单位运维成本;  $N$  为储能站使用寿命;  $i_r$  为通货膨胀率;  $d_r$  为贴现率。

#### (3) 区域内调峰收益

区域内调峰收益主要体现为由储能站调峰从而降低供电区域用电费用所产生的内部收益<sup>[15]</sup>, 具体模型如下。

##### ① 基本电费收益

$$R_{\text{base}} = \sum_{y=1}^N \sum_{j=1}^{12} \sum_{t=1}^{24} \left( \frac{1+i_r}{1+d_r} \right)^y [P_{G,j} - P_{G,\text{peak},t}] Y_{\text{base}} \quad (8)$$

式中:  $P_{G,j}$  为供电区域第  $j$  个月向电网公司上报的最大功率需求;  $P_{G,\text{peak},t}$  为各时段 ESS 调峰后功率;  $Y_{\text{base}}$  为供电区域上报的最大功率需缴纳的费用。

##### ② 电度电费收益

电度电费收益体现为供电区域配置储能站后根据储能站低储高放获取的收益, 是供电区域一段时间的运行周期内根据电度电价与实际用电量计算出的累计费用<sup>[16]</sup>。

$$R_{\text{watt}} = \sum_{y=1}^N \sum_{j=1}^{12} \sum_{t=1}^{24} \left( \frac{1+i_r}{1+d_r} \right)^y P_{ESS,t} Y_{\text{watt},t} \quad (9)$$

式中,  $Y_{\text{watt},t}$  为电网公司根据供电区域实际用电量而收取的费用。

#### (4) 区域外辅助服务收益

多站融合供电区域通过调控储能站参与电网调峰、备用等提供辅助服务, 从而获得辅助服务收益, 具体如式(10)所示。

$$R_{\text{as}} = \sum_{y=1}^N \sum_{j=1}^{12} \sum_{t=1}^{24} \left( \frac{1+i_r}{1+d_r} \right)^y P_{G,t} Y_{\text{as},t} \quad (10)$$

式中,  $Y_{\text{as},t}$  为电网公司在  $t$  时段提供的辅助服务补贴电价。

### (5) 政府补贴收益

《电力需求侧管理城市综合试点工作中中央财政奖励资金管理暂行办法》指出, 对实施削峰填谷的主体予以资金补贴<sup>[4]</sup>。政府补贴收益模型为

$$R_{\text{gov}} = \sum_{y=1}^N \left( \frac{1+i_r}{1+d_r} \right)^y \Delta S_{\text{ESS}} Y_{\text{gov}} \quad (11)$$

式中,  $Y_{\text{gov}}$  为建设单位容量储能获取的补贴金额。

### 2.2.2 优化配置模型

本文基于供电区域“自律”运行控制策略, 建立供电区域储能站容量优化配置模型。模型以经济效益最优为目标, 以供电区域“自律”运行指标为限制条件, 根据供电区域不平衡功率交互曲线制定储能站容量调度计划, 最终优化求解多站融合供电区域储能配置容量。

#### (1) 目标函数

$$f = \max [R_{\text{base}} + R_{\text{watt}} + R_{\text{as}} + R_{\text{gov}} - C_1 - C_2] \quad (12)$$

#### (2) 约束条件

##### ① 功率平衡等式约束

供电区域功率平衡等式约束具体包括式(5)。

##### ② 供电区域“自律”指标约束

具体见式(1)一式(4)。

##### ③ 供电区域与主网交互功率限值

$$|P_{G,t}| \leq P_{G,\text{max}} \quad (13)$$

式中,  $P_{G,\text{max}}$  为供电区域与主网交互功率极限值。

##### ④ 储能站总额定容量及额定功率约束

$$\begin{cases} E_{\text{ESS}} \leq E_{\text{ESS,max}}^r \\ P_{\text{ESS}} \leq P_{\text{ESS,max}}^r \end{cases} \quad (14)$$

式中,  $E_{\text{ESS,max}}^r$ 、 $P_{\text{ESS,max}}^r$  分别为储能站最大额定容量及额定功率。

##### ⑤ 储能站运行约束

储能站运行约束包括储能时序运行约束、储能荷电状态、储能日内充放电守恒约束及储能充放电功率约束, 具体如下所示。

$$[Soc(t+1) - Soc(t)] E_{\text{ESS}} = (\eta P_{\text{ESS,ch}}(t) - \frac{P_{\text{ESS,dis}}(t)}{\eta}) \Delta t \quad (15)$$

$$\begin{cases} Soc_{\text{min}} \leq Soc(t) \leq Soc_{\text{max}} \\ Soc(0) = Soc(24) \end{cases} \quad (16)$$

$$-P_{\text{ESS}} \leq P_{\text{ESS,t}} \leq P_{\text{ESS}} \quad (17)$$

式中:  $Soc(t)$  为储能站  $t$  时刻荷电状态;  $\eta$  为充放电效率;  $Soc(0)$ 、 $Soc(24)$  分别为初时刻、末时刻储能荷电状态。

## 3 模型求解方法

### 3.1 不确定性处理

供电区域 DG 出力、负荷用电的波动将导致其对外呈现高度不确定性, 需针对上述不确定性进行处理, 使供电区域对外呈现友好特性。本节将不确定性因素对供电区域运行作用效果描述为典型不确定时序场景集, 以表征供电区域运行过程中可能出现的各种状态。

通过收集供电区域各时段与周期尺度下光照、风速及负荷曲线的长期历史统计信息, 获得基准和边界参考量。为体现时序特性, 以 24 h 运行数据作为研究对象, 采用多面体不确定集合<sup>[17-19]</sup>表征不确定范围, 其模型为

$$\begin{cases} P_{\text{DG},j,t} \in [\hat{P}_{\text{DG},j,t}^{\beta} - \hat{P}_{\text{DG},j,t}, \hat{P}_{\text{DG},j,t}^{\beta} + \hat{P}_{\text{DG},j,t}], \forall t, \forall j \in \Omega_{\text{DG}} \\ P_{\text{L},l,t} \in [\hat{P}_{\text{L},l,t}^{\beta} - \hat{P}_{\text{L},l,t}, \hat{P}_{\text{L},l,t}^{\beta} + \hat{P}_{\text{L},l,t}], \forall t, \forall l \in \Omega_{\text{Load}} \\ \sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega_{\text{DG}}} \left| \frac{P_{\text{DG},j,t} - \hat{P}_{\text{DG},j,t}^{\beta}}{\hat{P}_{\text{DG},j,t}} \right| \leq \Gamma_{\text{DG}}, \sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega_{\text{Load}}} \left| \frac{P_{\text{L},l,t} - \hat{P}_{\text{L},l,t}^{\beta}}{\hat{P}_{\text{L},l,t}} \right| \leq \Gamma_{\text{Load}} \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $\hat{P}^{\beta}$  和  $\hat{P}$  分别表示预测数据均值及最大波动范围;  $\hat{P}_{\text{DG},j,t}^{\beta}$  和  $\hat{P}_{\text{L},l,t}^{\beta}$  分别表示 DG 及负荷功率均值, 可通过统计历史每天各时段光照、风速及负荷曲线等方式获得;  $\hat{P}_{\text{DG},j,t}$ 、 $\hat{P}_{\text{L},l,t}$  分别表示 PV 及负荷功率的最大波动范围, 可根据历史预测偏差由规划人员设定<sup>[18]</sup>;  $\Gamma$  为不确定集合保守裕度调节参数, 值越大则包含越多不确定波动极值, 表明方案越保守。

由式(18)可产生大量不确定场景, 需筛选极端恶劣场景, 本文采用端点场景法<sup>[20-22]</sup>进行筛选。为缩减场景数量, 在筛选各时段极限值较多的场景的基础上, 筛选出满足全时序限值的场景, 具体步骤如下:

1) 统计各场景各时段为极值的端点数, 即

$$P_{j,t} = \hat{P}_{j,t}^{\beta} + \hat{P}_{j,t} \text{ 或 } P_{j,t} = \hat{P}_{j,t}^{\beta} - \hat{P}_{j,t}。$$

2) 筛选出具有全时序限值的场景, 即

$$P_j \leq \sum_t P_{j,t} \leq \bar{P}_j, \quad P_j \text{ 和 } \bar{P}_j \text{ 分别为一天 24 个时段总量}$$

DG 及负荷功率的上下限值, 该值可通过历史或预测数据信息等方式获得。

利用上述原则即可生成规模合理有效的供电区域不确定时序场景, 取端点数目最大的  $S$  个场景应用于多站融合储能站配置场景。

### 3.2 模型求解流程

本文采用粒子群优化算法对模型进行求解, 具体实施步骤如下:

1) 初始化粒子群。根据决策变量的取值范围, 初始化粒子群的速度、位置、个体最优值和群体最优值, 设置当前迭代次数  $n=0$ 。

2) 粒子群更新。更新粒子的速度和位置, 并判断更新后的值是否满足条件: 若更新前、后的速度一致, 则对当前速度乘以一个(0, 1)之间的随机数; 若更新后的位置出现越界情况, 则采用空间缩放和吸引子的边界变异策略对越界粒子进行处理, 更新迭代次数  $n=n+1$ 。

3) 计算粒子适应度。根据粒子数据更新多站融合储能站功率和容量数据; 计算粒子群的适应度。

4) 更新粒子群的个体最优值、个体最优适应度、群体最优值和群体最优适应度。将粒子群的适应度依次与当前对应的个体最优适应度进行比较, 更新个体最优值和个体最优适应度。再将个体最优适应度依次与当前群体最优适应度进行比较, 更新群体最优值和群体最优适应度。

5) 迭代次数判断。判断是否满足条件  $P^{(n)} - P^{(n-1)} \leq \text{阈值}\mu$ , 若满足, 则返回 2); 否则, 以当前群体最优值和群体最优适应度作为优化结果, 转向步骤 5)。

具体求解流程见图 2。

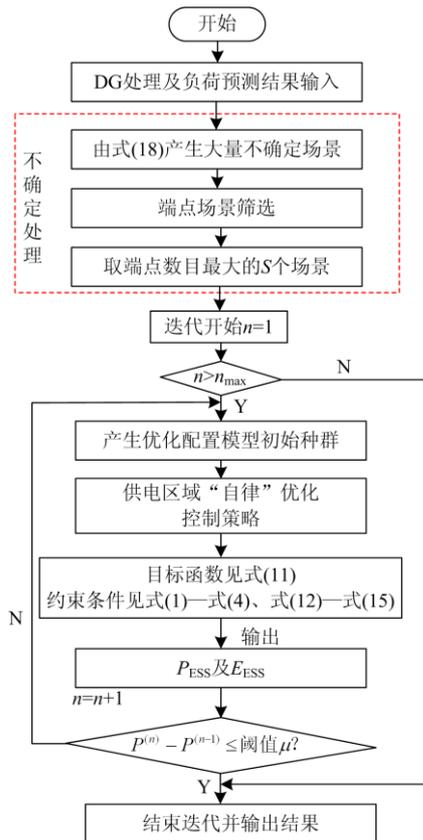


图 2 模型求解流程

Fig. 2 Model solution process

## 4 仿真验证

### 4.1 参数设置

选取上海市某“多站融合”示范工程作为算例进行分析。此多站融合供电区域变电站电压等级为 110 kV/10 kV, 在传统变电站基础上融合数据中心及储能站功能。储能站最大配置额定容量及额定功率为 60 MWh 及 20 MW, 储能配置相关参数见表 1; 电度电价及基础电费等经济参数参考文献[23-25]。供电区域分布式光伏分布广泛, 光照及负荷数据来源于上海市光照及年平均负荷曲线实际调研数据。

供电区域全年最高负荷功率为 **28.09 MW**, 对外不平衡功率限值为 **20 MW**, 给定的调峰目标为 **20%**, 最大峰谷差 **40 MW**, 调节裕度 **2%**, 辅助服务合同见表 2。

表 1 储能蓄电池型号、造价及运行维护费用

Table 1 Model, cost and maintenance cost of ESS

参数	数值
型号	GEFC-10 kW 3 hVFB
额定容量/(W h)	1000
额定功率/W	250
最大充电功率/W	500
最小剩余电量水平	0.1
最大剩余电量水平	0.9
效率/%	95
投资成本/(元/kW)	1 000
运行维护费用/(元/年)	20
使用年限/年	10
贴现率	0.1
剩余电量损失率/%	0.1
初始量 SOC	0.1

表 2 辅助服务合同

Table 2 Contract of auxiliary service

最大中断容量	中断时段	容量补偿	电量补偿
2 MW	13:00—14:00	0.015 元/kWh	0.35 元/kWh

### 4.2 优化结果

#### 4.2.1 不确定场景生成

由供电区域历史光照及负荷曲线的调研数据, 得出光伏、负荷功率预测均值, 如图 4 中虚线所示。参考文献[20-22], 取光伏、负荷功率预测最大波动范围为 10%, 构建光伏、负荷输出功率不确定集如图 4 阴影部分所示。为使本文所提鲁棒模型符合“最

恶劣”场景定义, 设光伏输出功率不确定集合保守裕度  $\Gamma_{pv}$  为 6, 表示运营过程中有 6 个时段光伏出力取到预测区间的最小值; 负荷功率不确定集合保守裕度  $\Gamma_{load}$  为 12, 表示负荷功率最多有 12 个时段取到预测区间的最大值, 其余均为预测值, 优化后得到光伏、负荷功率鲁棒曲线如图 3 中实线所示。

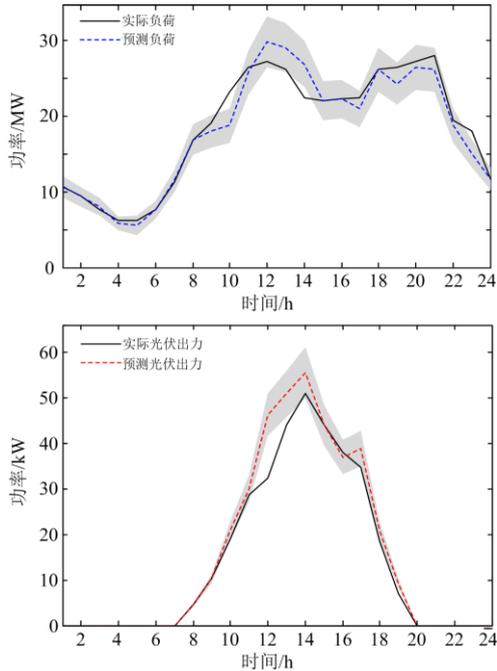


图 3 光伏及负荷功率预测曲线

Fig. 3 Predicted curve of PV and load

取 6 个全时段光伏、负荷功率波动极限场景, 作为多站融合储能站优化配置典型场景, 统计得出 6 个典型场景负荷曲线峰谷差越限次数及负荷峰值及其持续时间如表 3 所示。

表 3 典型场景负荷曲线越限特征

Table 3 Off-limit characteristics of typical scene load curve						
特征	1	2	3	4	5	6
峰谷差越限次数	3	2	4	3	2	2
峰值/MW	29.14	29.83	30.51	28.03	29.47	28.27
持续时间/h	2	3	4	2	3	2

#### 4.2.2 储能站优化配置结果

将第 2 节所提多站融合供电区域“自律”优化策略分别应用于上述 6 个典型场景, 得到的优化结果如表 4 所示。

表 4 多站融合储能站配置优化结果

Table 4 Multi-station fusion energy storage station configuration optimization results

场景号	储能站功率/MW	储能站容量/MWh
1	15.8	54.1

2	16.1	54.5
3	16.3	56.7
4	15.5	53.4
5	15.8	53.7
6	14.9	53.1

由表 4 结果可知, 场景 3 配置的储能站功率及容量最高, 表明场景 3 下供电区域“自律”需求最为严苛, 对外不平衡功率曲线峰谷差及连续高峰持续时间长。根据本文供电区域自律运行指标限制, 储能站容量配置应满足所有恶劣场景, 因此多站融合储能站容量配置结果为 16.3 MW 及 56.7 MW。

#### 4.2.3 多站融合供电区域自律运行调控结果

以场景 3 为代表采用本文所提方法得出供电区域运行各时段储能站容量调控及供电区域对外特性结果, 如图 4、图 5 所示。

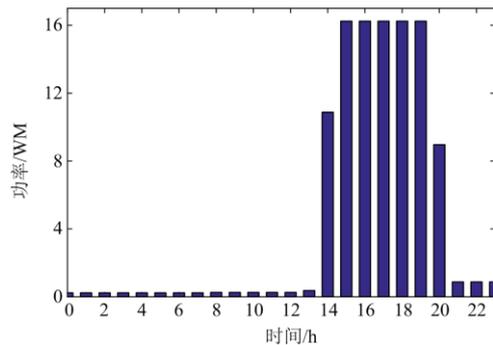


图 4 各时段储能站容量调控状态

Fig. 4 Capacity regulation state of energy storage station in each period

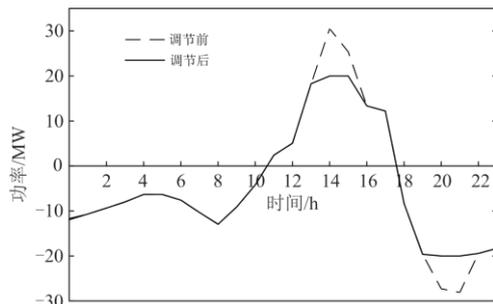


图 5 供电区域对外特性曲线

Fig. 5 External characteristic curve of power supply area

由上述结果分析可知, 供电区域各时段峰谷差及调峰目标均控制在合理范围内, 实现了供电区域自律运行目标。储能站在各时段均根据备用裕度指标预留相应容量为主网提供备用; 供电区域在 13:00—14:00 期间, 具备向主网提供 2 MW 备用容量的能力。由上述分析证明, 本文多站融合供电区域通过合理配置储能站容量并根据自律运行限定优

化储能调度,从而使自身自律稳定运行,对外呈现友好特性。

#### 4.2.4 多站融合供电区域运行经济结果

由 2.2 节多站融合供电区域储能站优化配置模型得到储能站容量配置各项成本收益如表 5 所示。

由以上结果分析可知,在 10 年规划期内,供电区域收益为-3 253 万元,无法实现盈利。主要原因在于储能投资较大,且电网公司、政府较低的补贴力度。

表 5 储能站容量优化配置成本及收益

Table 5 Energy storage station capacity optimization configuration costs and benefits

经济指标	数值
储能站投资建设成本/万元	25 291
储能站运维成本/万元	1 889
区域内调峰收益/万元	22 928
区域外辅助服务收益/万元	126
政府补贴收益/万元	873
总收益/万元	-3 253

## 5 结论

本文提出多站融合供电系统辅助调峰自律运行调控策略。通过构建调峰备用等相关技术指标量化主网对供电区域调峰备用需求。为满足主网调峰备用需求并实现供电区域“自律”运行,提出多种融合供电区域储能站自律调峰控制策略。该策略兼顾供电区域相关调峰备用指标及储能运行工况的合理性。以储能站全寿命周期经济性最优为目标函数,以供电区域“自律”指标为限定条件,将储能调峰自律控制策略联合优化配置,建立多站融合供电区域储能站容量优化配置模型。采用鲁棒优化联合端点场景筛选法构建供电区域典型运行场景,利用智能优化算法对模型进行求解。最后,对多站融合典型实施案例进行算例分析,结果证明了本文方法的有效性。

### 参考文献

- [1] 杨振铨, 项基, 李艳君, 等. 配合主网调度的配电网分布式电源主动控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(11): 3176-3185.  
YANG Zhenquan, XIANG Ji, LI Yanjun, et al. Active control strategy of distributed generations for utility grid cooperation in distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(11): 3176-3185.
- [2] GAO Yajing, XUE Fushen, YANG Wenhui, et al. Optimal operation modes of photovoltaic battery energy storage system based power plants considering typical scenarios[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(4): 397-406. DOI: 10.1186/s41601-017-0066-9.
- [3] 王波, 虞殷树, 贺旭, 等. 计及分布式电源并网安全约束的配电网改接优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(22): 67-77.  
WANG Bo, YU Yinshu, HE Xu, et al. An optimization model for restructuring distribution network considering grid-connected security constraints of DGs[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(22): 67-77.
- [4] DABRA V, PALIWAL K K, SHARMA P, et al. Optimization of photovoltaic power system: a comparative study[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(1): 29-39. DOI: 10.1186/s41601-017-0036-2.
- [5] 贾雨龙, 米增强, 刘力卿, 等. 分布式储能系统接入配电网的容量配置和有序布点综合优化方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(4): 1-7.  
JIA Yulong, MI Zengqiang, LIU Liqing, et al. Comprehensive optimization method of capacity configuration and ordered installation for distributed energy storage system accessing distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(4): 1-7.
- [6] 丁明, 方慧, 毕锐, 等. 基于集群划分的配电网分布式光伏与储能选址定容规划[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2187-2199.  
DING Ming, FANG Hui, BI Rui, et al. Optimal siting and sizing of distributed PV-storage in distribution network based on cluster partition[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2187-2199.
- [7] 杜鹏, 米增强, 贾雨龙, 等. 基于网损灵敏度方差的配电网分布式储能位置与容量优化配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(6): 103-109.  
DU Peng, MI Zengqiang, JIA Yulong, et al. Optimal placement and capacity of distributed energy storage in distribution system based on the sensitivity variance of network loss[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(6): 103-109.
- [8] 付爱慧, 张峰, 张利, 等. 考虑爬坡功率有限平抑的高渗透率光伏电网储能配置策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(15): 53-66.  
FU Aihui, ZHANG Feng, ZHANG Li, et al. The energy storage configuration strategy of PV power grid with high permeability is considered[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 53-66.
- [9] 温丰瑞, 李华强, 温翔宇, 等. 主动配电网中计及灵活性不足风险的储能优化配置[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3952-3960.  
WEN Fengrui, LI Huaqiang, WEN Xiangyu, et al. Planning for energy storage system considering risk of inadequate flexibility in active distribution network[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3952-3960.
- [10] 李姚旺, 苗世洪, 刘君瑶, 等. 考虑需求响应不确定性的光伏微电网储能系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 69-77.  
LI Yaowang, MIAO Shihong, LIU Junyao, et al. Optimal

- allocation of energy storage system in PV microgrid considering uncertainty of demand response[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(20): 69-77.
- [11] 王伯伊, 张越, 刘明波, 等. “多站融合”运营模式的探索研究[J]. *电力信息与通信技术*, 2019, 17(7): 41-45. WANG Boyi, ZHANG Yue, LIU Mingbo, et al. Research on the multi-station integration operation mode[J]. *Electric Power Information and Communication Technology*, 2019, 17(7): 41-45.
- [12] 张越, 王伯伊, 李冉, 等. 多站融合的商业模式与发展路径研究[J]. *供用电*, 2019, 36(6): 62-66. ZHANG Yue, WANG Boyi, LI Ran, et al. Research on business mode and development path of multi-station integration[J]. *Distribution & Utilization*, 2019, 36(6): 62-66.
- [13] 刘敦楠, 徐尔丰, 许小峰. 面向园区微网的“源-网荷-储”一体化运营模式[J]. *电网技术*, 2018, 42(3): 681-689. LIU Dunnan, XU Erfeng, XU Xiaofeng. “Source-network-load-storage” integrated operation model for microgrid in park[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(3): 681-689.
- [14] 胡泉, 徐国栋, 尚策, 等. 工业园区参与调峰的电池储能—需求响应联合规划[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(15): 116-122. HU Xiao, XU Guodong, SHANG Ce, et al. Joint planning of battery energy storage and demand response for industrial park participating in peak shaving[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(15): 116-122.
- [15] 张粒子, 张伊美, 叶红豆, 等. 可选择两部制电价定价模型及其方法[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(3): 59-65. ZHANG Lizi, ZHANG Yimei, YE Hongdou, et al. An optional two-part tariff pricing model based on the customers load characteristics[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(3): 59-65.
- [16] 邹波, 文福拴, 周盈, 等. 不完全信息情形下确定两部制输电价格的风险谈判模型[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(22): 59-67. ZOU Bo, WEN Fushuan, ZHOU Ying, et al. A CVaR-based negotiation model for determining two-part transmission prices under incomplete information[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(22): 59-67.
- [17] DEGHAN S, AMJADY N, KAZEMI A. Two-stage robust generation expansion planning: a mixed integer linear programming model[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29(2): 584-596.
- [18] 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 主动配电网分层鲁棒规划模型及其求解方法[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(5): 1389-1400. GAO Hongjun, LIU Junyong, WEI Zhenbo, et al. A bi-level robust planning model of active distribution network and its solution method[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(5): 1389-1400.
- [19] 刘一欣, 郭力, 王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(14): 4013-4022. LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(14): 4013-4022.
- [20] 陈厚合, 杜欢欢, 张儒峰, 等. 考虑风电不确定性的混合储能容量优化配置及运行策略研究[J]. *电力自动化设备*, 2018, 38(8): 174-182. CHEN Houhe, DU Huanhuan, ZHANG Rufeng, et al. Optimal capacity configuration and operation strategy of hybrid energy storage considering uncertainty of wind power[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018, 38(8): 174-182.
- [21] 颜湘武, 徐韵. 考虑网络动态重构含多异质可再生分布式电源参与调控的配电网多时空尺度无功优化[J]. *电工技术学报*, 2019, 34(20): 4358-4372. YAN Xiangwu, XU Yun. Considering the dynamic reconstruction of the distribution network with multiple heterogeneous renewable distributed power supply participating in the control of the multi-spatio-temporal scale reactive power optimization[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2019, 34(20): 4358-4372.
- [22] 陈奎, 马子龙, 周思宇. 电动汽车两阶段多目标有序充电策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(1): 65-72. CHEN Kui, MA Zilong, ZHOU Siyu. Charging control strategy for electric vehicles based on two-stage multi-target optimization[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(1): 65-72.
- [23] 赵蕊, 谭忠富, 德格吉日夫. 计及需求响应的微电网“源—储—荷”两级协调运行优化模型[J]. *可再生能源*, 2019, 37(11): 1630-1636. ZHAO Rui, TAN Zhongfu, DEGEJIRIFU. Two-level coordinated operation optimization model of the source-storage-load in microgrid considering demand response[J]. *Renewable Energy Resource*, 2019, 37(11): 1630-1636.
- [24] 宋易航, 谭忠富, 李欢欢, 等. 促进风电消纳的发电侧、储能及需求侧联合优化模型[J]. *电网技术*, 2014, 38(3): 610-615. SONG Yihang, TAN Zhongfu, LI Huanhuan, et al. To promote the power generation side of the power generation, energy storage and demand side joint optimization model[J]. *Power System Technology*, 2014, 38(3): 610-615.
- [25] 马艳霞, 车彬, 孟旭红, 等. 基于多目标的多阶段主动配电网规划方法分析[J]. *电网与清洁能源*, 2019, 35(10): 62-67. MA Yanxia, CHEN Bin, MENG Xuhong, et al. Analysis of multi-stage active distribution network planning method based on multi-objective[J]. *Power System and Clean Energy*, 2019, 35(10): 62-67.

作者简介:

陈 岩(1982—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电力系统规划与新能源技术的研究。E-mail: xtwangwb@126.com

(编辑 张爱琴)