

送端系统直流 FLC 与储能协同优化的快速频率响应备用配置方法

曾丕江¹, 郑超¹, 蒋乐¹, 唐翀², 程兰芬², 江出阳²

(1. 云南电力调度控制中心, 昆明 650011; 2. 南方电网科学研究院, 广州 510663)

摘要: 含高比例非同步电源的低惯性电力系统抗扰动能力不足, 在一次调频响应之前系统扰动引起的频率跌幅就可能触发低频减载风险, 亟需配置足额的快速频率响应资源。针对国内快速频率响应备用体系缺失、直流频率限制控制器 (frequency limiting controller, FLC) 备用优化空间受限、储能多调节功能利用不足等问题, 提出了一种直流 FLC 与储能协同优化的快速频率响应备用配置方法。首先, 基于送端系统直流联络线的运行特性提出直流 FLC 与储能相协同的快速频率响应备用容量经济分配方法; 其次, 面向储能的多时间尺度调节特性, 提出考虑多功能调节容量叠加复用的储能利用模式; 在此基础上, 构建送端直流 FLC 与储能协同优化的区域现货市场出清模型, 实现系统快速频率响应备用的日前全时段优化。最后, 通过南方区域现货市场出清模拟案例验证所提配置方法和出清模型的有效性。

关键词: 快速频率响应; 直流 FLC; 储能; 协同优化; 区域现货出清

Fast Frequency Response Reserve Allocation Method for Coordinated Optimization of DC FLC and Energy Storage in the Sending-End system

ZENG Pijiang¹, ZHENG Chao¹, JIANG Le¹, TANG Chong², CHENG Lanfen², JIANG Chuyang²

(1. Yunnan Power Dispatching and Control Center, Kunming 650011, China; 2. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China)

Abstract: The low inertia power system with a high proportion of asynchronous power sources has insufficient anti-interference ability. Before the primary frequency response, the frequency drop caused by disturbance may trigger low-frequency load shedding risk, and it is urgent to allocate sufficient fast frequency response resources. A fast frequency response reserve allocation method based on the coordinated optimization of DC frequency limiting controller (FLC) and energy storage is proposed to address issues such as the lack of a domestic fast frequency response reserve system, limited optimization space for FLC reserve, and insufficient utilization of energy storage multiple functions. Firstly, based on the operational characteristics of the DC interconnection line in the sending-end system, a fast frequency response economic allocation method for reserve capacity is proposed, which combines DC FLC with energy storage. Secondly, based on the multiple time scales regulation characteristics of energy storage, a energy storage utilization mode considering multifunctional regulation capacity stacking and reuse is proposed. On this basis, a regional spot market clearing model is constructed for the coordinated optimization of DC FLC and energy storage, achieving rapid frequency response and day-ahead full time optimization of the system's reserve. Finally, the effectiveness of the configuration method and clearing model proposed in this paper is verified through a simulation case of clearing the spot market in the southern region of China.

Key words: fast frequency response; DC FLC; energy storage; coordinated optimization; regional spot clearance

0 引言

在同步机主导的传统电力系统中,当系统发生大功率扰动时,依次由同步惯性响应、一次调频和二次调频提供功率支撑^[1]。随着新型电力系统中新能源发电占比的逐步提高,以同步机组为主的传统电力系统也将逐步过渡至含高比例非同步电源的低惯性电力系统,同步发电机能够提供的惯性和一次调频容量持续降低,系统抗扰动能力下降,可能导致低频减载等安全风险^[2],例如2016年南澳大利亚的大规模电网故障^[3]、2019年英国大停电事故^[4]等。

由于低惯性电力系统中的频率变化率通常会很高,在一次调频响应之前,扰动引起的频率跌幅极有可能越过低频减载装置的动作阈值^[4]。因此,部分面临低惯性问题的国家和地区设计了具有快速响应要求的新型调频服务,即快速频率响应^[5],旨在弥补同步机惯性和一次调频备用容量的不足,通过有功功率快速注入在一次调频响应前限制频率下降速度,比较具有代表性的国家主要为英国和澳大利亚。

英国国家电力系统运营商为应对同步惯量的降低导致事故状态下电力系统频率变化率增加以及频率最低点下降等问题,激励电化学储能等新型调频资源参与英国电网平衡的快速调节^[6],在以常规发电机组主要参与的传统调频辅助服务产品基础上,增加了动态遏制、动态校准和动态调节等新型产品^[7],实现了调频辅助服务在响应时间上、功能定位上更加精准的划分,构建了较为系统完善的调频辅助服务体系。

澳大利亚能源市场运营商为提高低惯性电力系统的可靠性和安全性,降低调频辅助服务的经济成本,针对常规机组和电化学储能等不同主体的差异性调节性能,在澳大利亚国家电力市场体系下设计了共10种调频辅助服务,满足1 s、6 s、60 s、300 s等不同响应时间需求^[8-10]。此外,澳大利亚国家电力市场允许同一发电主体可同时参与现货电能量市场和多个调频辅助服务市场交易,实现对单一调节资源的多功能复用,对储能等新型调频主体的激励作用十分明显^[11-12]。

目前国内对于新型电力系统所面临的频率安全问题,主要聚焦于应对负荷、新能源波动以及系统

大功率扰动的一次调频^[13]和二次调频^[14],并通过提前预留发电主体的多级备用容量来保障系统的稳定运行^[15],但是当前暂未设计面向储能等新型调频主体的快速频率响应备用体系。

直流频率限制控制器(frequency limiting controller, FLC)能够根据送端系统频率偏差快速调节直流运行功率,具备调节范围宽、调节速度快等特点,能够迅速抑制频率过快升高或降低,适合故障情况下系统发生有功功率大扰动时的快速频率响应场景^[16-17],可作为直流异步互联电网中送端系统快速频率响应备用的主要来源^[18]。但是目前在针对送端系统的调频研究中,较少考虑直流FLC与其余快速频率响应资源如电化学储能的协同优化,无法实现调频资源的大范围优化配置^[19]。同时,当前电力调度机构在设置直流FLC的上、下调节备用容量限值时,通常将其考虑为固定值,尚未根据系统供需平衡和新能源消纳情况实现局部时段的灵活调节,无法实现电力市场环境系统运行的最优经济性。

因此,本文从直流联络线和储能的运行特性出发,提出了一种送端系统直流FLC与储能协同优化的快速频率响应备用配置方法,实现直流FLC备用容量的经济分配和储能多调节功能的叠加复用,并通过构建送端直流FLC与储能协同优化的区域现货市场出清模型,实现系统快速频率响应备用的日前全时段优化。最后,采用南方区域现货市场出清模拟算例验证了本文所提方法的有效性。

1 送端系统直流FLC快速频率响应备用配置方法

1.1 直流FLC快速频率响应备用配置原则

快速频率响应的主要作用是为了应对系统频率突然变化而快速调节有功功率注入,与同步惯量响应共同阻止扰动后短时间内的频率快速变化,为一次调频的启动争取时间,从而保持频率稳定^[1]。如图1所示,快速频率响应与一次调频的差异主要体现于资源来源和响应时间,快速频率响应需要在一次调频响应之前动作,响应时间通常不足1 s,而受机组固有死区和响应速度的影响,一次调频的响应时间通常在2~30 s^[20]。

直流FLC死区参数一般与系统频率偏差成正比,即死区值越小,系统频率偏差越小。直流FLC与系统一次调频机组同为系统频率的有差调节,送端系统采用直流FLC与系统一次调频协调配合,抑

制系统受到大扰动后的频率波动。为避免 FLC 频繁动作, 目前工程上选取的 FLC 死区设置为 $\pm 0.15 \text{ Hz}$ ^[17], 大于提供一次调频的常规水、火机组。

电力调度机构通过时域仿真模拟故障情况下送端系统的频率偏移情况, 以此确定直流 FLC 最少所需预留的上、下备用容量, 并将其作为区域现货市场的运行边界。

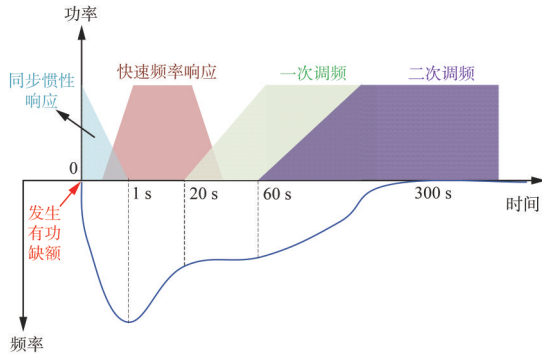


图 1 快速频率响应时间示意图

Fig. 1 Schematic diagram of FFR response time

1.2 送端系统直流 FLC 备用容量经济分配

本文利用电化学储能等同样具备快速频率响应特性的调节资源, 实现对送端系统直流 FLC 备用的等容量替代, 以系统经济性最优为目标, 分时段合理分配直流 FLC 和电化学储能的快速频率响应备用容量。

如图 2 所示, 送端电网向受端电网的直流输出功率与其最大传输功率之间的容量即为 FLC 上调备用容量, 与其最小传输功率之间的容量即为 FLC 下调备用容量。

在当前的日运行方式下, 送端系统直流 FLC 的

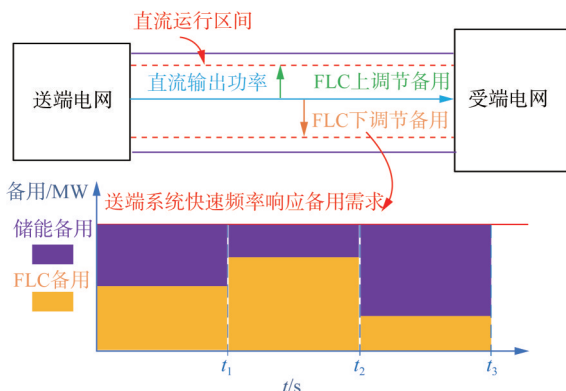


图 2 送端系统直流 FLC 的备用容量经济分配示意图

Fig. 2 Schematic diagram of dynamic allocation of reserve capacity for DC FLC in the sending-end system

上调备用容量和下调备用容量均为固定值, 不存在优化空间, 限制了直流联络线的运行区间, 既无法实现系统运行的最优经济性, 也无法最大限度发挥省间传输通道的余缺互济能力, 在低谷新能源消纳困难和高峰保供困难时段可能面临弃风弃光和切负荷风险。

而考虑电化学储能参与快速频率响应, 并可分担送端系统部分快速频率响应备用需求后, 储能的快速频率响应备用等容量替代部分 FLC 调节备用, 根据现货市场成本最优实现快速频率响应备用互济, 释放直流优化能力, 直流 FLC 备用在全天多时段呈现灵活可调的特性, 提升现货市场优化空间。

2 考虑多调节容量叠加复用的储能利用模式

电化学储能即具备秒级快速频率响应能力, 也具备分钟级调频能力, 更兼具小时级调峰能力, 可通过对其多时间尺度调节功能的综合利用, 最大限度发挥储能的多功能调节价值。

如图 3 所示, 储能的充放电容量按照不同调节功能分割为不同“功能模块”, 包括快速频率响应备用、一次调频备用、二次调频备用以及电能等, 分别对应不同时间尺度的调节功能, 实现储能的最大化利用。同时, 储能的各调节容量在全天多个时段也可以通过动态调配, 以实现系统经济性最优。



图 3 储能的多调节容量叠加

Fig. 3 Multiple regulation capacity stacking of energy storage

针对不同时间尺度的调节需求, 储能与多个调节资源相协同, 支撑送端系统频率稳定及电力电量平衡。

1) 储能与直流 FLC 协同, 共同为送端系统提供快速频率响应备用;

2) 储能与常规水、火发电机组协同, 共同为送端系统提供一次调频备用;

3) 储能与常规水、火发电机组及直流联络线协同, 共同实现送端系统的日尺度电力电量平衡。

3 考虑多调节容量叠加复用的储能利用模式

参考目前以常规水电、火电以及跨省联络线为主要优化对象的区域电力现货市场出清模型^[21],引入直流 FLC 与储能相协同的快速频率响应备用约束、储能的运行约束等,构建送端直流 FLC 与储能协同优化的区域现货市场出清模型。

3.1 区域现货市场出清模型

3.1.1 优化目标

区域现货市场出清模型以机组发电总成本、储能充放电成本以及跨省区输电成本之和最小为优化目标,具体表达形式如下:

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_U} \left(\sum_{s=1}^{S_i} C_{i,s} P_{i,s,t} + C_{U,i,t} + C_{Pmin,i,t} \right) + \sum_{e=1}^{N_E} (C_e^{\text{dis}} P_{e,t}^{\text{dis}} + C_e^{\text{ch}} P_{e,t}^{\text{ch}}) + \sum_{m=1}^{N_M} (C_{tr,m} P_{tr,m,t}) \right] \quad (1)$$

式中: N_U 为参与区域电力现货市场出清的发电机组数量; T 为所考虑的总时段数; S_i 为发电机组 i 的有功功率出力分段区间数; $P_{i,s,t}$ 为发电机组 i 在时段 t 的第 s 个分段区间内的有功功率出力; $C_{i,s}$ 为发电机组 i 运行在第 s 段有功功率出力的单位运行费用; $C_{U,i,t}$ 为发电机组 i 在时段 t 的启动费用; $C_{Pmin,i,t}$ 为发电机组 i 在时段 t 的最小技术出力费用,表示发电机组在开机状态下需要维持最小技术出力所需的成本费用; N_E 为参与区域电力现货市场出清的储能机组数量; $P_{e,t}^{\text{ch}}$ 和 $P_{e,t}^{\text{dis}}$ 分别为第 e 个储能的充、放电功率; C_e^{ch} 和 C_e^{dis} 分别为第 e 个储能的充、放电报价; N_M 为跨省电力交易数量; $P_{tr,m,t}$ 为时段 t 在跨省电力交易中的传输功率,下标 m 表示对应的第 m 项跨省电力交易; $C_{tr,m}$ 为第 m 项跨省电力交易的输电价格。

3.1.2 主要约束条件

区域电力现货出清模型的通用约束条件主要包括分省电力平衡约束、机组有功功率上下限约束、机组电量约束、输电断面潮流约束、系统正负备用容量约束等、梯级水电约束等。已有文献[22-23]等对上述约束进行过详细描述,本文不再详细赘述。

3.2 送端系统直流联络线运行约束

送端系统直流联络线的运行约束需要考虑直流运行功率的传输上下限以及 FLC 上、下调节备用容量的需求,具体表达式如下。

$$\sum_{j=1}^{N_{DC}} T_{j,t}^{\text{DC}} \leq \sum_{j=1}^{N_{DC}} T_{j,t}^{\text{DC}} - D_{t,R}^{\text{FLC}} \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^{N_{DC}} T_{j,t}^{\text{DC}} + U_{t,R}^{\text{FLC}} \leq \sum_{j=1}^{N_{DC}} T_{j,\max}^{\text{DC}} \quad (3)$$

式中: N_{DC} 为与送端系统关联的直流联络线数量; T_j^{DC} 为第 j 条直流联络线在时段 t 的运行功率; $T_{j,\max}^{\text{DC}}$ 和 $T_{j,\min}^{\text{DC}}$ 分别为第 j 条直流联络线的传输上、下限; $U_{t,R}^{\text{FLC}}$ 和 $D_{t,R}^{\text{FLC}}$ 分别为送端系统直流 FLC 在时段 t 需预留的上、下备用容量。

3.3 储能运行约束

电化学储能的运行约束主要包括储能充放电功率约束以及储能荷电状态约束。

3.3.1 储能充放电功率约束

储能出清的充放电功率需限定在其可调用容量范围内,同时考虑与多级调频备用容量的协同。目前国内部分省区已允许储能单独参与二次调频辅助服务市场,故本文主要考虑储能的快速频率响应和一次调频备用的容量优化:

$$\alpha_{e,t} P_{e,\min}^{\text{dis}} \leq P_{e,t}^{\text{dis}} \leq \alpha_{e,t} P_{e,\max}^{\text{dis}} \quad (4)$$

$$-\beta_{e,t} P_{e,\max}^{\text{ch}} \leq P_{e,t}^{\text{ch}} \leq -\beta_{e,t} P_{e,\min}^{\text{ch}} \quad (5)$$

$$0 \leq \alpha_{e,t} + \beta_{e,t} \leq 1 \quad (6)$$

$$P_{e,t}^{\text{ch}} + P_{e,t}^{\text{dis}} + U_{e,t,R}^{\text{FFR}} + U_{e,t,R}^{\text{PFR}} \leq P_{e,\max}^{\text{dis}} \quad (7)$$

$$P_{e,t}^{\text{ch}} + P_{e,t}^{\text{dis}} - D_{e,t,R}^{\text{FFR}} - D_{e,t,R}^{\text{PFR}} \geq -P_{e,\max}^{\text{ch}} \quad (8)$$

式中: $\alpha_{e,t}$ 和 $\beta_{e,t}$ 分别为储能 e 在时段 t 的充、放电状态,为 0-1 变量; $P_{e,\max}^{\text{dis}}$ 和 $P_{e,\min}^{\text{dis}}$ 分别为储能 e 的放电功率上、下限; $P_{e,\max}^{\text{ch}}$ 和 $P_{e,\min}^{\text{ch}}$ 分别为储能 e 的充电功率上、下限; $U_{e,t,R}^{\text{FFR}}$ 和 $U_{e,t,R}^{\text{PFR}}$ 分别为储能 e 在时段 t 提供的向上快速频率响应备用和一次调频备用; $D_{e,t,R}^{\text{FFR}}$ 和 $D_{e,t,R}^{\text{PFR}}$ 分别为储能 e 在时段 t 提供的向下快速频率响应备用和一次调频备用。

3.3.2 储能荷电状态约束

储能在优化时段的荷电状态需要与上一个优化时段相衔接:

$$E_{e,t} = E_{e,t-1} - (P_{e,t}^{\text{dis}}/\eta_e^{\text{dis}})\Delta t - (P_{e,t}^{\text{ch}} \cdot \eta_e^{\text{ch}})\Delta t \quad (9)$$

$$E_{e,\min} \leq E_{e,t} \leq E_{e,\max} \quad (10)$$

$$E_{e,0} = E_{e,T} \quad (11)$$

式中: $E_{e,t}$ 为储能 e 在时段 t 的荷电状态; η_e^{ch} 和 η_e^{dis} 分别为储能 e 的充、放电效率; $E_{e,\max}$ 和 $E_{e,\min}$ 分别为储能 e 的荷电状态上、下限; $E_{e,0}$ 和 $E_{e,T}$ 分别为储能 e 的初始时刻和末时刻的荷电状态。

3.4 直流 FLC 与储能协同运行约束

送端系统直流 FLC 与电化学储能相互协同,共同承担送端系统的快速频率响应备用容量,具体表

达式如下:

$$D_{t,R}^{\text{FLC}} + \sum_{e=1}^{N_E} U_{e,t,R}^{\text{FFR}} \geq R_{\text{up}}^{\text{FFR}} \quad (12)$$

$$U_t^{\text{FLC}} + \sum_{e=1}^{N_E} D_{e,t,R}^{\text{FFR}} \geq R_{\text{dn}}^{\text{FFR}} \quad (13)$$

式中 $R_{\text{up}}^{\text{FFR}}$ 和 $R_{\text{dn}}^{\text{FFR}}$ 分别为送端系统所需的向上、向下快速频率响应备用容量下限。

3.5 常规机组与储能协同运行约束

3.5.1 一次调频备用约束

常规水、火电与电化学储能相互协同, 共同承担送端系统的一次调频备用容量, 具体表达式如下:

$$\sum_{i=1}^{N_U} U_{i,t,R}^{\text{PFR}} + \sum_{e=1}^{N_E} U_{e,t,R}^{\text{FFR}} \geq R_{\text{up}}^{\text{PFR}} \quad (14)$$

$$\sum_{i=1}^{N_U} D_{i,t,R}^{\text{PFR}} + \sum_{e=1}^{N_E} D_{e,t,R}^{\text{FFR}} \geq R_{\text{dn}}^{\text{PFR}} \quad (15)$$

式中: $R_{\text{up}}^{\text{PFR}}$ 和 $R_{\text{dn}}^{\text{PFR}}$ 分别为送端系统所需的向上、向下一次调频备用容量下限; $U_{i,t,R}^{\text{PFR}}$ 和 $D_{i,t,R}^{\text{PFR}}$ 分别为机组 i 在时段 t 提供的向上、向下一次调频备用容量。

3.5.2 送端系统电力平衡约束

同时, 储能与常规水、火电机组及直流联络线协同, 共同实现送端系统的日尺度电力平衡:

$$\sum_{i=1}^{N_U} \sum_{s=1}^{S_i} C_{i,s} P_{i,s,t} + \sum_{e=1}^{N_E} (P_{e,t}^{\text{dis}} + P_{e,t}^{\text{ch}}) - \sum_{j=1}^{N_{\text{DC}}} T_{j,t}^{\text{DC}} = D_{a,t} \quad (16)$$

式中 $D_{a,t}$ 为时段 t 的系统净负荷(系统负荷-风光新能源出力)。

4 算例分析

4.1 区域电网模拟案例

如图 4 所示, 基于南方区域直流异步互联特性和交直流混联网架结构, 模拟南方区域电力现货市场出清案例, 其中, 云南电网作为送端系统, 中东部主网作为受端系统, 同时针对送端系统开展重点分析, 模拟最大充放电功率 500 MW、电池电量 2 000 MWh 的电化学储能接入, 为送端系统提供快速频率响应和一次调频备用, 同时支撑 15 min 时间尺度的电力平衡。考虑到充放电过程中的损耗, 储能充电报价和放电报价应保持一定的价差^[25-26], 其中充电报价设置为 150 元/MWh, 放电报价设置为 550 元/MWh, 充放电价差为 400 元/MWh。

送端系统的相关参数设置详见表 1。在本案例中, 送端系统的上调节裕度整体较为充足, 下调节裕度相对偏紧, 因此主要针对直流 FLC 的下调节备

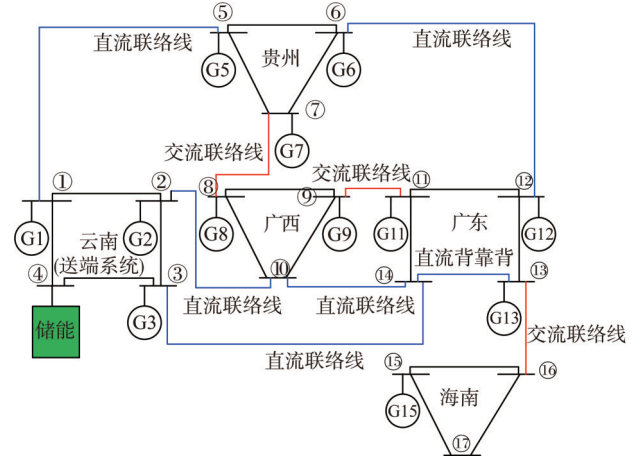


图 4 南方区域电力现货出清模拟案例

Fig. 4 Simulation case for the spot electricity market clearing in the southern region of China

表 1 送端系统参数设置

Tab. 1 Parameter settings of the sending-end system MW

参数名称	上调限值	下调限值
发电可调能力	34 500	12 550
直流输电能力	29 400	300
一次调频备用	2 000	700
快速频率响应备用	1 000	700

用以及储能的向上快速频率响应备用展开分析。

南方区域送受端净负荷情况如图 5 所示, 云南电网和中东部主网的分布趋势整体保持一致。云南电网净负荷最低值为 6 803 MW, 出现在午间 13:45 时刻, 净负荷最高值为 26 625 MW, 出现在晚间 19:45 时刻。中东部主网净负荷最低值为出现在午间 12:45 时刻, 净负荷最高值为 83 665 MW, 出现在晚间 19:45 时刻。

4.2 快速频率响应备用优化结果对比

协同优化模式下, 低谷时段云南直流外送功率可压减至运行下限, 送端系统的快速频率响应备用无需由直流 FLC 承担, 可由电化学储能全部提供, 直流 FLC 和电化学储能在全天不同时段实现快速频率响应备用的灵活互济, 如图 6 所示。

在夜间凌晨时段(00:00—07:00), 送端系统的快速频率响应备用将完全由电化学储能提供, 直流 FLC 无需承担对应快速频率响应备用, 对应可提升直流联络线 700 MW 的有功功率调节能力。而当中东主网的净负荷开始攀升, 送端系统的直流送出功率随之增加, 此时直流 FLC 的快速频率响应备用

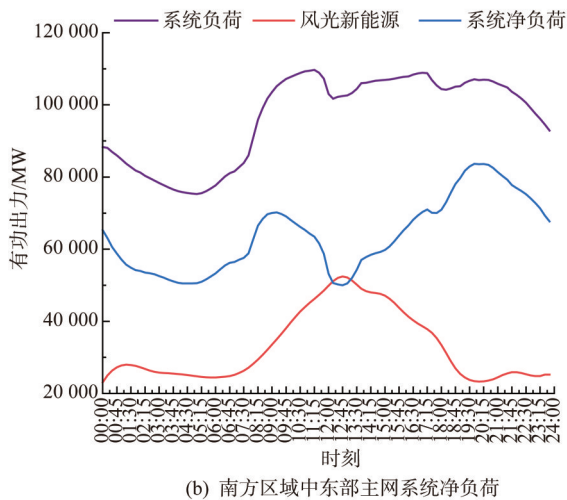
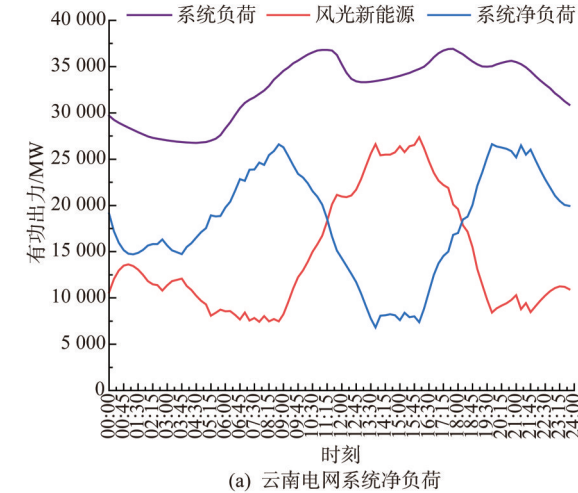


图5 送受端系统净负荷

Fig. 5 Net loads of sending and receiving end systems

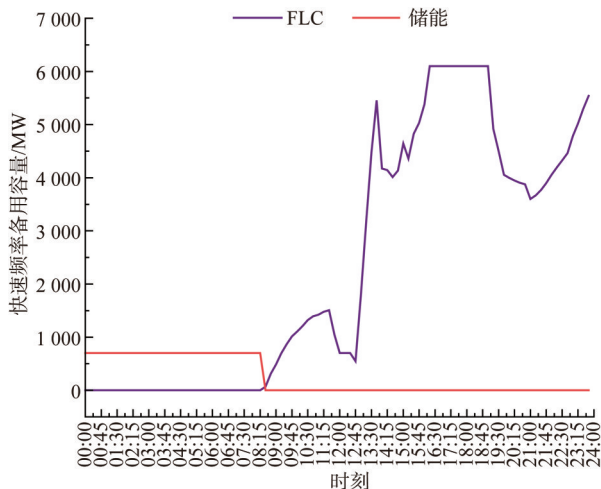


Fig. 6 Coordinated optimization results of DC FLC and energy storage

容量也将同步提升,电化学储能无需再承担送端系统全部的快速频率响应备用,对应可提升储能 700 MW 的有功调节能力。

4.3 一次调频备用优化结果对比

如图 7 所示,固定模式下,送端系统的一次调频备用容量在午间低谷时段和晚间高峰时段偏高,系统有功功率出力的经济性未得到充分利用。协同优化模式下,送端系统的一次调频备用容量分配更为经济,局部时段较固定模式偏少,可释放更多有功出力。

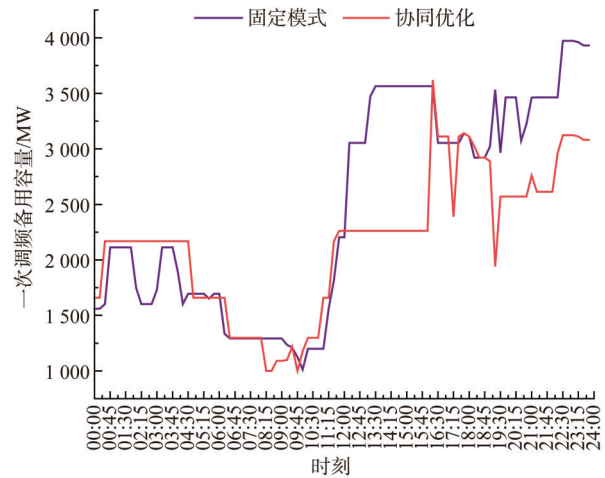


Fig. 7 Comparison of primary regulation reserves in the sending-end system

4.4 储能多功能调节容量优化结果对比

在本文所提区域现货出清模型中,储能可依据经济性最优原则,在全天不同时段提供差异化调节功能,如图 8 所示。在凌晨低谷时段,储能的充电功率为 200 MW,同时可提供 700 MW 的快速频率响应备用,在午间低谷时段,储能还可提供 500 MW 的一次调频备用。而在早高峰和晚高峰时段,送端系统的快速频率响应备用和一次调频备用均较为充足,储能无需提供辅助服务,其全部调节容量用于进行 15 min 时间尺度的电力平衡。

通过考虑储能多调节容量的综合利用模式,实现储能有功功率出力与快速频率响应、一次调频等辅助服务的“容量堆叠”,最大限度发挥储能的调节价值。

对比固定模式和协同优化模式下的储能运行成本,如表 2 所示。可以发现,协同优化模式下,500 MW 功率、2 000 MWh 电量的储能可依据经济

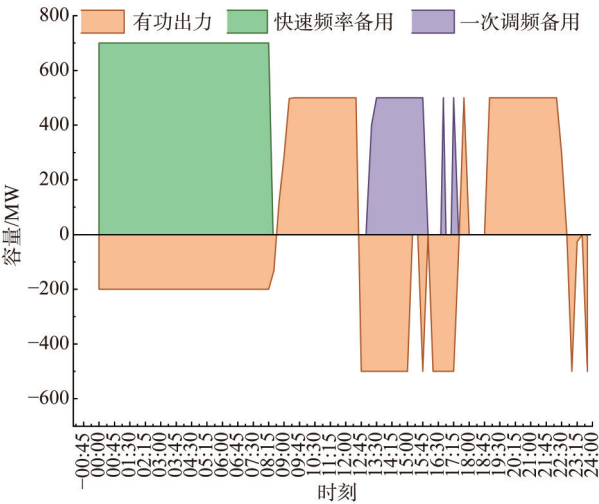


图8 储能的多调节容量经济分配

Fig. 8 Economic allocation of multiple regulation capacity for energy storage

性最优原则合理分配各时段的充放电功率和各调频备用容量，其全天总运行成本为 11.06 万元，较固定模式可减少 4.23 万元。

表 2 不同场景下储能运行成本计算结果

Tab. 2 Results of energy storage operating costs under different scenarios

场景名称	储能充电成本	储能放电成本	储能总运行成本
固定模式	0	1 529 140	1 529 140
协同优化	-444 047	1 549 991	1 105 943

4.5 区域现货市场经济性评估

固定 FLC 备用模式下，分别设置直流 FLC 备用容量下限值为 700 MW、600 MW、500 MW、400 MW、300 MW、200 MW，对比分析不同场景下区域现货运行成本。如图 6 所示，随着 FLC 备用限值减少，区域现货出清运行成本呈现先上升后下降趋势，协同优化模式下区域现货出清运行成本最低。

不同场景下区域现货运行成本的组成情况如图 9 和表 3 所示。协同优化模式下的总运行成本低于固定模式，最多可节省 363 万元，其中，机组发电成本可节省 123 万元，跨省输电成本节省 239 万元。模拟结果表面本文所提协同优化方法可有效提升区域现货市场的运营经济性。

4.6 送端系统联络线传输灵活性评估

送端系统的联络线传输灵活性^[24]可通过其有功功率的上下调节裕度进行体现。

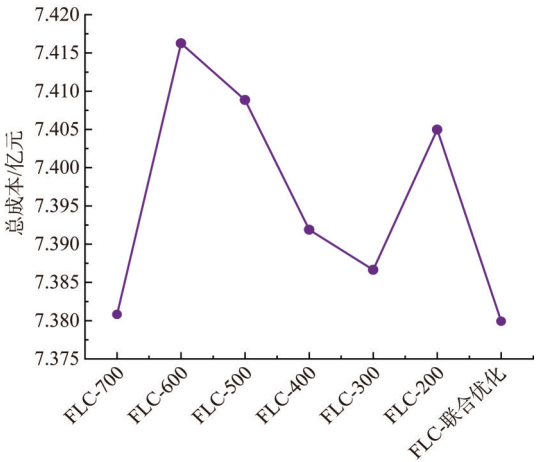


图9 区域现货运行成本对比

Fig. 9 Comparison of regional spot market operating costs

表 3 不同场景下区域现货运行成本计算结果

Tab. 3 Results of regional spot market operating costs under different scenarios

场景名称	机组发电成本	跨省输电成本	总运行成本
FLC-700	696 262 300	41 819 029	738 081 329
FLC-600	697 268 789	44 355 995	741 624 784
FLC-500	697 330 256	43 554 394	740 884 650
FLC-400	695 932 335	43 256 112	739 188 447
FLC-300	696 020 937	42 641 972	738 662 909
FLC-200	697 720 380	42 776 029	740 496 409
FLC-协同优化	696 030 918	41 961 380	737 992 298

如图 10 所示，固定模式和协同优化模式的上调节裕度最大均可达到 6 400 MW，而固定模式的下调节裕度最低仅能达到 1 000 MW，而协同优化模式的下调节裕度最低能达到 300 MW。表明协同优化模式下，送端系统直流联络线功率的运行范围更大，在低谷时段(00:00–07:00)，能够充分下压直流送出功率以腾出全网新能源消纳空间，在高峰时段(16:30–19:30)能够充分释放送端系统对中东部主网的支援调节能力，系统调节灵活性更为优越。

5 结论

本文基于直流 FLC 与储能的快速频率响应特性，提出了直流 FLC 备用容量经济分配方法和储能多调节容量相叠加的利用模式，构建了送端直流 FLC 与储能协同优化的区域现货市场出清模型，基于南方区域电力现货市场出清模拟案例，对比分析了考虑协同优化前后送端系统的灵活性和经济性，可指导送端系统直流 FLC 备用容量的优化配置，主

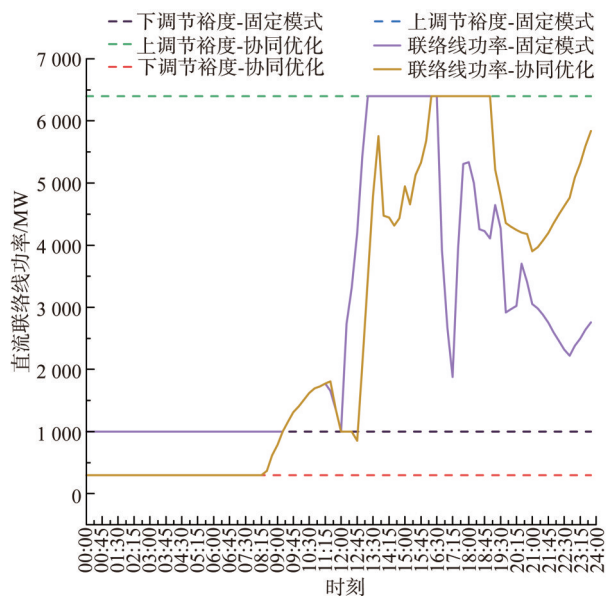


图 10 送端系统直流联络线调节灵活性对比

Fig. 10 Comparison of the flexibilities of DC tie-line regulation in the sending-end system

要结论如下。

1) 协同优化模式下, 储能的快速频率响应备用可等容量替代部分直流 FLC 下调节备用, 根据现货市场成本最优实现直流 FLC 和储能快速频率响应备用互济, 释放送端系统直流外送功率的优化调节能力, 提升区域现货市场优化空间。

2) 储能依据经济性最优原则, 可在全天不同时段经济分配不同调节功能的容量值, 实现有功出力、一次调频、快速频率响应等多调节功能的“容量堆叠”, 在参与现货市场出清的同时, 还可充分发挥储能的辅助服务调节价值。

3) 固定直流 FLC 备用模式下, 随着 FLC 备用下限值的降低, 区域现货运行成本呈现先上升后下降趋势, 而协同优化模式下可保障区域现货运行成本最低, 实现经济性最优。

参考文献

- [1] 陈亦平, 卓映君, 刘映尚, 等. 高比例可再生能源电力系统的快速频率响应市场发展与建议[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(10): 174-183.
CHEN Yiping, ZHUO Yingjun, LIU Yingshang, et al. Development and recommendation of fast frequency response market for power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(10): 174-183.
- [2] 滕贤亮, 谈超, 昌力, 等. 高比例新能源电力系统有功功率与频率控制研究综述及展望[J]. 电力系统自动化, 2023, 47

(15): 12-35.

- TENG Xianliang, TAN Chao, CHANG Li, et al. Review and prospect of research on active power and frequency control in power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 12-35.
- [3] 曹伟, 张甜, 傅业盛, 等. 同步调相机增强电力系统惯性和改善频率响应的研究与应用[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(3): 1-10.
CAO Wei, ZHANG Tian, FU Yesheng, et al. Research and application for increasing inertia and improving frequency response of power system by using synchronous condenser [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(3): 1-10.
- [4] ALSHARIF H, JALILI M, HASAN K N. Fast frequency response services in low inertia power systems-a review [J]. Energy Reports, 2023(9): 228-237.
- [5] FERNÁNDEZ-MUÑOZ D, PÉREZ-DÍAZ J I, GUISÁNDEZ I, et al. Fast frequency control ancillary services: An international review [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020(120): 109662.
- [6] 叶文圣, 荆朝霞, 褚宗衡. 英国频率响应服务市场及对中国调频市场建设的启示[J]. 中国电力, 2023, 56(1): 77-86.
YE Wensheng, JING Zhaoxia, XUAN Zongheng. UK frequency response service markets and their implications for China's frequency regulation market construction [J]. Electric Power, 2023, 56(1): 77-86.
- [7] 范馥麟, 李军徽, 坎波斯-高纳·大卫, 等. 储能友好型频率响应服务市场: 英国视角[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(4): 1278-1288.
FAN Fulin, LI Junhui, CAMPOSGAONA D, et al. Energy storage-friendly frequency response service markets: the UK perspective [J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(4): 1278-1288.
- [8] 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.
- [9] AEMO. Market Ancillary Services Specification v8.1 [EB/OL]. (2023-6-28). https://aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2023/primaryfreq-resp-norm-op-conditions/market-ancillary-services-specification-v81.pdf?la=en.
- [10] AEMC. National Electricity Amendment (Fast frequency response market ancillary service) Rule 2021 No.8 [EB/OL]. (2021-7-15). <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2021-07/Fast%20frequency%20response%20market%20ancillary%20service%20-%20Final%20Determination.pdf>.
- [11] 刘国静, 李冰洁, 胡晓燕, 等. 澳大利亚储能相关政策与电力市场机制及对我国的启示[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(7): 2332-2343.
LIU Guojing, LI Bingjie, HU Xiaoyan, et al. Australia policy mechanisms and business models for energy storage and their applications to China [J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(7): 2332-2343.
- [12] 曾辉, 孙峰, 邵宝珠, 等. 澳大利亚 100 MW 储能运行分析及对中国的启示[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(8): 86-92.
ZENG Hui, SUN Feng, SHAO Baozhu, et al. Analysis of Australian 100 MW energy storage operation and its enlighten-

- ment to China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(8): 86 – 92.
- [13] 李昊, 赵成勇, 熊小玲. 大规模风电接入的特高压混合级联直流系统送端频率控制策略[J]. 南方电网技术, 2023, 17(11): 10 – 21.
- LI Hao, ZHAO Chengyong, XIONG Xiaoling. Frequency control strategy for sending-end of hybrid cascaded UHVDC system interconncted with large-scale wind power [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(11): 10 – 21.
- [14] 易衡, 张雄, 黄宇, 等. 基于VGSM-LADRC的储能-火电协同调频控制策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 147 – 155.
- YI Heng, ZHANG Xiong, HUANG Yu, et al. Coordinated frequency regulation control strategy for energy storage and thermal power based on variable gain slide model and linear active disturbance rejection controller [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(21): 147 – 155.
- [15] 卓映君, 管霖, 陈亦平, 等. 基于精细化备用需求评估和跨省区备用均衡的大电网优化调度模型[J]. 电网技术, 2021, 45(4): 1438 – 1450.
- ZHUO Yingjun, GUAN Lin, CHEN Yiping, et al. Optimal scheduling model of large power grid based on refined reserve demand estimation and cross-regional reserve balance [J]. Power System Technology, 2021, 45(4): 1438 – 1450.
- [16] 皮杰明, 张坤, 陈亦平, 等. 异步互联系统准同步运行的HVDC附加控制建模及稳定性分析[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(14): 82 – 92.
- PI Jieming, ZHANG Kun, CHEN Yiping, et al. Modeling and stability analysis of HVDC auxiliary control for pseudo-synchronous operation of asynchronous interconnected systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(14): 82 – 92.
- [17] 谢惠藩, 徐光虎, 李鹏, 等. 多直流互联异步电网中直流频率限制控制的应用研究[J]. 南方电网技术, 2020, 14(5): 9 – 15.
- XIE Huifan, XU Guanghu, LI Peng, et al. Application research of frequency limit control on multi-HVDC asynchronous interconnection network [J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(5): 9 – 15.
- [18] 李智轩, 陈亦平, 雪映, 等. 多分区异步互联电力系统频率稳定分析与控制研究综述[J]. 电网技术, 2024, 48(12): 5003 – 5023.
- LI Zhixuan, CHEN Yiping, XUE Ying, et al. Optimal scheduling model of large power grid based on refined reserve demand estimation and cross-regional reserve balance [J]. Power System Technology, 2024, 48(12): 5003 – 5023.
- [19] 丁可, 耿光超, 江全元. 考虑多场景需求的储能和直流系统频率响应特性协同优化方法[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(8): 2649 – 2658.
- DING Ke, GENG Guangchao, JIANG Quanyuan. Collaborative optimization method for improving the frequency response characteristics of energy storage and DC systems considering multiscenario demands [J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(8): 2649 – 2658.
- [20] MENG L, ZAFAR J, KHADEM S K, et al. Fast frequency response from energy storage systems-a review of grid standards, projects and technical issues [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1566 – 1581.
- [21] 蔡葆锐, 梁彦杰. 考虑跨省优先计划及输电费的南方区域电力现货市场出清模型设计[J]. 南方电网技术, 2023, 17(12): 42 – 51.
- CAI Baorui, LIANG Yanjie. Spot electricity market clearing model designing of Southern China region considering interprovincial plan and transmission cost [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(12): 42 – 51.
- [22] 唐翀, 程兰芬, 周保荣, 等. 区域电力现货市场差异化出清模型研究[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2296 – 2307.
- TANG Chong, CHENG Lanfen, ZHOU Baorong, et al. Research of the differential spot market clearing model in regional grid, [J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2296 – 2307.
- [23] 钟儒鸿, 程春田, 廖胜利, 等. 耦合复杂水力联系的跨区交易现货市场出清模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(1): 164 – 173.
- ZHONG Ruhong, CHENG Chuntian, LIAO Shengli, et al. Clearing model for cross-regional transaction spot market coupled with complex hydraulic connection [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(1): 164 – 173.
- [24] 白帆, 陈红坤, 陈磊等. 基于确定型评价指标的电力系统调度灵活性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 52 – 60.
- BAI Fan, CHEN Hongkun, CHEN Lei, et al. Research on dispatching flexibility of power system based on deterministic evaluation index [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 52 – 60.
- [25] 栾天, 杨争林, 李继红, 等. 适应电化学储能成本特性的电力市场机制设计[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4): 101 – 110.
- LUAN Tian, YANG Zhenglin, LI Jihong, et al. Design of electricity market mechanism adapting to cost characteristics of electrochemical energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 101 – 110.
- [26] 易海琼, 赵朗, 李一铮, 等. 市场条件下新能源大基地储能规划双层经济性分析方法[J]. 电力建设, 2025, 46(3): 95 – 103.
- YI Haiqiong, ZHAO Lang, LI Yizheng, et al. Economic method for energy storage planning of large new energy bases in the electricity spot market [J]. Electric Power Construction, 2025, 46(3): 95 – 103.

收稿日期: 2024-10-23; 网络首发日期: 2025-04-30

作者简介:

曾丕江(1989), 男, 高级工程师, 博士, 研究方向为电力系统稳定分析与控制, zpjnear@163.com;

郑超(1991), 男, 高级工程师, 博士, 研究方向为电网稳定与控制、综合能源系统运行优化, kmzc1991@163.com;

唐翀(1993), 男, 高级工程师, 博士, 研究方向为电力现货市场出清仿真模拟与电力系统优化调度, tc_tju1895@163.com。