

DOI:10.12158/j.2096-3203.2019.04.010

规模化储能系统参与电网调频的控制策略研究

于昌海^{1,2}, 吴继平^{1,2}, 杨海晶³, 李朝晖³, 滕贤亮^{1,2}, 涂孟夫^{1,2}

(1. 南瑞集团公司(国网电力科学研究院), 江苏 南京 211106;

2. 智能电网保护和运行控制国家重点实验室, 江苏 南京 211106;

3. 国网河南省电力公司电力科学研究院, 河南 郑州 450052)

摘要:传统的火电与水电调频机组因其固有特性难以满足电力系统快速发展、新能源发电集中并网等引起的频率稳定控制需求, 储能以其灵敏精准的出力特性逐步在电力系统调频领域中实现了规模化应用。针对规模化储能资源响应速度快、跟踪精度高、调节方向易改变及有限的容量等特点展开了其参与电网调频的控制策略研究: 首先, 建立了区域电网自动发电控制(AGC)系统及包含储能荷电状态(SOC)的储能系统仿真模型; 然后, 综合考虑储能资源与常规电源的发电特性, 提出了计及储能SOC的快慢速调频资源协调控制策略; 最后, 搭建了4种不同的仿真场景, 通过仿真试验对提出的控制策略的有效性进行了验证。

关键词: 储能系统; 协调控制; 自动发电控制; 调频

中图分类号: TM712

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2019)04-0068-06

0 引言

调频辅助服务是维护电网运行安全的一项重要手段, 在电力系统运行过程中, 自动发电控制(automatic generation control, AGC)系统通过实时调节电网中调频资源的有功出力, 保持系统有功-负荷供需平衡, 从而维持系统频率稳定。由于不同地域电源结构差异较大, 各区域电网呈现的调频能力和效率不尽相同。尤其近年来随着智能电网的快速发展和新能源发电的大规模并网, 电网对不同类型电源的优化调度与系统调频品质提出了更高的要求^[1-5]。在当前多数电网中, 大型火电与水电机组为主要调频电源, AGC通过不断调整发电机组出力响应区域调节需求(area regulation requirement, ARR)的变化。但该类发电设备均为旋转机械器件, 受机械惯性和物理磨损等影响, 制约着电网安全与电能品质的进一步提升^[6]。同时, 火电机组响应时滞长, 不适合参与较短周期的调频控制, 而水电机组的调频容量、性能也易受地域与季节的制约。

近年来, 利用大规模储能系统参与电网调频已引起业界广泛关注^[7-11]。多项研究成果表明, 储能系统相较传统调频电源在电网调频方面具有显著优势。根据California电力市场的电源特性分析结果, 平均来看, 储能调频效果是水电机组的1.7倍, 是燃气机组的2.5倍, 是燃煤机组的20倍以上^[12]。

收稿日期: 2019-01-22; 修回日期: 2019-03-27

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2016YFB0900500); 国家电网有限公司科技项目“多点布局分布式储能系统在电网的聚合效应研究及应用示范”

因此, 相较于传统火电、水电等调频资源, 储能系统可以提供更优质的电网调频辅助服务, 能够有效改善电网AGC调频的整体控制效率和经济性。

国内外已有学者针对储能系统的调频应用与协调控制等问题进行了探索与研究, 并取得了一系列成果。为减少常规发电机组参与调频服务造成的机械磨损与经济性问题, 并改善其调频响应时延, 文献[13-15]提出了储能系统与常规机组的联合运行方法; 文献[16]将ARR信号划分为正常调节区、警戒区和紧急区, 依据不同的优先级, 将其分配给储能、V2G和传统调频电源; 文献[17]提出基于储能动态可用容量(dynamic available AGC, DAA)指标的调频需求分配策略, 并针对储能控制采用未滤波的独立区域控制偏差(area control error, ACE)信号; 文献[18-19]采用离散傅里叶变换分析高频和低频调频需求的方法, 制定储能资源参与电网调频的控制策略。以上研究结果对于储能资源的实际应用具有重要的指导意义和参考价值。

以上研究在储能层面未充分考虑其荷电状态(state of charging, SOC)管理, 在电网层面也未充分利用储能容量及其技术优势。针对上述问题, 在充分考虑储能资源与常规电源特点的基础上, 提出了规模化储能系统参与电网AGC的优化控制策略, 并通过系统仿真试验, 对所提出控制策略的有效性进行了验证。

1 区域电网与储能系统仿真模型

1.1 含储能系统的电网调频模型

目前, 国内外普遍采用区域等效方法描述区域

电网和传统电源的频率特性,即将电网元件模型转换为传递函数形式。基于典型区域电网调频模型搭建的含储能系统的研究模型如图1所示,其主要包括:调压器及涡轮机模型、负荷扰动信号、储能输入信号、惯性和负荷阻尼模型、ACE信号计算及处理等环节。

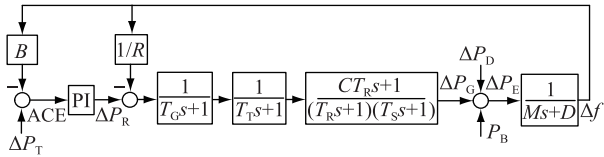


图1 典型单区域控制系统仿真模型

Fig.1 Typical simulation model of single area power system

图中: $\Delta P, \Delta P_R, \Delta P_G, \Delta P_D, P_B, \Delta P_E, \Delta f$ 分别为联络线交换偏差、AGC调节量、机组出力变化量、负荷扰动、储能有功、系统总有功不平衡量及频率变化量; R, B 分别为等效机组的调差系数和区域电网的频偏系数; $T_G, T_T, T_R, T_S, C, M, D$ 分别为调压器时间常数、汽轮机时间常数、再热器时间常数、汽轮机时间常数、再热器增益、系统惯性系数与负荷频率特性系数。

1.2 考虑SOC的储能模型

以典型电池储能电源(battery energy storage system, BESS)作为示例研究对象,所涉及的研究方法与研究成果同样适用于其他类型的储能电源,如电容器储能电源(capacitive energy system, CES)、超导磁储能电源(superconducting magnetic energy system, SMES)和飞轮储能电源(fly-wheel energy system, FESS)。

电池储能系统一般是指由电池储能设备、并网能量转换系统(power conversion system, PCS)以及滤波环节所构成的统一整体,储能模型主要包括单体元件模型和PCS及其控制方法模型^[20-21]。研究采用文献[22]所提的储能电池仿真模型,该模型包含PCS、响应延时-时间转换、电池储能设备模型以及限幅等环节,其结构如图2所示。

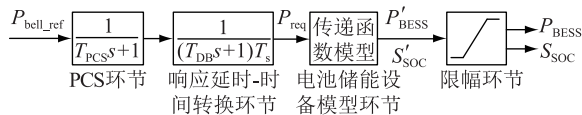


图2 储能系统仿真模型

Fig.2 Simulation model of ESS

图2中, P_{bess_ref} 为储能系统目标指令; P_{req} 为经过PCS和响应延时后的功率需求; T_{PCS}, T_{DB} 分别为PCS环节和响应延时-时间转换环节的时间常数; T_s 为仿真时间与实际时间关系的转换系数; P'_{BESS} ,

S'_{SOC} 分别为经过电池储能电源后的有功功率和荷电状态; P_{BESS}, S_{SOC} 分别为实际的有功功率和荷电状态。实际系统中储能 S_{SOC} 的取值范围为 $[0, 100]$,为避免过充过放控制影响设备使用寿命,设置储能SOC运行上下限($S_{SOC, min}, S_{SOC, max}$),当其越限运行时,对恶化SOC的控制指令进行闭锁。

仿真模型中通过对储能系统充放电功率积分计算储能系统的电能耗量(正值代表能量注入,负值代表能力流出),理想情况下,不考虑电能转化过程中的电能损失,将电能耗量在储能系统额定容量中的占比计作电能耗率,叠加至初始SOC便得到当前SOC,如图3所示。

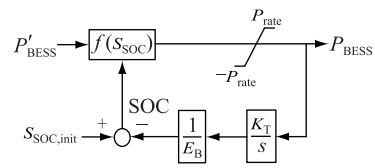


图3 含SOC的储能系统仿真模型

Fig.3 Simulation model of ESS with SOC

图3中 K_T 为积分电量计算时间常数,其值与仿真时间步长相关; E_B 为储能系统额定容量; $S_{SOC, init}$ 为储能SOC初始值。由此可得仿真过程中实时储能SOC的计算表达式:

$$S_{SOC}(t) = S_{SOC, init} - \int_0^t K_T P_{BESS} dt / E_B \quad (1)$$

$f(S_{SOC})$ 描述了储能输出功率与SOC的映射关系,当储能 S_{SOC} 处于理想运行区间,即50%附近,此时,储能系统充放电功率可以达到额定功率范围 $[-P_{rate}, P_{rate}]$ 内任一点;当 S_{SOC} 过高或者过低,即储能系统处于深度充放电状态时,其充电功率与放电功率范围会出现非线性变化。为简化起见,采用理想线性模型来描述此关系:

$$P_{BESS} = \begin{cases} P'_{BESS} & S_{SOC, min} < S_{SOC} < S_{SOC, max} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (2)$$

2 考虑储能SOC的快慢速调频资源协调控制策略

储能在参与电网调频中具有响应速度快、跟踪精度高等明显优势,由储能系统优先承担一部分AGC调节任务,能够提高电网整体调节速率和调节精度,减少电网对火电机组的调节需求,进而减少火电机组总调节容量。但储能系统非一次发电设备,充放电容量有限,一旦进入深度充放电状态,其调频支撑能力将大幅衰减,而相对于储能装置,常规能源发电机组则具有无限的能量供应。在AGC指令的单向调节持续时间过长的情况下,常规能源

机组需发挥能量支持的作用,共同完成电网 AGC 的调节需求。

基于该思路,提出了一种考虑储能 SOC 的快慢速调频资源协调控制策略,该策略主要包含控制死区内考虑储能 SOC 的优化控制和持续调节中的快慢速调频资源置换协调两部分:

(1) 控制死区内考虑储能 SOC 的优化控制。AGC 系统一般会根据 ACE 或者 ARR 绝对值划分出一个控制死区,死区范围内 ACE 往往围绕零值往复振荡。该类调节需求会增加水、火电等常规机组的磨损与震荡,一般将其视作系统高频低幅扰动,在系统控制死区范围内不对机组进行控制调节。而此类调频需求与储能系统调节方向易改变、跟踪速率快、适合浅充浅放的调节特性极为匹配。

因此在 AGC 控制死区内可针对储能系统 SOC 回归中值有利的调频需求进行响应,该类调节行为既可增加对电网的调频贡献,又能改善储能 SOC 指标。储能系统控制信号输出如下式所示:

$$P_{\text{bess_ref}} = \begin{cases} \min\{P_{\text{rate}}, -P_E\} & P_E < 0, S_{\text{SOC}} \geq 50 \\ \max\{-P_{\text{rate}}, -P_E\} & P_E > 0, S_{\text{SOC}} \leq 50 \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (3)$$

式中: P_E 为区域 ACE 值。即,当储能 SOC 偏离中值方向与调节需求方向相同时,储能系统对调频需求进行响应,并受额定功率的约束;否则,储能系统控制目标为零,维持当前状态,既不充电也不放电。

(2) 持续调节中的快慢速资源置换协调。为充分发挥储能系统的调频优势,采用快速调频资源优先调用的控制思路^[23]。但在长周期单方向的持续调节过程中,储能系统受限于有限的容量容易出现过充过放现象,从而造成储能功率支撑能力的快速衰竭,并影响储能设备的使用寿命。针对该问题,提出一种快速调频资源与慢速调频资源置换的协调控制策略:

(a) 当储能 SOC 运行在理想区间范围 $[I_1, I_2]$ 时,储能系统优先承担 ACE 调节,剩余部分再由慢速调频资源进行调节。储能系统与常规机组控制目标/调节需求分配计算公式如下:

$$P_{\text{bess_ref}} = \begin{cases} \min\{P_{\text{rate}}, -P_E\} & P_E < 0 \\ \max\{-P_{\text{rate}}, -P_E\} & P_E > 0 \end{cases} \quad (4)$$

$$\Delta P_{\text{conv}} = P_R - P_{\text{bess_ref}} \quad (5)$$

式中: ΔP_{conv} 为常规机组调节量; P_R 为 AGC 计算得到的 ARR。

(b) 当储能 SOC 超出理想区间范围 $[I_1, I_2]$,当前调节需求对储能 SOC 恢复有利时,储能系统仍然

优先承担 ACE 调节,需求分配同式(4)、式(5)。

(c) 当储能 SOC 超出理想区间范围 $[I_1, I_2]$,且当前调节需求对储能 SOC 恢复不利时,储能系统与慢速调频资源各自承担全部 AGC 调节量。储能系统控制目标仍采用式(4)表达,常规机组调节需求计算表达式为:

$$\Delta P_{\text{conv}} = P_R \quad (6)$$

由于储能系统与常规能源机组在响应过程存在时间差,储能率先响应调节需求提供快速支撑,然后在常规机组响应调节需求的过程中储能系统根据 ACE 反馈信号逐步退出,从而实现功率置换,如图 4 所示。

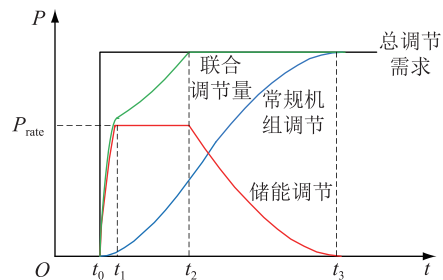


图 4 快慢速调频资源置换示意图

Fig.4 Illustration of capacity exchange between fast and slow regulation sources

t_0 时刻,系统发生扰动,储能系统与慢速调频资源同时动作; t_1 时刻,储能系统已达到额定速率; t_2 时刻,储能系统与慢速调频资源共同调节量已消除扰动,慢速资源继续响应原指令,而储能系统根据 ACE 反馈开始减小功率输出; t_3 时刻,慢速资源已响应到位,储能系统支撑有功被完全置换释放。

该节提出的考虑储能 SOC 的快慢速调频资源协调控制策略架构如图 5 所示。

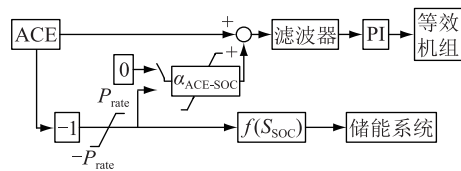


图 5 快慢速调频资源协调控制策略示意

Fig.5 Schematic block diagram of coordination control strategy between fast and slow regulation resources

储能系统与常规机组控制采用不同的输入信号,即常规机组控制采用滤波(含低通滤波与死区滤波)处理后的 ACE 输入信号,而储能系统直接采用未经滤波处理的原始 ACE。图中 $\alpha_{\text{ACE-SOC}}$ 为决策因子,通过统筹考虑当前 ACE 方向、储能系统的调频能力及储能 SOC 的运行区间之间的关联关系,决定常规机组的调节需求。

3 仿真与分析

通过在 Matlab 仿真试验平台上搭建仿真模型,并对多个控制场景的数值仿真结果进行分析比对。

3.1 仿真模型与参数介绍

(1) 电网模型。在传统调频模型中,机组的一次调频系数 R 通常为 $4\% \sim 6\%$,文中取 5% ;PI 控制中的比例因子与积分因子分别取 1 和 0.05;电网频偏系数 B 取值为 $800 \text{ MW}/0.1 \text{ Hz}$;文中使用的区域等值发电机模型参数取值参考文献[23]中的典型值,分别为 $T_C=0.5 \text{ s}$, $T_T=0.5 \text{ s}$, $T_R=0.2 \text{ s}$, $T_S=8 \text{ s}$, $C=0.25$;等效发电机组惯性时间常数 $M=10 \text{ s}$;负荷频率特性系数 D 取值一般为 $1 \sim 3$,文中取值为 1。

(2) 储能模型。BESS 模型的相关参数为 $T_{\text{pcs}}=0.01 \text{ s}$, $T_{\text{db}}=0 \text{ s}$, $T_s=1 \text{ s}$;SOC 限幅环节的控制区间为 $(10, 90)$;SOC 理想运行区间设定为 $[30, 70]$,超出该范围启动快慢速调频资源的置换策略;仿真初始时刻储能 SOC 为 50% 。

(3) 输入信号。为模拟电网实际负荷扰动情况,取某区域电网连续 2 h 的 ACE 历史采样曲线(采样时间间隔 5 s)作为系统扰动源,ACE 波动曲线如图 6 所示。

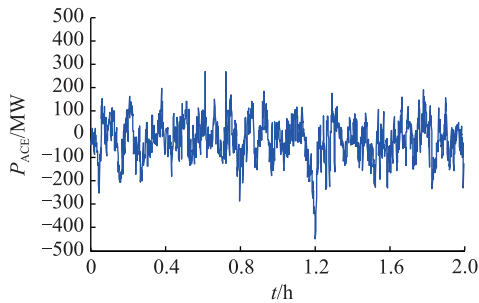


图 6 ACE 历史采样数据

Fig.6 The historical data of ACE

3.2 仿真结果对比

文中设计了 4 个运行控制场景进行仿真研究,分别如下。

(1) 场景 1:电网未配置储能系统;

(2) 场景 2:电网配置储能容量为 $10 \text{ MW} \cdot \text{h}$ (额定输出功率为 $\pm 40 \text{ MW}$),不考虑储能 SOC 管理策略;

(3) 场景 3:电网配置储能容量为 $10 \text{ MW} \cdot \text{h}$ (额定输出功率为 $\pm 40 \text{ MW}$),采用文中提出的协调控制策略;

(4) 场景 4:电网配置储能容量为 $20 \text{ MW} \cdot \text{h}$ (额定输出功率为 $\pm 40 \text{ MW}$),不考虑储能 SOC 管理策略。

将同一组 ACE 信号源作为 4 个控制场景的输入,得到 4 组系统频率波动曲线,分别以频差均值与频差均方根对频率质量进行评价,结果如图 7 所示,可以看出,场景 3 和场景 4 的系统频率评价指标较为接近、波动最小。

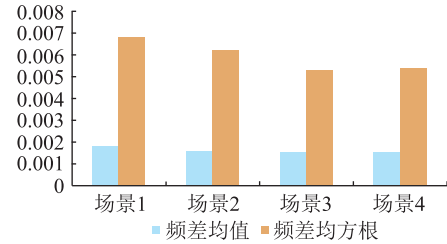


图 7 不同场景下的频差指标对比

Fig.7 Comparison of frequency deviation indicators in different scenarios

各场景下的常规机组控制信号如图 8 所示,可以看出电网引入储能系统后常规机组的上下反复调节行为显著降低。

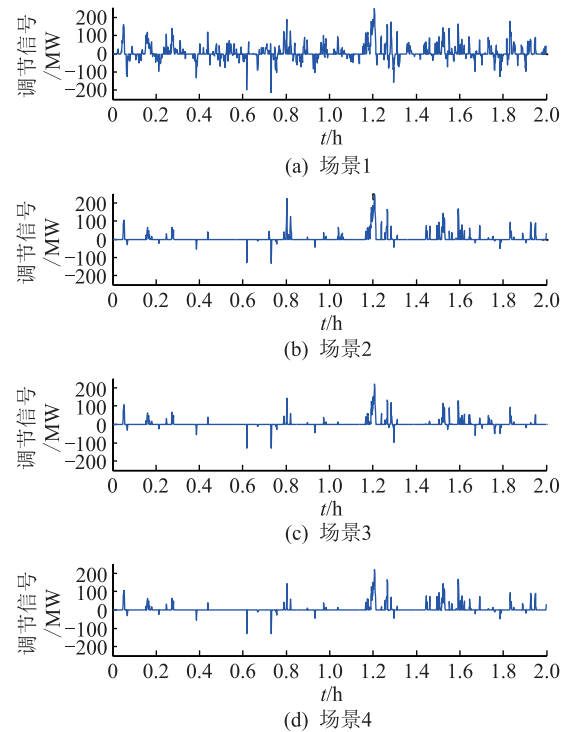


图 8 不同场景下的常规机组调节信号对比

Fig.8 Comparison of conventional units' regulation signals in different scenarios

进一步对 4 个场景下常规机组的调节次数、调节里程及最大功率输出指标进行量化分析,结果如表 1 所示。从表中可以看出,场景 4 中常规机组调节次数最少,因场景 3 考虑了储能系统 SOC 管理控制,常规机组调节次数略有升高;场景 3 中的调节里程指标最低,最大功率指标与场景 4 较为接近。综合来看,场景 3 中常规机组参与调频的程度最低,场

景4中由于采用更大容量的储能装置,常规机组参与调频的程度亦大幅下降。

表1 4个场景下的常规机组调节数据比较

Table 1 Regulation data comparison between four scenarios

场景	调节次数	调节里程/(MW·h)	最大功率/MW
1	341	40.2	260.4
2	81	14.0	257.8
3	94	10.5	220.1
4	78	11.8	220.0

图9为3个配置储能系统场景仿真过程中的储能SOC变化曲线。从图中可以看出,场景2中储能系统SOC快速(约0.8h处)下降至系统预设的10%临界运行点,场景4中储能系统容量更大使得SOC到达临界运行点的时间(约1.2h处)更迟一些,而场景3通过对储能SOC合理的控制管理,在连续2个小时的调频时段,储能SOC一直运行在较为理想的区间范围。从仿真结果可知,在电网实际运行场景下若不考虑储能SOC,则储能系统容易脱离理想运行区间,无法继续为电网调频贡献优质服务,甚至达到临界点,降低储能设备运行性能与使用寿命,对储能设备造成严重损害。

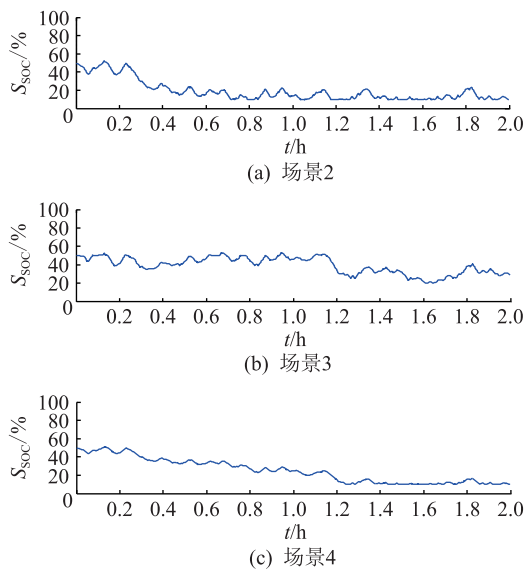


图9 不同场景下的储能SOC变化曲线

Fig.9 Curves of SOC in different scenarios

4 结语

针对规模化储能系统参与电网调频的应用场景,提出了一种考虑储能SOC的快慢速调频资源协调控制方法,并通过仿真试验验证了所提策略的有效性。文中策略通过优先调用性能优异的储能资源参与电网调频,显著降低了慢速常规发电机组的

调节动作,从而降低了常规发电机组一次设备的机械损耗与养护费用;同时,通过合理安排快慢速机组的调节时序配合,补偿了单独由常规水火机组提供调频服务时存在的响应时延、跟踪偏差与动作死区影响,提升了系统调频服务质量,而常规水火机组对储能系统的“反哺”又实现了对储能系统SOC的健康管理。

随着我国电力市场的逐步推进,储能参与电网调频辅助服务的条件日趋成熟,下一步的研究重点应为储能参与电网调频策略的进一步深化与完善,尤其应当考虑电力市场下的分时电价及超短期功率预测与日内交易的平衡控制等条件与约束,进一步提高储能参与电网调频的效能与经济性。

参考文献:

- [1] 国家电网公司“电网新技术前景研究”项目咨询组. 大规模储能技术在电力系统中的应用前景分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 3-8.
Consulting Group of State Grid Corporation of China to Prospects of New Technologies in Power systems. An analysis of prospects for application of large-scale energy storage technology in power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 3-8.
- [2] 程明. 新能源与分布式电源系统(下)[J]. 电力需求侧管理, 2003, 5(4): 43-46.
CHENG Ming. New energy and distributed power-supply system [J]. Power Demand Side Management, 2003, 5(4): 43-46.
- [3] 张粒子, 李丰, 程世军, 等. 大规模间歇式能源并网辅助服务需求研[J]. 太阳能学报, 2013, 34(8): 1345-1352.
ZHANG Lizi, LI Feng, CHENG Shijun, et al. Research on ancillary services requirements for grid-connected large-scale intermittent energy [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2013, 34(8): 1345-1352.
- [4] 邓晖, 黄弘扬, 楼伯良, 等. 浙江多馈入交直流混联电网电压稳定性分析[J]. 浙江电力, 2017, 36(4): 1-4.
DENG Hui, HUANG Hongyang, LOU Boliang, et al. Voltage stability analysis of multi-infeed AC/DC hybrid power system in Zhejiang Province [J]. Zhejiang Electric Power, 2017, 36(4): 1-4.
- [5] 张凤翱, 李国平. 基于载波通信技术的低压配电网设备自动化识别系统[J]. 浙江电力, 2017, 36(4): 60-63.
ZHANG Fengao, LI Guoping. Automatic identification system of low-voltage distribution network equipment based on carrier communication technology [J]. Zhejiang Electric Power, 2017, 36(4): 60-63.
- [6] 昆德. 电力系统稳定与控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
KUNDUR P. Power system stability and control [M]. Beijing: China Power Press, 2001.
- [7] 袁小明, 程时杰, 文劲宇. 储能技术在解决大规模风电并网问题中的应用前景分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1):

- 14-18.
YUAN Xiaoming, CHENG Shijie, WEN Jinyu. Prospects analysis of energy storage application in grid integration of large-scale wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1):14-18.
- [8] 王松岑, 来小康, 程时杰. 大规模储能技术在电力系统中的应用前景分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1):3-8.
WANG Songceng, LAI Xiaokang, CHENG Shijie. An analysis of prospects for application of large-scale energy storage technology in power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 3-8.
- [9] 罗星, 王吉红, 马钊. 储能技术综述及其在智能电网中的应用展望[J]. 智能电网, 2014, 2(1):7-12.
LUO Xing, WANG Jihong, MA Zhao. Overview of energy storage technologies and their application prospects in smart grid[J]. Smart Grid, 2014, 2(1): 7-12.
- [10] 何英静, 李帆, 沈舒仪, 等. 新能源及分布式电源接入浙江配电网适应性研究[J]. 浙江电力, 2018, 37(1):32-36.
HE Yingjing, LI Fan, SHEN Shuyi, et al. Adaptability research on integration of new energy and distributed generation into Zhejiang distribution networks[J]. Zhejiang Electric Power, 2018, 37(1):32-36.
- [11] 李建林, 田立亭, 来小康. 能源互联网背景下的电力储能技术展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(23): 15-25.
LI Jianlin, TIAN Liting, LAI Xiaokang. Outlook of electrical energy storage technologies under energy internet background [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(23): 15-25.
- [12] LIN J, DAMATO G, HAND P. Energy storage-a cheaper, faster and cleaner alternative to conventional frequency regulation[R]. Strategen, CESA, 2011: 1-15.
- [13] MAKAROV Y V, LU S, MA J, et al. Assessing the value of regulation resources based on their time response characteristics[R]. Richland, WA, USA: Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), 2008.
- [14] LU N, WEIMAR M R, MAKAROV Y V, et al. The wide-area energy storage and management system-battery storage evaluation[J]. Injury-international Journal of the Care of the Injured, 2009, 30(6):407-415.
- [15] LU N, WEIMAR M R, MAKAROV Y V, et al. An evaluation of the flywheel potential for providing regulation service in California[C] // Power & Energy Society General Meeting. IEEE, 2010.
- [16] ZHONG Jin, HE Lina, LI Canbing, et al. Coordinated control for large-scale EV charging facilities and energy storage devices participating in frequency regulation[J]. Applied Energy, 2014, 123: 253-262.
- [17] CHENG Yunzhi, TABRIZI M, SAHNI M, et al. Dynamic available AGC based approach for enhancing utility scale energy storage performance[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(2):1070-1078.
- [18] 任洛卿, 白泽洋, 于昌海, 等. 风光储联合发电系统有功控制策略研究及工程应用[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(7):105-111.
REN Luoqing, BAI Zeyang, YU Changhai, et al. Research on active power control strategy for wind/photovoltaic/energy storage hybrid power system and its engineering application [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(7): 105-111.
- [19] 胡泽春, 谢旭, 张放, 等. 含储能资源参与的自动发电控制策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29):5080-5087.
HU Zechun, XIE Xu, ZHANG Fang, et al. Research on automatic generation control strategy incorporating energy storage resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29):5080-5087.
- [20] 曹生允, 宋春宁, 林小峰, 等. 用于电池储能系统并网的PCS控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(24): 93-98.
CAO Shengyun, SONG Chunling, LIN Xiaofeng, et al. Study of PCS's control strategy for battery energy storage grid-connected system [J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(24): 93-98.
- [21] 常丰祺, 郑泽东, 李永东. 一种新型混合储能拓扑及其功率分流算法[J]. 电工技术学报, 2015, 30(12):128-135.
CHANG Fengqi, ZHENG Zedong, LI Yongdong. A novel hybrid energy storage topology and its power sharing algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(12): 128-135.
- [22] 黄际元, 李欣然, 曹一家, 等. 面向电网调频应用的电池储能电源仿真模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(18):20-24,74.
HUANG Jiyuan, LI Xinran, CAO Yijia, et al. Battery energy storage power supply simulation model for power grid frequency regulation[J]. Automation of Electric Power System, 2015, 39(18):20-24,74.
- [23] 张斌. 自动发电控制及一次调频控制系统[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005.
ZHANG Bin. Automatic generation control and primary frequency modulation control system [M]. Beijing: China Power Press, 2005.

作者简介:



于昌海

于昌海(1987),男,硕士,工程师,从事电网调度自动化、新能源有功控制相关工作(E-mail:yuchanghai@sgepri.sgcc.com.cn);

吴继平(1984),男,硕士,高级工程师,从事电力系统自动发电控制相关工作(E-mail:wujiping@sgepri.sgcc.com.cn);

杨海晶(1977),男,博士,高级工程师,从事电力系统分析与储能应用相关工作。

Distributed fast breaker failure and dead zone protection system by string integrated

ZHU Xiaotong, DAI Guangwu, ZHAO Qingchun, LIU Kui, XU Xiaochun, XIE Hua

(NR Electirc Co.,Ltd.,Nanjing 211102,China)

Abstract:When the AC system occurs breaker failure fault or dead zone fault in Ultra high voltage AC/DC hybrid system, the fault will be isolated after a long time, it can lead to commutation failures and blocking in DC transmission systems. In order to solve this problem, the fault isolating time components as well as the optimized links of breaker failure and dead zone protection in AC system by 3/2 connection are analyzed, and optimization techniques of breaker failure and dead zone protection is researched. It presents one kind of distributed fast failure and dead zone protection system by string integrated. By optimizing the logic of circuit breaker failure and dead zone protection, simplifying the circuit, shortening the transmission time of remote trip command and improving the logic of remote trip protection, reducing the redundant delay of multi-link, it can reduce the breaker failure and dead zone fault isolating time to less than 200 ms. Results of simulation and prototype experiment verify the effectiveness of the proposed theory and control strategy.

Keywords:commutation failure in DC transmission systems;string integrated;distributed;fast breaker failure;dead zone protection system

(编辑 钱悦)

(上接第 73 页)

Frequency regulation strategy for power grid incorporating large-scale energy storage

YU Changhai^{1,2}, WU Jiping^{1,2}, YANG Haijing³, LI Zhaohui³, TENG Xianliang^{1,2}, TU Mengfu^{1,2}

(1. NARI Group Corporation(State Grid Electric Power Research Institute),Nanjing 211106,China;

2. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control,Nanjing 211106,China;

3. State Grid Henan Electric Power Company Research Institute,Zhengzhou 450052,China)

Abstract:Traditional thermal power plants and hydro-power plants are difficult to deal with the problem of frequency stability caused by the rapid development of power system and the generation and parallelling in grid of renewable energy, while large-scale energy storage is applying itself in frequency regulation in power system for its characteristics of swiftness and accuracy. Energy storage system (ESS) has advantages of fast response speed, high following precision and easy-changing adjust direction, which has disadvantage of limit capacity, either. Considering the characteristics of ESS, control strategy of ESS participating in AGC is studied. Firstly, power grid AGC system model and ESS model including state-of-charging(SOC) is established. Then, with comprehensively considering the characteristics of ESS and conventional power resources, a coordination strategy between fast and slow regulation sources is proposed. Finally, three different scenarios is designed, and the efficiency of the proposed strategy is demonstrated through the sets of simulation tests.

Keywords:energy storage system;coordination control;automatic generation control(AGC);frequency regulation

(编辑 钱悦)