

电化学储能保底变电站中的配置方案与控制策略

程鑫¹, 龚贤夫¹, 张哲², 张海波², 姚伟³, 刘新苗⁴

(1. 广东电网有限责任公司电网规划研究中心, 广东 广州 510080;

2. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206;

3. 华中科技大学 强电磁工程与新技术国家重点实验室, 湖北 武汉 430074;

4. 广东电网有限责任公司, 广东 广州 510620)

摘要:开展保底电网的研究是落实国家能源局关于坚强局部电网规划建设实施方案的重要举措,储能技术的应用可完善严重故障下保底电网按局部电网独立运行的能力。针对这一问题,提出了一种电化学储能在保底变电站中的配置方案与控制策略。首先,探讨了电化学储能在保底变电站中的接入方式,并根据灾害期间的供电负荷发展水平制定了电化学储能的容量配置方案;然后,提出了电流补偿方法、相位补偿方法以及相位预同步方法等,以实现保底变电站在并网转孤网、孤网转并网运行期间的平滑切换,完善了储能系统的抗灾控制策略;最后,以广东沿海某地区电网的保底变电站为例仿真验证了所提方法的有效性。

关键词:坚强局部电网;保底电网;保底变电站;电化学储能;控制策略;容量配置

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202109029

0 引言

为了应对严重自然灾害等可能引发电网大面积停电事故的风险,提升重要负荷中心的应急保障能力,电网公司积极开展了保底电网规划研究,以推进电力系统综合防灾抗灾保障体系的建设。所谓保底电网,是指针对严重自然灾害、外力破坏等极端情况,以提高城市核心区域和关键用户的供电安全以及发生严重故障后的快速复电能力为目标,选取城市重要变电站、重要线路和抗灾保障电源进行差异化建设,所形成的可持续稳定运行的最小规模网架^[1-2]。对于重要负荷与抗灾保障电源基本平衡的城市电网而言,在极端故障下其保底电网可按局部电网独立运行。纳入保底电网中的变电站、线路分别统称为保底变电站、保底线路。

国内外已经开展了一系列关于保底电网规划的研究工作。学术界通常引入电网弹性和韧性的概念,用于衡量严重自然灾害期间减少故障造成的损失以及系统恢复正常供电的能力^[3-5]。文献[6]详细分析了自然灾害情况下电力系统的抗灾能力,采用提高设计标准、线路电缆化、变电站户内化等传统措施提高电网韧性;文献[7-8]以电力系统差异化规划为基础,开展电网薄弱环节的结构性优化工作,提出

了应对台风灾害的保底电网规划方法;文献[9]以电力系统黑启动送电路径的可靠性为基础,开展了计及线路风险的区域黑启动电源布点优化,以提高保底电网的事故恢复能力;文献[10]针对重要负荷的供电可靠性,以电网规模、线路优先选取度等为目标,建立了城市保底电网的多目标规划模型;文献[2,11]从城市电网面临的自然环境、电网结构强度、电力设备水平等方面出发建立了抗冰、防风保底电网防灾的综合评价指标体系。上述文献从多个方面重点研究了保底电网的构建及评价方法,较为全面地提升了重要负荷的供电能力及灾害恢复能力,但是随着保底电网规划技术的发展,对保底电网在严重故障情况下仍然维持局部孤网运行的研究工作也越来越受到重视。

一般地,为重要负荷供电的馈线(以下简称“重要馈线”)的电缆化水平较高,但是要实现上级电网的完全电缆化较为困难。当严重自然灾害引起上级电网发生故障时,可以围绕电缆化的重要馈线构建可独立运行的局部电网。然而重要负荷中心受限于土地资源、环境保护等因素,基本无法建设维持局部电网独立运行的常规电源。电化学储能是近年来发展最为迅速的储能技术,其具有响应速度快、建设周期短、布置灵活、可提供紧急备用和电压支撑等多种功能的特点^[12-13]。当在保底变电站中配置电化学储能时,可利用其技术优势在上级电网发生故障时形成局部自平衡系统^[14],维持重要馈线的孤网运行,提高保底电网的生存能力。研究电化学储能在保底变电站中的配置方案及控制策略是实现这一目标的重要途径,能提升坚强局部电网供电的安全可靠性^[15]。

基于此,本文首先探讨了电化学储能在保底变

收稿日期:2021-02-10;**修回日期:**2021-08-02

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777069);中国南方电网有限责任公司科技项目(037700KK52190010(GDKJXM20198272))

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777069) and the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co.,Ltd.(037700KK52190010(GDKJXM20198272))

电站中的接入方式,并根据灾害期间的供电负荷发展水平制定了电化学储能系统的容量配置方案;然后,提出了电流补偿方法、相位补偿方法、相位预同步方法等,实现保底变电站在并网转孤网、孤网转并网运行期间的平滑切换,完善了电化学储能系统的抗灾控制策略;最后,选取广东沿海某地区电网的保底变电站进行仿真分析,验证了所提方法的有效性。

1 电化学储能能在保底变电站中的配置方案

1.1 电化学储能能在保底变电站中的接入方式

按照 GB/T 36547—2018《电化学储能系统接入电网技术规定》,电化学储能系统接入电网的电压等级、接入方式一般与储能系统的容量相关。本文假设重要馈线均采用 10 kV 电压等级的电缆线路供电,即对应的保底变电站为 110 kV 变电站,其他电压等级可参照研究。电化学储能能在保底变电站中的 4 种接入方式示意图如附录 A 图 A1 所示,具体说明如下。

1) 方式 1: 电化学储能接入保底变电站的 110 kV 母线。该方式下无需对保底变电站的重要馈线和普通馈线进行区分,扩大了保底范围,但是电化学储能系统需维持整座保底变电站的孤网运行,对储能容量的需求大。

2) 方式 2: 电化学储能接入保底变电站的 10 kV 母线。该方式下只需将电化学储能接入含重要馈线的 10 kV 母线段,无需对该段母线的重要馈线和普通馈线进行区分,扩大了保底范围,但是电化学储能系统需维持整段母线的孤网运行,需要在每一条含重要馈线的 10 kV 母线配置一套电化学储能系统,对储能容量的需求也较大。

3) 方式 3: 电化学储能接入重要馈线。该方式操作简单,电化学储能系统仅需维持所接入重要馈线的孤网运行,对储能容量的需求小,但是需要对每一条重要馈线配置一套电化学储能系统。

4) 方式 4: 电化学储能接入应急母线。该方式无需对每一条重要馈线都配置电化学储能系统,而是将所有重要馈线集中于一段应急母线上,电化学储能系统维持该应急母线的孤网运行,对储能容量的需求也比较小,但是需增加一定的供电设备。

总体而言,采取方式 4 对电化学储能系统的容量需求较小,能量管理较为方便,且适应性强,满足了保底电网差异化规划建设的要求。因此,在有条件的情况下,推荐在保底变电站中采用电化学储能接入应急母线的方式。

1.2 灾害期间的供电负荷水平

严重自然灾害期间系统的供电负荷发展情况可总结为 5 个阶段,如图 1 所示。图中, T 为孤网运行阶段的时长。

1) 正常运行阶段: 灾害来临前, 系统处于正常运

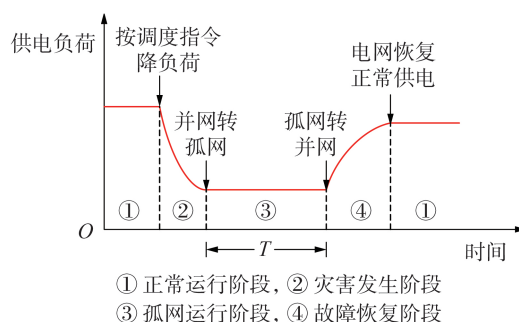


图1 严重自然灾害期间的供电负荷变化曲线

Fig.1 Variation curve of power supply load during severe natural disasters

行阶段,此时根据先进灾害预报等技术做好灾前准备工作,并保证电化学储能系统处于满充电状态。

2) 灾害发生阶段: 灾害开始发生时,除重要用户外,一般企业都会停工停产,学校会组织停课停学等,此时按照调度指令电网开始降负荷运行。

3) 孤网运行阶段: 受灾害影响上级电网发生故障,导致保底变电站与主电网断开,此时电化学储能系统带应急母线维持重要馈线的孤网运行,保证重要用户不间断供电。

4) 故障恢复阶段: 发生灾害后,通过紧急抢修、转供电等方式,逐步恢复保底变电站与主电网的联接,此时重要馈线由孤网状态向并网状态转变,并逐步恢复供电负荷。

5) 正常运行阶段: 电网设备检修完毕后,电网结构恢复至发生灾害前的水平,企业组织复工复产、学校开始复课复学等,系统负荷恢复至稳定水平。

由此可见,电化学储能能在保底变电站中的防灾抗灾功能主要体现在孤网运行阶段,维持重要馈线孤网运行所需要的负荷和电量是确定电化学储能系统配置容量的关键。当发生不同类型的灾害,且地区电网的紧急抢修、转供电能力等不同时,电化学储能系统的配置容量也不同,一般可根据历史灾害情况的统计结果,通过仿真分析确定。

1.3 电化学储能系统的容量配置方案

为了满足上级电网发生故障时维持重要负荷不间断供电的要求,电化学储能的容量配置方案取决于重要馈线的供电负荷水平,并需要保证孤网运行过程中系统的稳定性,具体步骤如下。

1) 确定电化学储能系统的功率。记第 i 条重要馈线的最大供电负荷为 $P_{i, \max}$, 则有:

$$P_{\text{ES}} \geq \sum_{i=1}^n \alpha_i P_{i, \max} + \max \{ P_{\text{loss}, t} + P_{\Delta, t} \} \quad (1)$$

式中: P_{ES} 为电化学储能系统的功率; n 为保底变电站中重要馈线的数量; $P_{\text{loss}, t}$ 为 t 时刻系统的有功损耗; $P_{\Delta, t}$ 为并离网状态切换过程中,电化学储能系统为了

保持稳定运行需额外超调发出的功率,当进入稳态后有 $P_{\Delta,i}=0$; α_i 为维持第 i 条重要馈线孤网运行所需的有功需求与最大供电负荷之比,以广东省为例,据统计其沿海地区发生台风灾害后,馈线负荷一般会大幅下降至最大供电负荷的15%~30%左右,此时可取 $\alpha_i=30\%$ 。

2)确定储能功率变流器系统(PCS)的容量。现有研究一般仅考虑储能系统的有功输出,而忽略了对储能PCS无功输出能力的要求。由于在孤网运行期间,尤其是在并离网状态切换过程中需要对应急母线提供电压支撑,此时可通过储能PCS输出无功功率以维持系统稳定性,有:

$$S_{PCS} \geq \max \left\{ \sqrt{P_{b,t}^2 + Q_{b,t}^2} \right\} \quad (2)$$

式中: S_{PCS} 为储能PCS的容量; $P_{b,t}$ 、 $Q_{b,t}$ 分别为 t 时刻应急母线在孤网运行过程中的有功负荷、无功负荷。

3)确定电化学储能系统的电池容量。电化学储能系统的电池容量应满足灾害期间重要馈线的供电电量需求,即有:

$$E_{ES} \geq \frac{1}{S_M - S_m} \sum_{t=1}^T \frac{P_{ES,t}}{\eta_d} \quad (3)$$

式中: E_{ES} 为电化学储能系统的电池容量; $P_{ES,t}$ 为 t 时刻电化学储能系统的放电功率; η_d 为电化学储能系统的放电效率; S_M 、 S_m 分别为电化学储能系统最大允许荷电状态、最小允许荷电状态。

在工程计算过程中,电化学储能系统需要维持孤网运行的时长 T 可参考历史灾害发生后电网恢复供电时间数据。“天兔”台风期间,汕尾中心城区的恢复供电时间约为76 min;“天鸽”台风期间,珠海站、琴韵站的恢复供电时间分别约为85、113 min。总体来看,台风灾害下电化学储能系统需要维持孤网运行的时长一般不超过2 h。

电化学储能系统在运行过程中还应满足一定的约束条件,主要包括放电功率约束及电池荷电状态约束等,如式(4)所示。

$$\begin{cases} P_{ES,t} \leq P_{ES} \\ e_{t+1} = e_t - \frac{P_{ES,t}}{\eta_d} \Delta t \\ S_m E_{ES} \leq e_t \leq S_M E_{ES} \end{cases} \quad (4)$$

式中: e_t 为 t 时刻电池的剩余电量; Δt 为时间间隔。

2 电化学储能在保底变电站中的抗灾控制策略

当电化学储能系统正常运行时,可参与系统调节(如调峰、调频、缓解阻塞、提供电压支撑与无功控制等)以提升运行灵活性,且控制策略较为简单,可采用 P - Q 控制、 V - f 控制等,以满足电网运行调度控制要求为主。当发生严重自然灾害时,首先需要根

据气象预警提前保证电化学储能系统处于满充电状态,以保障重要负荷的安全可靠供电需求。

在保底变电站的抗灾运行过程中,电化学储能系统需根据转孤网运行信号和转并网运行信号分别进行离网、并网的工作模式切换。一般而言,电化学储能系统在并网运行时采用 P - Q 控制模式,孤网运行时采用 V - f 控制模式^[16-18]。在并网模式下,电化学储能系统根据电网的指令发出功率或者吸收功率;在孤网模式下,由于失去上级电网的支撑,需要电化学储能系统进行恒频恒压控制,以维持应急母线频率与电压的稳定,自动提供负荷所需功率。当上级电网发生故障时,需要通过孤岛检测快速识别出孤网状态,以获得电化学储能系统转孤网运行的信号。准确快速地识别孤网状态,是储能系统并离网可靠运行的必要环节。

2.1 孤岛检测

常用的孤岛检测方法一般包括主动检测法和被动检测法。主动检测法控制储能PCS施加一个外部干扰,使得并网点(PCC)处的电压、频率发生偏移,可以加快检测孤岛的速度,但是对系统电能质量有一定的影响;被动检测法根据孤岛形成前后的功率、电压、频率等量测量的变化情况,判断是否需要与主网断开连接。由于电化学储能系统在孤岛检测过程中对电能质量的要求比对检测速度的要求更高,本文采用被动检测法进行孤岛检测。

保底变电站失去上级电网供电电源的瞬间会造成电压幅值和频率突变,通过检测PCC处的电压幅值、频率等参数是否超出设定的阈值来判断是否处于孤网状态。根据并网运行标准,当检测到PCC处电压、频率不满足式(5)所示范围时,发出并网转孤网运行信号。

$$\begin{cases} |U - U_0| \leq 0.1 U_0 \\ |f - f_0| \leq 0.2 \text{ Hz} \end{cases} \quad (5)$$

式中: U 为PCC处的电压测量值; U_0 为PCC处的额定电压; f 为系统频率测量值; f_0 为系统的额定频率,本文取值为50 Hz。

2.2 并网转孤网的控制策略

在检测到孤岛后,需要将储能PCS的工作模式从并网运行时的 P - Q 控制模式切换为孤网运行时的 V - f 控制模式。由于切换前、后储能PCS的状态不同,如果收到切换指令后直接切换电化学储能系统的工作模式,将产生电压、电流的瞬时冲击,可能造成重要负荷设备损害和人身伤害。为了解决这一问题,本文提出电流补偿和相位补偿方法,控制策略简化框图如图2所示。图中, P 、 Q 分别为并网控制模式下电化学储能系统的实际有功输出、无功输出; P^* 、 Q^* 分别为有功功率指令、无功功率指令; i_{d_gr} 、 i_{q_gr}

分别为有功电流、无功电流参考量,分别来自有功控制外环、无功控制外环输出; i_d 、 i_q 分别为电化学储能系统实际输出电流的 d 、 q 轴分量; V_d 、 V_q 分别为电化学储能系统实际电压的 d 、 q 轴分量; V_{d_r} 、 V_{q_r} 分别为电压指令的 d 、 q 轴参考量; $i_{d_{ou}}$ 、 $i_{q_{ou}}$ 分别为外环电压控制环输出的 d 、 q 轴分量; θ_0 为电化学储能系统输出电压相位。

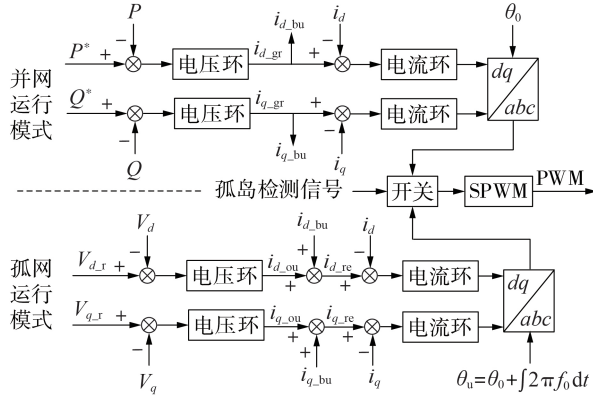


图2 并离网切换控制策略的简化框图

Fig.2 Simplified block diagram of grid-connected and off-grid switching control strategy

电流补偿是指通过外环电压控制环调整 $i_{d_{ou}}$ 和 $i_{q_{ou}}$ 作为内环电流控制环的参考量,使输出电流跟随这2个参考值的变化而变化。由于切换前由 P - Q 控制模式中功率外环获得的电流环参考值与切换后 V - f 控制模式中电压外环获得的电流环参考值不一致,切换后会出现突变调整过程。将切换前的电流环参考控制信号引入切换后的控制环中,对其进行电流补偿,使电流环电流参考量在切换前、后不发生突变,然后电压环对电流环电流参考量再作细微调整,最终使储能PCS的输出功率等于负荷功率,实现快速平滑过渡。将 $i_{d_{gr}}$ 、 $i_{q_{gr}}$ 分别作为补偿量 $i_{d_{bu}}$ 、 $i_{q_{bu}}$ 补偿到切换后孤岛运行模式的电流控制环中,使内环电流控制环的参考量改变为 $i_{d_{re}}$ 和 $i_{q_{re}}$,如式(6)所示。

$$\begin{cases} i_{d_{re}} = i_{d_{ou}} + i_{d_{bu}} \\ i_{q_{re}} = i_{q_{ou}} + i_{q_{bu}} \end{cases} \quad (6)$$

进行相位补偿的原因在于:在 P - Q 控制模式下,派克变换和反派克变换采用的是电网电压的相位,通过锁相环(PLL)进行实时监测;在 V - f 控制模式下,派克变换和反派克变换采用的是恒频旋转下得到的相位。当切换前、后2种控制模式下的相位不同步时,2个 dq 旋转坐标轴之间会存在一定的角度,由于切换前、后发生了突变,会导致电化学储能系统的输出电压相位发生突变,进而可能导致切换不成功。所以还需进行相位补偿。获取相位补偿的方法是:当从 P - Q 控制模式切换到 V - f 控制模式时,记忆

上一时刻的电化学储能系统输出电压相位 θ_0 ,将其作为切换后的相位补偿值。则切换后的相位 θ_u 可表示为:

$$\theta_u = \theta_0 + \int 2\pi f_0 dt \quad (7)$$

本文采用的电流补偿和相位补偿方法对控制器切换前、后的状态改变较为简洁直接,便于储能PCS控制算法的实现,且所需存储的数据量也相对较少。

2.3 孤网转并网控制策略

当排除主网故障,系统恢复正常运行时,需要将保底变电站重新并网。但是由于孤网运行时无法追踪电网电压相位,直接并网瞬间会产生较大的冲击电流。因此,还需要制定电化学储能系统的离并网控制策略,在并网之前实现与上级电网的预同步,即将电化学储能系统输出电压相位追踪到上级电网的电压相位,使得电化学储能系统从孤网运行状态平稳切换至并网运行状态,控制策略简化框图如图3所示。图中, u_a 、 u_b 、 u_c 为主网三相电压的实际值; θ 为通过锁相环测量的主网电压相位; θ_{inv} 为电化学储能系统的输出电压相位; ω 为通过锁相环测量的主网电压角频率; mod 为取余计算模块。

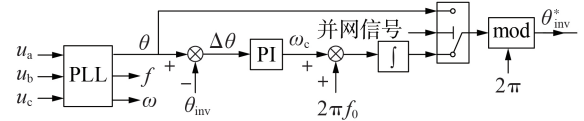


图3 孤网转并网时相位预同步控制策略的简化框图

Fig.3 Simplified block diagram of phase presynchronization control strategy from off-grid state to grid-connected state

比较 θ 与 θ_{inv} ,得到差值 $\Delta\theta = \theta - \theta_{inv}$,其经过PI控制器形成PCS输出电压的参考角频率补偿值 ω_c ,即:

$$\omega_c = (k_p + k_i/s)(\theta - \theta_{inv}) \quad (8)$$

式中: k_p 、 k_i 分别为PI控制器的比例系数、积分系数。

由式(8)可知:当 $\theta < \theta_{inv}$ 时, $\omega_c < 0$,经过补偿后的角频率减小;当 $\theta > \theta_{inv}$ 时, $\omega_c > 0$,经过补偿后的角频率增大,使得 θ_{inv} 最终逐渐接近 θ ;当 $\theta = \theta_{inv}$ 时,完成补偿,实现相位预同步。最后将经过补偿后的角频率经积分环节输出后,作为储能PCS的输出电压相位参考值 θ_{inv}^* 。当发出并网信号后,储能PCS输出电压相位参考值切换为主网电压相位 θ ,从而实现了保底变电站从孤网运行模式向并网运行模式的平稳切换。

3 仿真分析

以广东沿海某地区电网的保底变电站为例进行仿真分析,验证本文所提电化学储能配置方案与控制策略的有效性。该110 kV保底变电站(C₁站)的简化供电网络结构见附录A图A2(图中省略了非重要用户、开关等电气设备,PCC处额定电压为10 kV),

其包括2台40 MV·A的主变和9个保底用户 $U_1 \sim U_9$ (重要用户的信息参数见附录A表A1),总保安负荷为1648.5 kW,分布于 $F_1 \sim F_3$ 、 F_5 、 F_6 这5条重要馈线上,由10 kV母线的I段、II段进行供电。其上级电网由500 kV变电站(A_1 站)和220 kV变电站(B_1 站)进行供电,由于上级电网架空线路的电缆化改造建设难度大、线路路径长、投资代价高,考虑在 C_1 站内建设电化学储能系统以提高保底电网的防灾抗灾能力。

根据电化学储能系统在保底变电站中的接入方式,在 C_1 站内设置一段10 kV应急母线,并分别将重要馈线 $F_1 \sim F_3$ 、 F_5 、 F_6 接入应急母线上(如附录A图A2中红线所示)。 C_1 站的最大供电负荷为65.4 MW,其中重要馈线负荷为18.4 MW,按照1.3节中的统计结果,取有功需求与最大供电负荷之比 $\alpha=30\%$,则电化学储能系统孤网运行过程中的供电负荷为5.5 MW。

在PSCAD/EMTDC中搭建该地区电网的仿真模型,控制系统的关键参数见附录A表A2。受仿真软件运行时长限制,由于本文中研究中电化学储能系统孤网运行过程中的储能输出波形未发生变化,为稳态过程,故做简化处理,设定仿真过程如下:0 s时电化学储能系统并网运行,并处于满充电状态;以4 min为采样点时间间隔,在第3个采样点处(12 min)受灾害影响上级电网线路 $B_1 \sim C_1$ 因故障断开,经孤岛检测后电化学储能系统带应急母线转孤网运行;第33个采样点处故障修复发出孤网转并网信号(即维持孤网运行2 h),开始预同步操作,电化学储能系统由孤网运行转并网运行。

严重自然灾害期间并网转孤网及孤网转并网运行时电化学储能系统的有功输出曲线见图4。上级电网发生故障后,电化学储能系统进行控制模式切换,由于电化学储能系统输出功率与供电负荷不匹配,系统快速响应进行放电,经过极短的暂态过程后保持稳定运行,电化学储能系统输出功率无突出凸起。考虑系统有功损耗和保持稳定运行需额外超调发出的功率后,电化学储能系统的最大输出功率出现在并网转孤网的暂态过程中,为5.71 MW,与供电负荷需求相差不大,此时对应的系统无功需求约为0.83 Mvar,因此需配置的储能PCS容量

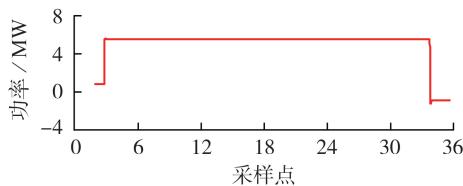


图4 电化学储能系统的有功输出曲线

Fig.4 Active power output curve of electrochemical energy storage system

为5.77 MV·A。取电化学储能系统的放电效率 $\eta_d=95\%$,最大允许荷电状态 $S_M=100\%$,最小允许荷电状态 $S_m=10\%$,根据式(3)计算得到电池容量约为13 MW·h,即 C_1 站内需配置的电化学储能系统容量至少为5.77 MW / 13.013 MW·h。

应急母线电压波动曲线及系统频率波动曲线分别见图5和图6。由图可知,上级电网发生故障后,应急母线的电压跌落,但最低值不低于额定电压的85%,系统频率波动不超过0.5 Hz,均能满足安全稳定标准。在孤网运行阶段,可安排人员对故障线路进行紧急抢修。若线路受损严重,则可启动远端抗灾保障电厂,通过事先规划的长电缆线路的黑启动路径完成对孤网运行区域的重新供电,也可以利用馈线开关实现附近具有供电能力变电站的转供。一旦主网具备对孤网的恢复供电条件,即可向电化学储能系统发送并网指令。主网电压与应急母线电压的相位差变化曲线如图7所示。由图可知,经预同步操作后,主网电压与应急母线电压的相位差逐渐减小,并网后1.16 s相位差小于0.01 rad,实现了相位的预同步,达到并网条件。在PCC处的开关合闸瞬间,电化学储能系统的输出电流无冲击并迅速稳定,且并网前、后应急母线电压无波动,系统频率波动也不超过0.5 Hz。可见,采用本文所提电化学储能能在保底变电站中的控制策略,可实现灾害期间并

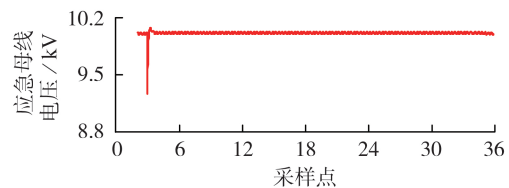


图5 应急母线的电压波动曲线

Fig.5 Voltage fluctuation curve of emergency bus

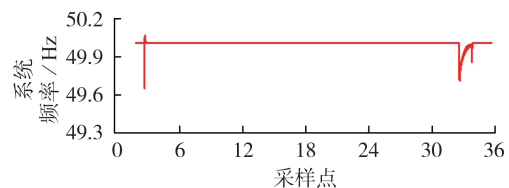


图6 系统频率波动曲线

Fig.6 Frequency fluctuation curve of system

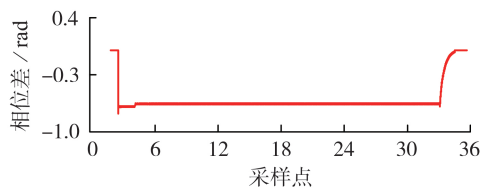


图7 主网电压与应急母线电压的相位差变化曲线

Fig.7 Phase difference curve between power grid voltage and emergency bus voltage

离网的平滑切换,满足灾害期间重要馈线不间断供电的要求。

4 结论

针对极端故障下保底电网按局部电网独立运行的要求,本文研究了电化学储能在保底变电站中的配置方案与控制策略,所得结论如下:

1)推荐电化学储能在保底变电站中采用接入应急母线的方式,同时将重要馈线接入应急母线上,且电化学储能系统容量配置方案的确定需考虑灾害期间重要馈线的供电负荷发展水平;

2)提出了电流补偿、相位补偿以及相位预同步方法,实现了灾害期间电化学储能系统并离网切换以及离并网切换的平滑运行控制;

3)以广东省为例,对沿海地区发生台风灾害后的供电负荷水平、需维持孤网运行的时间进行统计,可以作为后续将电化学储能系统应用于保底电网中的数据基础。

本文主要针对电化学储能在保底变电站中的防灾抗灾功能进行了研究,后续可进一步挖掘非灾害期间储能系统的功能与价值。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 中国南方电网有限责任公司. 南方电网提高综合防灾保障能力规划设计原则: Q/CSG 1201018—2017[S]. 广州: 中国南方电网有限责任公司, 2017.
- [2] 程鑫, 樊扬, 龚贤夫, 等. 城市抗冰保底电网防灾综合评价指标体系研究[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3808-3815.
CHENG Xin, FAN Yang, GONG Xianfu, et al. Study on comprehensive evaluation index system for disaster prevention of urban ice-resistant secure power grid[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3808-3815.
- [3] 李振坤, 王法顺, 郭维一, 等. 极端天气下智能配电网的弹性评估[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(9): 60-68.
LI Zhenkun, WANG Fashun, GUO Wei, et al. Resilience evaluation of smart distribution network in extreme weather[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(9): 60-68.
- [4] 鞠平, 王冲, 辛焕海, 等. 电力系统的柔性、弹性与韧性研究[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(11): 1-7.
JU Ping, WANG Chong, XIN Huanhai, et al. Flexibility, resilience and toughness of power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(11): 1-7.
- [5] 陈碧云, 陈灏颖, 李滨. 应对极端灾害的韧性配电网自动开关优化配置[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(11): 71-77.
CHEN Biyun, CHEN Haoying, LI Bin. Optimal planning of automatic switches in resilient distribution network against extreme disasters[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(11): 71-77.
- [6] WANG Yezhou, CHEN Chen, WANG Jianhui, et al. Research on resilience of power systems under natural disasters—a review[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1604-1613.
- [7] 龚贤夫, 樊扬, 林勇, 等. 沿海地区电网防风保安网架规划方法[J]. 南方电网技术, 2015, 9(8): 88-91, 96.
GONG Xianfu, FAN Yang, LIN Yong, et al. Grid planning method for coastal area networks against typhoon[J]. Southern Power System Technology, 2015, 9(8): 88-91, 96.
- [8] 段瑶, 龚贤夫, 左郑敏, 等. 沿海地区差异化的防风保底电网构建方法[J]. 水电能源科学, 2017, 35(12): 196-199.
DUAN Yao, GONG Xianfu, ZUO Zhengmin, et al. Differentiated method of planning minimum typhoon resistance power grid of coastal area[J]. Water Resources and Power, 2017, 35(12): 196-199.
- [9] 赵艳军, 龙霏, 王铃, 等. 计及线路风险的区域电网黑启动电源布点方案[J]. 电力建设, 2019, 40(12): 55-60.
ZHAO Yanjun, LONG Fei, WANG Qian, et al. Allocation schemes of black-start power sources for regional power grid considering the risk of line outage[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(12): 55-60.
- [10] 邹嘉嘉, 韦斌, 隋宇, 等. 一种城市防风抗灾保底电网的多目标规划方法[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 927-932.
HUAN Jiajia, WEI Bin, SUI Yu, et al. A multi-objective planning method of urban secure power networks guaranteed against typhoon and disaster[J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 927-932.
- [11] QIN Yun, FAN Yang, GONG Xianfu, et al. Study on the index system of windproof safety evaluation for coastal power grids [C] // 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia). Chengdu, China: IEEE, 2019: 3513-3518.
- [12] 徐国栋, 程浩忠, 马紫峰, 等. 用于缓解电网调峰压力的储能系统规划方法综述[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 3-11.
XU Guodong, CHENG Haozhong, MA Zifeng, et al. Overview of ESS planning methods for alleviating peak-shaving pressure of grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 3-11.
- [13] 李宏仲, 吕梦琳, 胡列翔, 等. 考虑广义储能的微电网联合规划[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(7): 149-156.
LI Hongzhong, LÜ Menglin, HU Liexiang, et al. Joint planning of microgrid considering generalized energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 149-156.
- [14] 龚贤夫, 樊扬, 程鑫, 等. 可局部自平衡运行的城市保底电网规划方法研究[J]. 广东电力, 2020, 33(7): 72-80.
GONG Xianfu, FAN Yang, CHENG Xin, et al. Research on planning method for differentiated urban security power grid based on local self-balance operation[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(7): 72-80.
- [15] 广东电网有限责任公司电网规划研究中心, 华北电力大学. 储能技术在广东电网保底电网中的应用研究[R]. 广州: 广东电网有限责任公司, 2020.
- [16] 张黎明, 侯梅毅, 朱国防, 等. 基于电压电流协同控制的微网运行模式无缝切换策略[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 129-135, 158.
ZHANG Liming, HOU Meiyi, ZHU Guofang, et al. Seamless transfer strategy of operation mode for microgrid based on collaborative control of voltage and current[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5): 129-135, 158.
- [17] 陈启超, 李晖, 吴文传, 等. 基于VSC-HVDC异步互联系统联网转孤岛运行稳定控制策略[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(4): 32-39.
CHEN Qichao, LI Hui, WU Wenchuan, et al. Stability control strategy for conversion from grid-tied to island operation of asynchronous interconnected power grids based on VSC-HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(4): 32-39.
- [18] WANICHROJANARAT C, WIRASANTI P. Control strategy for seamless transition of microgrid using battery energy storage

system [C] //2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Glasgow, UK: IEEE, 2018: 1-6.

作者简介:

程 鑫(1987—),男,湖北黄石人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统规划以及储能应用规划等(**E-mail**: flyerinsky@foxmail.com);

龚贤夫(1987—),男,湖北咸宁人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统规划、储能应用规划等(**E-mail**: gongxianfu@gd.csg.cn);



程 鑫

张 哲(1996—),男,浙江台州人,硕士研究生,主要研究方向为微电网控制与经济运行(**E-mail**: zhangzheer@ncepu.edu.cn);

张海波(1975—),男,黑龙江鸡西人,教授,博士,主要研究方向为电力系统分析、控制和仿真(**E-mail**: zhb@ncepu.edu.cn);

姚 伟(1983—),男,湖北浠水人,教授,博士,主要研究方向为电力系统分析、控制和仿真(**E-mail**: w.yao@hust.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Configuration scheme and control strategy of electrochemical energy storage in security power substation

CHENG Xin¹, GONG Xianfu¹, ZHANG Zhe², ZHANG Haibo², YAO Wei³, LIU Xinmiao⁴

(1. Grid Planning & Research Center, Guangdong Power Grid Corporation, Guangzhou 510080, China;

2. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

3. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China;

4. Guangdong Power Grid Corporation, Guangzhou 510620, China)

Abstract: The research on security power grid is an important measure to implement the plan of the National Energy Administration on strong regional power grid planning and construction. The application of energy storage technology can improve the ability of security power grid to operate independently according to the regional power grid in case of severe faults. In order to solve this problem, the configuration scheme and control strategy of electrochemical energy storage in security power substation are proposed. Firstly, the access modes of electrochemical energy storage in security power substation are discussed, and the capacity configuration scheme of electrochemical energy storage is formulated according to the development level of power supply load during the disasters. Then, the current compensation method, the phase compensation method and the phase pre-synchronization method are proposed to realize the smooth switching of security power substation during the operation periods of grid-connected state to islanded state and islanded state to grid-connected state, thus improving the anti-disaster control strategy of energy storage system. Finally, the effectiveness of the proposed method is verified by taking the security power substation of a coastal power grid in Guangdong province as an example.

Key words: strong regional power grid; security power grid; security power substation; electrochemical energy storage; control strategy; capacity configuration

附录 A

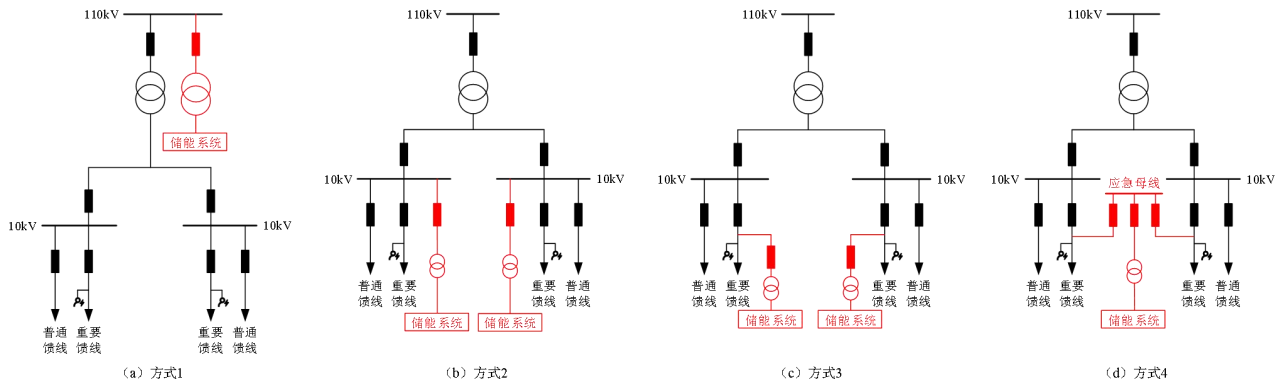


图 A1 电化学储能系统在保底变电站中的接入方式

Fig.A1 Access modes of electrochemical energy storage system in security power substation

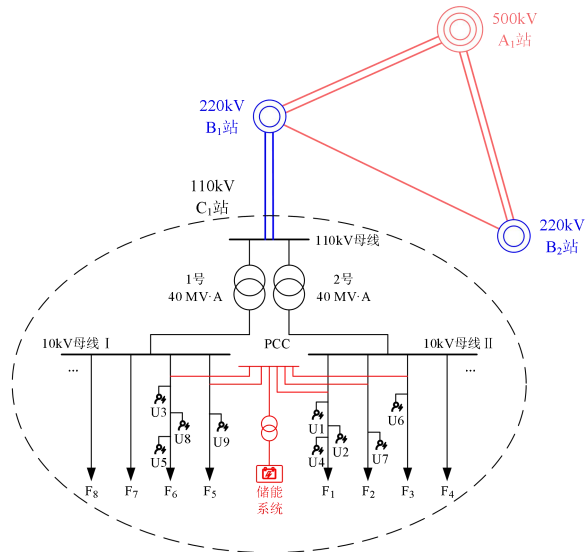


图 A2 仿真分析使用的简化电网结构图

Fig.A2 Simplified power grid structure diagram for simulation analysis

表 A1 重要用户的信息

Table A1 Information of important users

重要用户	重要等级	电压等级/kV	保安负荷/kW
U1 市委	一级	10	20
U2 市政府	一级	10	22.5
U3 市医院	一级	10	200
U4 市供电局	二级	10	806
U5 移动集团	二级	10	200
U6 电信集团	二级	10	100
U7 中心血站	二级	10	10
U8 市公安局	二级	10	270
U9 供水总公司	二级	10	20

表 A2 控制系统的关键参数
Table A2 Key parameters of control system

对象	参数	取值	对象	参数	取值
主网	额定线电压/kV	10	V - f 控制	电压环比例系数	3
	额定频率/Hz	50		电压环积分系数	3×10^{-5}
	滤波电感/mH	4		电流环比例系数	10
	滤波电容/ μ F	5		电流环积分系数	100
P - Q 控制	电压环比例系数	5×10^{-3}	预同步控制	比例系数 k_p	1E-03
	电压环积分系数	0.25		积分系数 k_i	0.1
	电流环比例系数	10			
	电流环积分系数	100			