

基于自适应虚拟阻抗的储能电站多机并联 黑启动控制策略

谢冰¹, 孙广宇¹, 杨斌², 刘志力¹, 王晓东², 刘颖明²

(1. 国网辽宁省电力有限公司 电力科学研究院, 辽宁 沈阳 110006; 2. 沈阳工业大学 电气工程学院, 辽宁 沈阳 110870)

摘要: 在输电线路中,受线路阻抗影响,储能电站系统难以按照容量合理分配储能电站系统功率。为了更好地促进黑启动的稳定运行,文章提出了一种基于改进虚拟同步控制(Virtual Synchronous Generator, VSG)的储能电站电池发电功率分配方案。该方案首先引入虚拟阻抗,消除了由线路阻抗引发的母线电压波动,以提高储能电站系统功率分配精度;然后,针对储能电站内多储能单元并联时,由于线路阻抗的影响造成各储能单元功率分配不均问题,分析了多个储能装置并联时的功率传输和环流特性,使得黑启动系统不断完善;最后,通过Matlab/Simulink实验平台和半仿真实验平台进行实验分析,验证所提策略的有效性,能够提高系统运行稳定性及经济性。

关键词: 储能电站; VSG控制; 虚拟阻抗; 功率分配; 黑启动

中图分类号: TK81; TM615 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2025)02-0243-09

0 引言

电力系统正向着智能、稳定、环保方向发展,随着可再生能源大规模并网,使得电力系统停电的潜在性风险依旧存在。大规模储能电站可以克服新能源发电不稳定、随机性、间歇性等缺点,可以弥补高比例新能源电力系统调频、减小调峰压力。

储能电站系统中由于不同单元分散配置,存在差异化线路阻抗,使能源消耗出现差异,产生部分单元过度放电或充电结果,导致直流微电网运行不顺畅。而改进虚拟同步技术(VSG)策略能够充分考虑本地负荷差异、线路阻抗匹配度低等因素,确保储能电站系统根据其容量精准分配负荷,并有效提高电能输送效率,为满足储能电站稳定运行需求提供新方案与思路。国内外学者围绕储能电站功率分配问题展开大量研究。文献[1]提出了一种考虑风电渗透能力的黑启动策略,并对其进行了验证。文献[2]将储能技术应用于电网黑启动,将其作为自启动电源。文献[3]提出了一种适用于新能源的微电网黑启动新方法,研究了孤岛条件下的黑启动控制方法,但未考虑风电接入对电网的影响。文献[4]将虚拟阻抗与虚拟电容相结

合,提出了一种无功分配方法,并在此基础上,提出了基于模糊辅助控制器的VSG控制方法,以满足孤岛微网的要求。文献[5]建立了一套发电功率分配策略,促使并联多泵储能系统的发电功率分配达到最佳水平。文献[6]为有效解决直流母线电压、系统功率波动问题,综合考虑超级电容荷电状态下功率二次分配情况,制定混合储能、光伏、负荷单元协调运转的控制策略,明显提高了不同工作模式的稳定性。文献[7]为化解系统切换工作模式时引发的母线电压紊乱问题,制定储能单元工作模式平滑切换控制新策略,实现信息全局稳定收敛,精准分配负荷功率。文献[8]提出了基于虚拟同步发电机控制的光伏与混合储能系统协调策略,有效提高了系统电压、频率的稳定性,合理分配了混合储能间功率,增强储能充、放电性能,延长储能系统寿命。文献[9]综合考虑叠加频率的情况,构建交流电压频率与输出电流的改进下垂控制策略,调节直流微电网输出电压并精准分配电路电流,再采取电压二次补偿和虚拟电阻引入措施,快速恢复母线电压,优化功率分配模式,防止系统紊乱。文献[10]在直流微网中采用了一种模糊-下垂控制方法来调整直流微网的功率,以减

收稿日期: 2024-04-23。

基金项目: 国网辽宁省电力有限公司科技技术项目(2023YF-87)。

通信作者: 杨斌(1997-),男,博士研究生,主要从事新能源并网技术研究。E-mail: 1741200667@qq.com

少储能系统的母线电压波动,促使功率在超级电容与蓄电池间合理分配,增强系统鲁棒性。文献[11]制定了改进下垂控制策略,去除线路阻抗失衡引发的逆变器输出无功功率偏差,促使微电网功率合理分配。

本文以储能电站单元为研究对象,采用改进VSG方法对储能电站发电功率分配问题进行研究。为使储能系统发电经济水平达到最佳以及母线电压波动平抑效果达到最优,建立VSG方程式、线路阻抗计算式,求解光伏发电功率分配水平及系统稳定性。最后,通过Matlab/Simulink实验平台建立系统模型,进行实验分析,验证所提改进VSG策略能够有效优化储能电站系统发电功率分配,并成功完成黑启动。

1 储能系统构成

与其它的能量存储方式相比,全钒液流电池(VRB)具有安全性好、循环寿命长、充、放电性能好、环境友好、功率与容量可自主调节等优势^[12],本文进行VRB系统单元建模,研究液流电池的能量转换机理和特性,采用Matlab软件分别搭建各部分数学模型,为后续黑启动储能系统模型的可靠性和稳定性验证奠定基础。VRB的存储容量能力达到数小时以上,是大规模、高效率的高效储能技术的首选。本文研究中,VRB模块参数如表1所示。

表1 全钒液流电池模块参数

Table 1 Parameters of all vanadium flow battery module

参数	数值
额定容量/Ah	1
标称容量/Ah	0.85
最大电压/V	4.2
最小电压/V	1.5
充电电流/A	0.5
效率/%	99.5
串联电池数量	1 200
并联电池数量	300
额定电压/V	3.6
额定容量/Ah	1
标称容量/Ah	0.85

在对百兆瓦级VRB黑启动储能系统进行研究过程中,为了分析系统在黑启动过程中的适用程度,建立了长距离空载线路系统,该系统模型由储能系统、控制模块、变压器T、断路器BRK等组成,如图1所示。

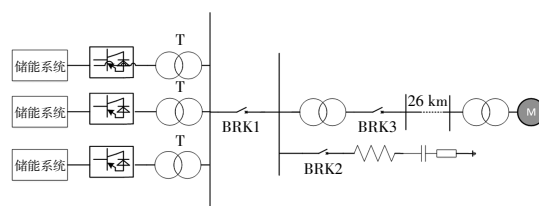


图1 储能电站系统整体框图

Fig.1 Overall block diagram of energy storage power station system

2 基于VSG的储能电站零起升压控制

在储能电站进行黑启动过程中,须要实现电站的自启动,并建立一个稳定的电压和频率。传统的控制策略采用V/f控制,在电站启动的早期阶段须要设定电压和频率的参考值。然而,在实际应用中,储能电站中的电力电子器件众多,同时其本身具有低惯量和低阻尼的特性,使得储能电站难以有效地支撑整个系统的频率和电压。

在储能单元较多的情况下,相继投入多台变压器可能引发较大的励磁涌流,对电池储能系统造成重大冲击,使储能电站难以自主启动。为了确保储能电站能够自启动并对其输出电压的幅值和增长速度进行可控,本文基于VSG无功下垂环节控制策略,提出了一种电池储能系统的零起升压启动策略,具体表达式为

$$U_{in} = V_{peak} + n_q(Q_{ref} - Q) + kU_{inl} \quad (1)$$

式中: U_{in} 为储能电站输出电压; V_{peak} 为实际电压值; Q_{ref} 为无功给定值; Q 为储能电站实际输出的无功功率; kU_{inl} 为零起升压模块; n_q 为无功下垂调节系数; U_{inl} 为储能电站空载输出电压幅值,其中 k 代表 U_{inl} 随时间 t 增加的斜率, $k = U_{in} / T_E$,而 T_E 为 U_{in} 上升到 U_{inl} 所需要的时间。

在电池储能系统启动过程中,利用零起升压模块对其无功电压参考值进行设置,使其从零开始逐步增加,对储能系统的输出电压幅值及增速的调节,从而达到零压启动的目的。该过程须要对升压时间进行优化选择,即:

$$U_{inl} = \begin{cases} kt & 0, t < T_E \\ U_{in} & t \dots T_E \end{cases} \quad (2)$$

零起升压过程中,快速增大的黑启动母线电压会引起储能装置的过充电或者过放电,所以必须对式(2)中的最佳调整时间进行选取。

在储能电站黑启动过程中,频率是全局变量。但在黑启动线路投入运行瞬间和在投入负荷以及辅机启动时,频率也会下降。通过引入VSG的惯性与阻尼分量,可以更好地实现系统频率的稳定。VSG的有功频率控制表达式为

$$\begin{cases} J\frac{d\omega}{dt} = T_m + T_e - D\Delta\omega = \frac{p_m}{\omega_0} - \frac{p_e}{\omega_0} - D(\omega_n - \omega) \\ \frac{d\theta_1}{dt} = \omega - \omega_n \end{cases} \quad (3)$$

$$P_m = P_{ref} + k_\omega(\omega_n - \omega) \quad (4)$$

式中: J 为虚拟惯量; D 为阻尼系数; ω 为VSG的机端角频率,当同步发电机的极对数为1时,其电气角频率就等于机械角频率; ω_n 为额定角频率; p_m 为机械功率,由频率偏差控制所表示的功率和有功功率的参考设定值 p_{ref} 组成; θ_1 为旋转角度; p_e 为VSG输出的有功功率; k_ω 为调速器的调节系数。

由式(3),(4)可以看出, θ_1 的生成与实际功率差相关,通过功率差值不断地修正 θ_1 ,形成实时的旋转角度,同时也反映出系统的频率情况^[13]。

3 储能单元多机并联稳定控制方法

实际工程中,储能电站由多个储能单元串、并联构成,由于每个储能单元的存储时间、电学状态等存在差异,功率分配不均可能引发储能电站内部的环流^[14]。因此,须要设计合理的控制策略。在给定的固定虚拟阻抗下,引入可变虚拟阻抗项,达到准确的功率分配,并能对电压幅度的降低进行有效地控制,以确保整个电站系统可以平稳启动。

3.1 储能单元并联环流特性分析

对于具有多个储能装置的电站系统,每个装置应该按照一定的容量比例平衡地发挥其各自的出力,以分担整个系统的负荷。图2为两台储能单元VSG并联的简化结构。

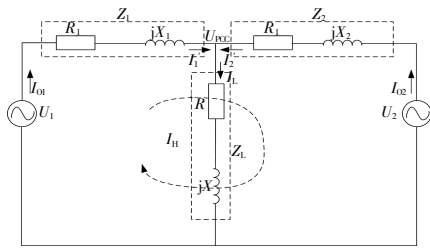


图2 双机VSG并联图

Fig.2 Parallel connection diagram of dual-machine VSG

由图2可知,在储能单元容量相同的条件下,共同负载应在理想状态下平均分配功率。然而,在实际工程案例中,由于线路阻抗差异、逆变电源控制参数的差异,造成了电力不均匀分布,出现了环流现象。

图2中: $I_{o1}, I_{o2}, U_{o1}, U_{o2}$ 分别为经过滤波后的逆变器输出电流、电压; U_{foc} 为公共耦合点电压; I_L 为流过负载的电流; I_1 和 I_2 为受环流影响后的逆变器输出电流; Z_1 和 Z_2 为线路阻抗; Z_L 为负载阻抗。

根据基尔霍夫电压定律以及在实际工程可知,负荷阻抗要远远大于输电线阻抗,则逆变器的电流输出为

$$\begin{cases} I_{o1} = \frac{U_1 Z_2}{Z_1 Z_L + Z_2 Z_L} + \frac{U_1 - U_2}{Z_1 + Z_2} = I_1 + I_{H1,2} \\ I_{o2} = \frac{U_2 Z_1}{Z_1 Z_L + Z_2 Z_L} + \frac{U_2 - U_1}{Z_1 + Z_2} = I_2 + I_{H2,1} \end{cases} \quad (5)$$

对于由 n 台相同容量的储能逆变器并联组成的储能电站来说,如果各逆变器到线路母线的距离相等,则线路阻抗 $Z_1 = Z_2 = \dots = Z_n$ 时,此时各逆变器的环流为

$$\begin{bmatrix} I_{H1} \\ I_{H2} \\ \dots \\ I_{Hn} \end{bmatrix} = \frac{1}{nZ} \begin{bmatrix} n-1 & -1 & \dots & -1 \\ -1 & n-1 & \dots & -1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -1 & -1 & \dots & n-1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{o1} \\ U_{o2} \\ \dots \\ U_{on} \end{bmatrix} \quad (6)$$

若各储能单元至母线的距离不等,则线路阻抗不等时,各逆变器的环流表示为

$$\begin{bmatrix} I_{H1} \\ I_{H2} \\ \dots \\ I_{Hn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{j=2}^n \frac{1}{Z_1 + Z_j} & \frac{-1}{Z_1 + Z_2} & \dots & \frac{-1}{Z_1 + Z_n} \\ \frac{-1}{Z_2 + Z_1} & \sum_{j=1, j \neq 2}^n \frac{1}{Z_1 + Z_j} & \dots & \frac{-1}{Z_2 + Z_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{-1}{Z_n + Z_1} & \frac{-1}{Z_n + Z_2} & \dots & \sum_{j=1}^{n-1} \frac{1}{Z_n + Z_j} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{o1} \\ U_{o2} \\ \dots \\ U_{on} \end{bmatrix} \quad (7)$$

由式(7)可得电流输出为

$$\begin{cases} I_{01} = \frac{U_{01} \angle \delta_1 - U_{PCC} \angle 0}{R_1 + jX_1} = \frac{U_{01} \cos \delta_1 - U_{PCC} + jU_{01} \sin \delta_1}{R_1 + jX_1} \\ I_{02} = \frac{U_{02} \angle \delta_2 - U_{PCC} \angle 0}{R_2 + jX_2} = \frac{U_{02} \cos \delta_2 - U_{PCC} + jU_{02} \sin \delta_2}{R_2 + jX_2} \end{cases} \quad (8)$$

将式(5)带入式(8)可得:

$$I_{H1,2} = \frac{1}{2} \times \frac{P_1 - P_2}{U_{PCC}} + j \frac{1}{2} \times \frac{Q_2 - Q_1}{U_{PCC}} \quad (9)$$

由式(9)可知,环流可分为有功环流及无功环流。由于线路阻抗受到多种因素的影响,严重影响了均分精度,导致系统环流过大。并且,由于功率分配的精确程度与环流电流呈正比,因此,确保功率均匀分布的情况下,可以有效地对系统环流进行抑制。

3.2 基于变虚拟阻抗的储能单元功率分配策略

3.2.1 虚拟阻抗控制策略

在并联的电池储能单元中,为使传输阻抗和电容成反比并且呈感性,在传输线路上串联一个较大的电感。采用大电感不仅造价高、体积大,而且容易引起电压波动,影响供电品质。在此基础上,通过调整虚拟同步发电机等效输出阻抗转移函数 $Z_o(s)$ 中的双闭环及滤波器参数,使得其传输阻抗具有一定的感性,从而达到容量匹配的目的。但其应用范围较窄,需要高要求的控制器设计,并且很难调节参数,虚拟阻抗 Z_v 可以解决以上问题。该方法的基本思想是将“假想阻抗”引入到控制系统的反馈环节,从而实现真实阻抗的仿真。与传统的在输电线路路上串联大电感的方式不同, Z_v 采用了虚拟算法,避免了传统的容量不足,而且其数值也具有较大的灵活性。具体的 VSG 并联等效电路图如图 3 所示。

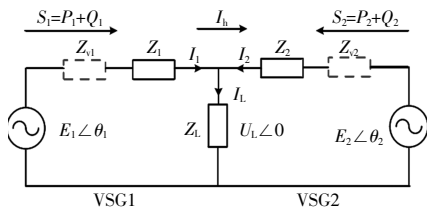


图 3 引入 Z_v 的 VSG 并联等效电路图

Fig.3 Equivalent circuit diagram of parallel connection with Z_v introduced to VSG

图 3 中: Z_{v1} 和 Z_{v2} 分别为 VSG1 和 VSG2 虚拟阻抗; Z_v 包含虚拟电阻 R_v 和虚拟电抗 $X_v = j\omega L_v$ 。

将 VSG 的输出电流 I_o 与 Z_v 相乘, 得到一个

模拟实际线路的虚拟电压 ΔU , 再利用初始参考电压 U_{ref} 减去此虚拟电压量, 即可得到修正以后的参考电压 U_{ref}^* , 其表达式为

$$U_{ref}^*(s) = U_{ref}(s) - Z_v(s)I_o(s) \quad (10)$$

引入虚拟阻抗的控制方程为

$$\begin{aligned} Z(s) &= G(s)Z_v(s) + Z_o(s) = \\ &= \frac{(L_f + k_{vp}k_{ip}k_{pwm}L_v)s^2 + (k_{ip}k_{pwm} + k_{vp}k_{ip}k_{pwm}L_v + r)s}{L_f C_f s^3 + (k_{ip}k_{pwm} + r)C_f s^2 + (k_{vp}k_{ip}k_{pwm} + 1)s + k_{vp}k_{ip}k_{pwm}} \end{aligned} \quad (11)$$

式中: $k_{ip}, k_{vp}, k_{pwm}, L_v, L_f, C_f$ 分别为 PI 控制器中的比例积分值与滤波电路中的参数值。

传统的虚拟电抗在储能系统中发挥着重要作用,但其值往往须要远大于线路阻抗,这会导致电压幅值显著下降。实际线路阻抗是一个受多种因素影响的动态变量,因此很难通过固定虚拟电抗来满足容量分配要求。特别是当系统发生动态变化时,固定虚拟阻抗的控制方法鲁棒性较差,容易产生不稳定性。在设计时,传统的虚拟电抗 X_v 远远高于线路的阻抗,通常取线路阻抗 Z_{line} 的 3 倍,而在实际中,由于 Z_{line} 很大,若增加较大的 X_v ,必然会引起较大的电压幅值降落。实际的 Z_{line} 是一个“动态变量”,由于受多种因素影响,现有的虚拟阻抗很难满足其容量需求,且当系统动态变化时,固定控制鲁棒性较差,因此要进行虚拟阻抗的自适应处理^[15]。

3.2.2 自适应虚拟阻抗控制策略

在储能单元的有功控制环节中,利用相角变化建立了一个积分环节 s , 这样既保证了系统的功率分配不受线路限制,又保证了不须要连接设备情况下分配功率。基于这种思路,将积分环节 s 引入到无功电压控制环路中,使得线路中的无功分配不再受电网阻抗的限制,然后只须设置 K_q 与容量成反比即可完成对线路的无功分配,结构如图 4 所示。

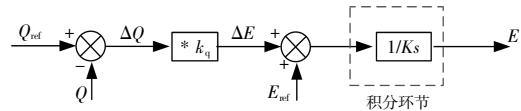


图 4 改进无功电压环控制

Fig.4 Improved reactive power voltage loop control

引入积分环节后,幅值 E 被修正为

$$E = [E_{ref} + K_q(Q_{ref} - Q)] \frac{1}{Ks} \quad (12)$$

定义传输阻抗的电压降落为 ΔU_i , 则 ΔU_i 满足:

$$\Delta U_i = \frac{PR_i + Q_i X_i}{U_L} \quad (13)$$

如果 ΔU_i 有差别, 必然会引起电压幅度 E 的变化, 同时, ΔU_i 还会降低电能质量, 从而对功率分配的准确性产生影响。所以, 有必要增加一个电压补偿环节, 以防止电压的跌落幅度过大, 如图 5 所示。

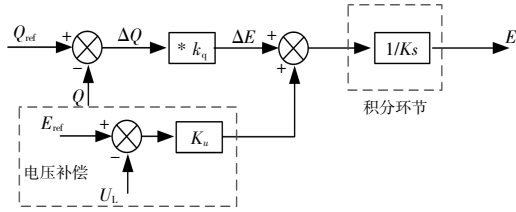


图 5 加入积分补偿的无功电压环控制

Fig.5 Reactive power voltage loop control with integral compensation

引入交流母线电压补偿环节后, 式(12)被修正为

$$E = [(E_{ref} - U_L)K_u + K_q(Q_{ref} - Q)] \frac{1}{K_s} \quad (14)$$

上述控制方法可以在理论上达到平均功率分配的目的, 但是, 由于实际线路的阻抗是动态变化的, 有可能导致母线电压的波动, 进而对无功功率的分布产生影响。

为了进一步改善功率分配的准确性, 在传统的虚拟阻抗上增加了一个可变的虚拟阻抗校正项, 并与上面所述的改进的电压控制相结合, 通过 X_v 的动态可变性弥补传输阻抗 X 之间的偏差, 在本质上消除功率分配的偏差。为了进一步提升功率分配的准确性, 在现有的虚拟阻抗基础上加入可变的虚拟阻抗修正项, 利用 X_v 的动力学变化补偿传递阻抗 X 的偏离, 从根本上解决了功率分配中的误差问题, 具体为

$$\begin{cases} X_v = (X_{v0} + X_v^*) \\ X_v^* = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) (Q_0 - Q) \end{cases} \quad (15)$$

式中: X_v 为总虚拟电抗值; X_{v0} 为虚拟电抗的初始值; X_v^* 为可变虚拟电抗值; Q 为 VSG 逆变器实际输出无功功率; Q_0 为无功功率按照容量比例应该承担的功率基准值; k_p 与 k_i 分别为 PI 控制的比例系数与积分系数。

本文按照典型 I 进行 PI 参数整定, 通常先确定积分时间常数 t 。根据系统的大惯性时间常数, 可以选择适当的 t 值以消除或减小其影响。为了简化分析, 以两个容量相同的储能单元 VSG 并联为例, 并展示了改进后的无功控制结构, 具体如图 6 所示。

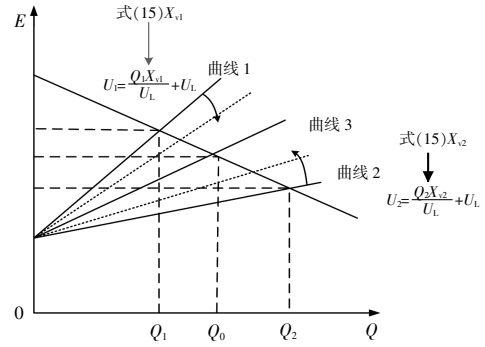


图 6 自适应虚拟阻抗无功控制图

Fig.6 Variable virtual impedance reactive power droop control block diagram

由图 6 可知, 阻抗越大所对应的电压越大, 而无功功率越小。设定两台储能单元的阻抗 $X_1 < X_2$, 根据无功下垂方程可推导出当容量比例 N 为 1 时, 两台 VSG 的 X_v 取值相同。由于系统总容量保持不变, 此时, 阻抗越大其输出的无功越小, 阻抗越小其输出无功越大, 而两台储能单元输出的无功出现偏差就会产生环流, 而且偏差越大环流越大。由上述推导可知, 无功的大小与阻抗有关, 可以通过调节虚拟阻抗 X_v 来调节无功的大小, 即当两台储能单元输出无功时, 无功大的增加大的阻抗, 无功小的引入小的阻抗。

上述自适应虚拟阻抗策略也可进行如下表示。首先设定两台储能单元的初始虚拟阻抗为 X_{v01} 和 X_{v02} , 然后在线路实时得到输出无功的大小 Q_1 与 Q_2 , 并与基准值 Q_0 作差得到无功偏差值, 在经过 PI 环节计算后得到每台储能单元的可变虚拟阻抗值 X_{v1} 与 X_{v2} , 随后实时修正虚拟阻抗值 X_{v01} 与 X_{v02} , 跟随下垂曲线增大或减小。由图 6 可知, 曲线 1 增加阻抗值使其向曲线 3 偏移, 曲线 2 减少阻抗值使其也向曲线 3 偏移, 最终 3 条曲线汇合, 使得各储能单元输出的无功与基准值 Q_0 一致, 这样就实现了储能单元按照容量进行分配的目标。在整个过程中只须要得出储能单元的容量比例 N 、设定的初始阻抗值以及无功基准值 Q_0 , 而且无功功率的均分也不受线路阻抗的影响。

4 结果分析

基于 Matlab/Simulink 平台,进行 3 台储能单元模块电能供应的分析,各项储能模块的系数如表 2 所示。

表 2 仿真参数
Table 2 Simulation parameters

参数	数值
功率/kW	500
电池串联数	300
电池并联数	300
电压外环比例系数	0.1
电流内环比例系数	4
电压外环积分系数	720
阻尼系数 D	0.001
惯性系数	0.5
有功下垂系数	0.01
无功下垂系数	0.005

在早期阶段,电池储能单元 1 和储能单元 2、3 分担负荷,然后增加负荷,随着负载的不断增加,在系统中分析储能系统发电功率分配情况。实验中,选用同类型储能电池,并与负载线路相连,使其适用范围更加广泛。

为检验基于 Matlab/Simulink 平台所提控制策略是否具有科学性,在半仿真实验平台中,3 台 24 MW 容量的储能电池系统均采用直流电源供电模式,通过线路阻抗、变压器分别并联公共负

荷,以此进行实验检测。半仿真实验平台如图 7 所示。

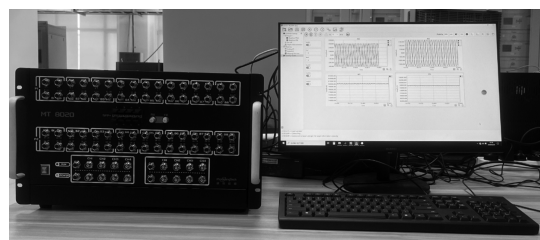


图 7 半仿真实验平台

Fig.7 Semi simulation experimental platform

该半实物测试设备主要由上位机、实时仿真器、待测控制器构成。主要操作步骤为模型载入、配置 IO、下载运行,实现具体模型的验证。实时仿真器通过 IO 信号或者通信与待测控制板构成闭环,对弱电的控制板进行测试,这种方式也被称为“硬件在环仿真测试”。

在引入虚拟阻抗后,实验结果见图 8~12。在 3 台储能变流器并联工作时,电压、电流波形均正常,3 台储能单元的功率均分效果明显、电流平均分配,短时间内 3 台储能单元的电压基本保持一致。电路引入虚拟阻抗前,各线路阻抗值存在差异,导致 3 台储能单元变流器难以实现功率精准分配。在投入虚拟阻抗后,3 台储能电源变流器的发电功率输出值、电流输出值的均分效果明显,提高了储能单元功率分配精度。

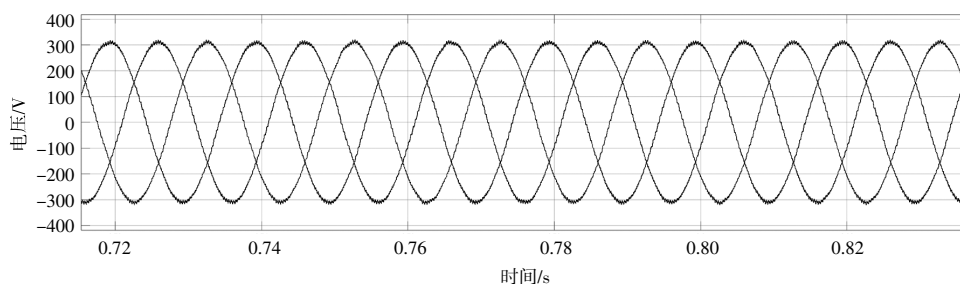


图 8 电压变化曲线

Fig.8 Voltage variation curve

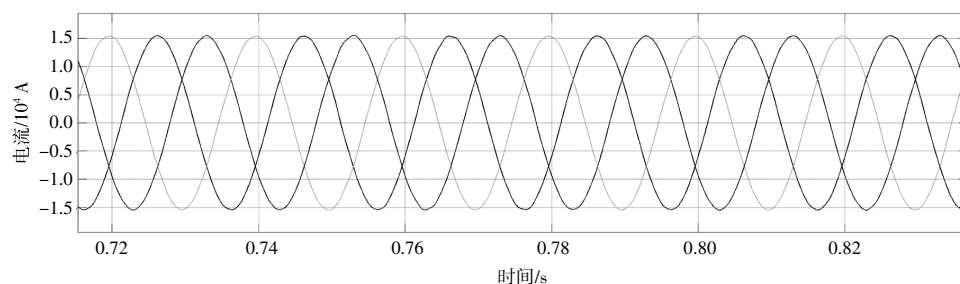


图 9 电流变化曲线

Fig.9 Current variation curve

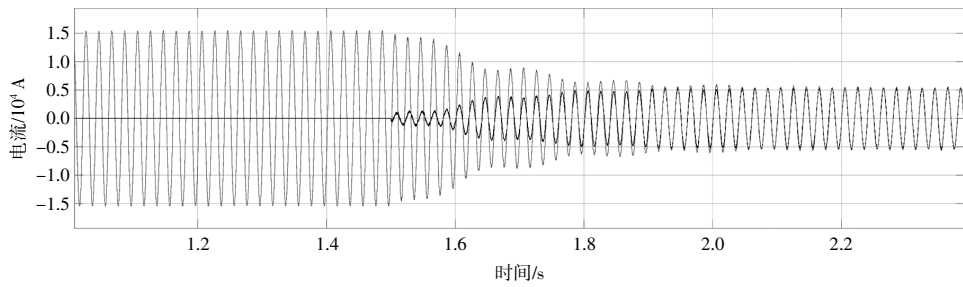


图 10 电流均分效果

Fig.10 Current equalization effect

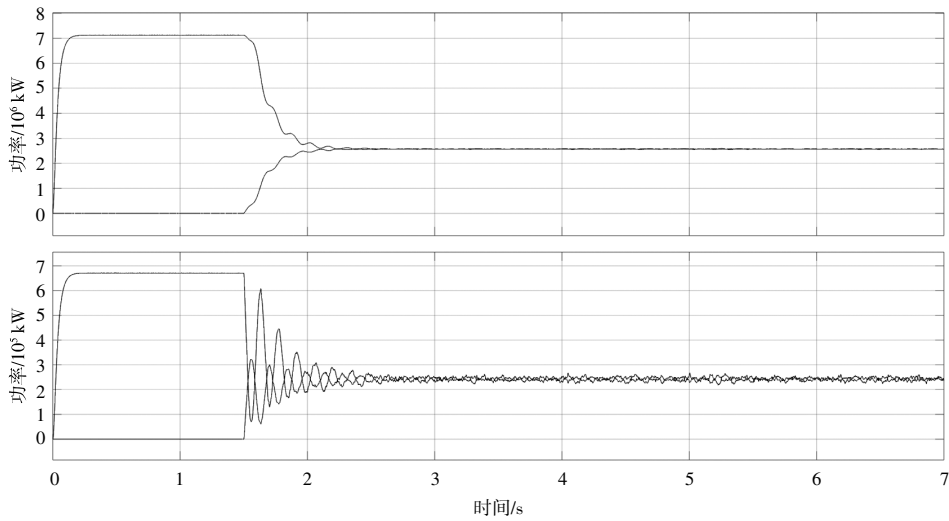


图 11 功率均分效果

Fig.11 Power sharing effect

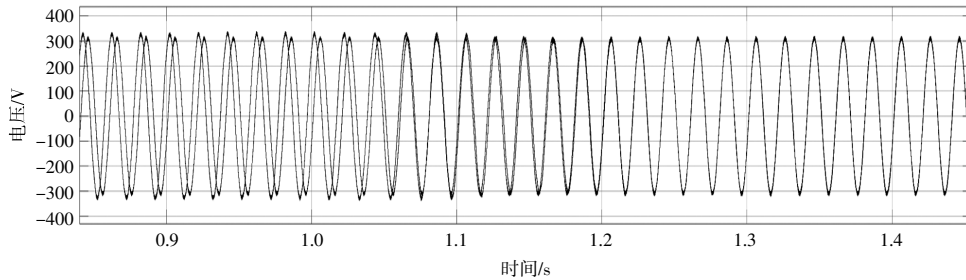


图 12 3 台储能单元的电压变化曲线

Fig.12 Voltage variation curves of three energy storage units

这表明基于虚拟阻抗补偿的改进虚拟同步控制策略具有科学性,能够有效提升电池储能电站发电功率分配精准度,解决电池储能发电功率分配不均问题,促使整体系统稳定运行。

由图 8,9 可知,从左到右依次为并网三相电压和电流曲线。通过图 8,9 所示的电压和电流曲线,可以明确系统处于稳定状态,也进一步说明积分补偿电压后的效果。

由图 10 可知:1.5 s 之前,一台储能单元连接到系统当中,另两台储能单元处于断路状态,并没

有出力;1.5 s 开始,3 台储能单元的电流值呈现出一致性,系统接入负载以后,3 台储能单元共同出力,电流变化曲线在 2 s 后基本趋于一致。其中后并入系统的两台储能单元的电流值一致,曲线完全重合。

由图 11 可知,有功和无功功率的均分效果在 0 s 开始,第一台储能单元启动,有功值和无功值上升,另外两台有功值和无功值为 0,在负载接入系统以后,3 台储能单元输出功率值呈现均匀分布状态。大约在 2.5 s 达到功率均分。其中后并入

系统的两台储能单元的有功和无功曲线值一致,曲线完全重合。

由图 12 可知,一台电压变化曲线在前,随着系统逐渐稳定后,另两台储能单元的电压变化曲线一致,达到了并联储能单元的同步运行。通过曲线变化可知,新的储能单元的加入并没有引起较大的冲击效果。

5 结论

本文构建 VRB 与储能逆变数学模型,开展储能电站多机并联自启动控制研究,全面解决储能的功率平均分配以及电压、电流的稳定控制,得到以下的结论。

①本文针对 VRB 能量存储与黑启动仿真系统建模,实现多台能量存储单元的动态调控与协同工作。

②本文结合虚拟同步技术,研究了双闭环 VSG 的控制方法,保证了该系统的稳定可靠运行。

③本文对于负载接入系统过程进行分析,验证了输出结果,包括负载接入过程中储能输出三相电压、储能输出三相电流、储能输出功率以及功率分配值等参数,为该技术在储能领域的推广应用奠定基础,推动其在黑启动中的发展。

④经过仿真和半实物实验验证可知,改进 VSG 控制策略能够实时线路阻抗更加理想,并通过虚拟阻抗进行有效线路阻抗补偿,从而提高了储能电站的电源分配精度,提高了储能系统的安全运行性。

参考文献:

- [1] 徐秋童,于艾清.基于动态决策系统的黑启动灾后恢复路径优化[J].电力工程技术,2023,42(5):185-194.
- [2] 刘威鹏,刘玉田.基于非对称 Copula 函数的风电场黑启动储能优化配置 [J]. 电力系统自动化,2020,44(19):47-54.
- [3] 李翠萍,王艺茗,李军徽,等.基于多储能动态调控的光储黑启动控制策略 [J]. 太阳能学报,2024,45(9):611-622.

- [4] Igor E Starostin, Sergey P Khalyutin, Albert O Davidov, et al. Obtaining a model for the voltage and temperature of the US18650VTC6 series lithium-ion battery in constant current discharge mode from the analysis of physical and chemical processes in the accumulator[A]. 2021 XVIII Technical Scientific Conference on Aviation Dedicated to the Memory of N.E. Zhukovsky (TSCZh) [C]. Moscow: IEEE, 2021. 109-117.
- [5] Gasque M, González-Altozano P, Gutiérrez-Colomer P R, et al. Optimisation of the distribution of power from a photovoltaic generator between two pumps working in parallel[J]. Solar Energy, 2020, 198(5): 324-334.
- [6] 杨荣,邹晓松,袁旭峰,等.计及混合储能荷电状态的光伏直流微网功率分配策略 [J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(9): 118-126.
- [7] 张勤进,胡王宝,刘彦呈,等.一种直流微电网多光伏变换器新型功率分配策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 101-112.
- [8] 李怡,李永丽,李松,等.基于 VSG 的光伏及混合储能系统功率分配与虚拟惯性控制[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 27-34.
- [9] 薛阳,黄薪操,席东翔,等.基于叠加频率的直流微电网改进下垂控制策略研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(9): 461-467.
- [10] 张玉,罗浩文,王瑜琳.基于模糊-下垂控制的光伏直流微电网混合储能功率分配及母线稳压研究[J]. 电测与仪表, 2023, 60(5): 51-58.
- [11] 曾岭瑞,刘毅力,崔关奇.基于虚拟电抗的微电网改进下垂控制策略[J]. 国外电子测量技术, 2023, 42(10): 69-76.
- [12] 曹娜,王孟,于群.基于储能单元 SOC 的改进下垂控制策略[J]. 安徽大学学报(自然科学版), 2022, 46(1): 54-60.
- [13] 戴汉扬,肖雄,宋新立,等.适用于大电网动态仿真的电化学储能电站多场景仿真建模及应用 [J]. 电网技术, 2023, 47(5): 1828-1837.
- [14] 段洁琼.储能接入对交直流混联系统稳定性影响研究 [D]. 北京:华北电力大学, 2022.
- [15] 黄登一.基于 WAMS 的电力系统扰动传播定位与控制方法研究[D]. 北京:华北电力大学, 2022.

Multi machine parallel black start control strategy for energy storage power plants based on adaptive virtual impedance

Xie Bing¹, Sun Guangyu¹, Yang Bin², Liu Zhili¹, Wang Xiaodong², Liu Yingming²

(1.Electric Power Research Institute of State Grid Liaoning Electric Power Co.,Ltd., Shenyang 110006, China;
2.School of Electrical Engineering, Shenyang University of Technology, Shenyang 110870, China)

Abstract: In transmission lines, due to the influence of line impedance, it is difficult for energy storage power station systems to allocate power reasonably according to capacity. In order to better promote the stable operation of black start, this article proposes a battery power distribution scheme for energy storage power plants based on improved Virtual Synchronous Generator (VSG). This scheme first introduces virtual impedance to eliminate bus voltage fluctuations caused by line impedance, in order to improve the accuracy of power allocation in energy storage power station systems; Then, in response to the problem of uneven power distribution among multiple energy storage units in parallel in an energy storage power station due to the influence of line impedance, the power transmission and circulating characteristics of multiple energy storage devices in parallel were analyzed to continuously improve the black start system. Finally, experimental analysis was conducted using Matlab/Simulink and semi simulation platforms to verify the effectiveness of the proposed strategy, which can improve the stability and economy of system operation.

Keywords: vanadium redox battery; VSG control; virtual impedance; power allocation; black start