



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 114629144 B

(45) 授权公告日 2022.09.02

(21) 申请号 202210526437.3

H02J 3/24 (2006.01)

(22) 申请日 2022.05.16

H02J 3/16 (2006.01)

(65) 同一申请的已公布的文献号

申请公布号 CN 114629144 A

(56) 对比文件

CN 111355268 A, 2020.06.30

CN 109787284 A, 2019.05.21

(43) 申请公布日 2022.06.14

CN 113098062 A, 2021.07.09

(73) 专利权人 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院

CN 212183137 U, 2020.12.18

CN 114498747 A, 2022.05.13

地址 310014 浙江省杭州市下城区朝晖八区华电弄1号

CN 111277001 A, 2020.06.12

WO 2021164112 A1, 2021.08.26

(72) 发明人 马骏超 周洁洁 徐凯 年珩
吴跨宇 方冰 汪莹洁 张龙
孙丹 彭琰 王晨旭 陆承宇
陆翌

CN 113285451 A, 2021.08.20

CN 111130102 A, 2020.05.08

WO 2022077847 A1, 2022.04.21

CN 111313469 A, 2020.06.19

CN 113890059 A, 2022.01.04

(74) 专利代理机构 浙江翔隆专利事务所(普通合伙) 33206

CN 108964139 A, 2018.12.07

WO 2008002223 A1, 2008.01.03

(续)

专利代理师 李萌 张建青

审查员 王霜

(51) Int. Cl.

H02J 3/28 (2006.01)

H02J 3/32 (2006.01)

H02J 3/42 (2006.01)

权利要求书3页 说明书13页 附图3页

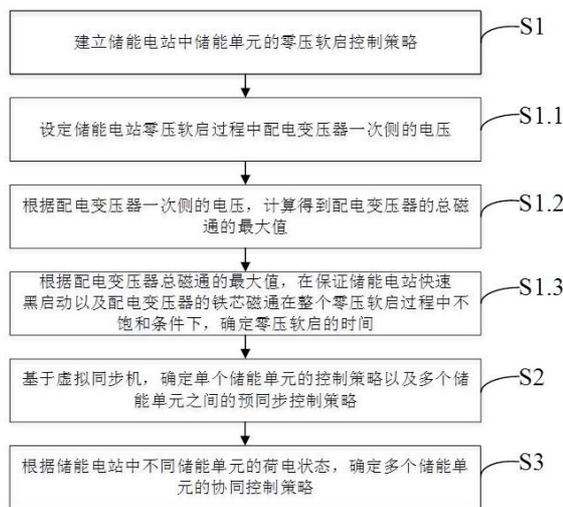
(54) 发明名称

一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法及系统

为黑启动电源,充分发挥储能电池的优势将其作为黑启动微源,为大停电后电网的快速恢复提供了一种新方案。

(57) 摘要

本发明为一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法及系统,为克服传统黑启动微源容量有限且分布不均匀的问题,通过设定配电变压器一次侧的电压,在忽略磁通暂态分量衰减的条件下计算得到配电变压器铁芯磁通的最大值,在保证储能电站快速黑启动以及变压器铁芯在整个启动过程中不饱和状态的条件下,得出储能电站零压软启的时间;基于虚拟同步机,确定单个储能单元的控制策略以及多个储能单元之间的预同步控制策略;根据储能电站中不同储能单元的荷电状态,确定多个储能单元的协同控制策略。本发明方法摒弃了将传统的水电、火电等直接作



CN 114629144 B

[接上页]

(56) 对比文件

魏亚龙 等.基于虚拟功率的虚拟同步发电机预同步方法.《电力系统自动化》.2016,第40卷(第12期),

郝朝辉 等.计及等效转动惯量的储能最优调频控制方法.《浙江电力》.2020,第39卷(第5期),

John Glassmire et al..Using Virtual

Synchronou Generators to Resolve Microgrid Protection Challenges.《IEEE》.2021,

Siyuan Wang et al..Operational Bottleneck Identification Based Energy Storage Investment Requirement Analysis for Renewable Energy Integration.《IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY》.2020,第12卷(第1期),

1. 一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法,其特征在于,包括:

S1,建立储能电站中储能单元的零压软启控制策略:

S1.1,设定储能电站零压软启过程中配电变压器一次侧的电压;

S1.2,基于步骤S1.1设定的配电变压器一次侧的电压,根据变压器一次回路的电压方程,在忽略磁通暂态分量衰减的条件下,计算得到配电变压器的总磁通的最大值;

S1.3,基于步骤S1.2获得的配电变压器的总磁通的最大值,在保证储能电站快速黑启动以及配电变压器的铁芯磁通在整个零压软启过程中始终不饱和的条件下,得到储能电站零压软启的时间;

S2,基于虚拟同步机,确定单个储能单元的控制策略以及多个储能单元之间的预同步控制策略;

S3,根据储能电站中不同储能单元的荷电状态,确定多个储能单元的协同控制策略;

步骤S2中,具体过程为:

S2.1,根据虚拟同步机的机械方程构造有功功率控制环节,可以得到虚拟同步机转子角转速与参考反电势的相位;根据同步发电机的励磁调节原理构造无功功率控制环节,可以得到励磁电流,进一步可以求得参考反电势的幅值;由有功功率控制环节得到的参考反电势的相位和无功功率控制环节得到的参考反电势的幅值计算得到参考反电势,通过SVPWM模块调制得到开关信号,从而实现储能变流器的虚拟同步机控制,即确定单个储能单元的控制策略;

S2.2,构造虚拟同步机上的虚拟电感和虚拟电阻,根据储能变流器侧反电势、电网电压及虚拟电感和虚拟电阻,计算得到虚拟电流和虚拟功率,使得虚拟同步机进入自同步工作模式,即功率参考值给定为零、功率反馈值选为虚拟功率,实现虚拟同步机的自同步并网;使虚拟同步机切换为正常工作模式,即功率参考值按需求给定、功率反馈值选为实际功率;

其中,虚拟电流计算如下:

$$i_{vabc} = \frac{1}{L_v s + R_v} (e_{abc} - u_{gabc}) \quad (19)$$

其中,虚拟功率计算如下:

$$P_v = i_{vabc} u_{gabc} \quad (20)$$

其中, i_{vabc} 为三相虚拟电流; L_v 为虚拟电感, R_v 为虚拟电阻, s 为拉普拉斯算子; e_{abc} 为储能变流器侧反电势,即虚拟同步机电动势; u_{gabc} 为电网电压; P_v 为虚拟功率;

S2.3,当前一个储能单元完成黑启动过程建立起稳定端电压后,其端电压作为步骤S2.2中的电网电压,下一个储能单元启动时建立的电压作为步骤S2.2中的储能变流器侧反电势,以此建立储能电站中不同储能单元的预同步控制。

2. 根据权利要求1所述的一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法,其特征在于,步骤S1.1,设定储能电站零压软启过程中配电变压器一次侧的电压 $u(t)$ 使其满足:

$$u(t) = \begin{cases} \frac{U_m}{T_E} t \cos(\omega t + \alpha), t \in [0, T_E) \\ U_m \cos(\omega t + \alpha), t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (1)$$

其中, U_m 为一次侧电压幅值; T_E 为储能电站输出电站由零增加到空载电势的时间; ω 为角速度, t 为时间, α 为电压的初始相角。

3. 根据权利要求2所述的一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法, 其特征在于, 步骤S1.2中, 变压器一次回路的电压方程为:

$$N_1 \frac{R_1}{L_1} \varphi(t) + N_1 \frac{d\varphi(t)}{dt} = u(t) \quad (2)$$

其中, N_1 为一次绕组的匝数; R_1 、 L_1 分别为一次绕组的电阻和自感; $\varphi(t)$ 为通过一次绕组的总磁通, 即配电变压器的总磁通;

在零压软启的过程中, 设定 L_1 为定值, 将公式(1)代入公式(2)并分段求解, 得到配电变压器的总磁通 $\varphi(t)$ 为:

$$\varphi(t) \approx \begin{cases} \frac{\varphi_m}{T_E} t \sin(\omega t + \alpha) + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos(\omega t + \alpha) + A_1 e^{-\frac{R_1 t}{L_1}}, t \in [0, T_E) \\ \varphi_m \sin(\omega t + \alpha) + A_2 e^{-\frac{R_1 t}{L_1}}, t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (3)$$

$$\text{其中, } \varphi_m = \frac{U_m L_1}{N_1 \sqrt{(\omega L_1)^2 + R_1^2}}; A_1 = \varphi_r - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \alpha;$$

$$A_2 = \varphi_r + \left[\frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos(\omega T_E + \alpha) \right] e^{\frac{R_1 T_E}{L_1}} - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \alpha;$$

φ_m 为稳态时磁通幅值; A_1 、 A_2 分别为 $[0, T_E)$ 和 $[T_E, +\infty)$ 时间区间的磁通暂态分量的幅值, 两者由合闸时刻的铁芯剩磁 φ_r 决定;

为了抑制变压器出现励磁涌流, 设定电压初始相角 $\alpha = \pi$, 在忽略磁通暂态分量的衰减的条件下, 即 $R_1 \approx 0$, 合闸时刻铁芯剩磁 $\varphi_r = 0$, 则配电变压器的总磁通 $\varphi(t)$ 变换为:

$$\varphi(t) \approx \begin{cases} -\frac{\varphi_m}{T_E} t \sin \omega t - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \omega t + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [0, T_E) \\ -\varphi_m \sin \omega t - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \omega T_E + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (4)$$

令 $\sin \omega t = -1$, 即 $\omega t = (4k-1)\pi/2$ 时, 获得配电变压器总磁通的最大值 φ_{max} :

$$\varphi_{max} \approx \begin{cases} \frac{\varphi_m (4k-1)\pi}{T_E 2\omega} + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [0, T_E) \\ \varphi_m - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \omega T_E + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (5)$$

其中, $k=1, 2, 3, \dots$ 。

4. 根据权利要求3所述的一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法, 其特征在于, 步骤S1.3中,

在 $t \in [0, T_E)$ 时间段,为了保证变压器的磁通在该时间段不会饱和,应保证:

$$\frac{\varphi_m (4k-1)\pi}{T_E 2\omega} + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \leq \varphi_m \quad (6)$$

可以推出:

$$T_E \geq \frac{(4k-1)\pi+2}{2\omega} \quad (7)$$

在 $t \in [T_E, +\infty)$ 时间段,应保证:

$$\varphi_m + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \leq 1.2\varphi_m \quad (8)$$

从而可以推出:

$$T_E \geq \frac{10}{\omega} \quad (9)$$

在保证储能电站快速黑启动以及变压器的磁通在该时间段不会饱和条件下,储能电站零压软启的时间 T_E 应满足:

$$T_E \geq \frac{12}{\omega} \quad (10)。$$

5. 根据权利要求1所述的一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法,其特征在于,步骤S3,将储能系统SOC划分为3个区间,然后根据储能单元SOC来整定不同储能单元黑启动过程中放电的下垂系数 D_p ,获得线性分段函数如下:

$$D_p = \begin{cases} 0 & Q_{soc} \in [0,0.1] \\ \frac{Q_{soc}-0.1}{0.1} D_m & Q_{soc} \in [0.1,0.2] \\ D_m & Q_{soc} \in [0.2,1] \end{cases} \quad (21)$$

其中, D_p 为储能单元黑启动过程中放电的下垂系数, D_m 为储能电站的下垂系数, Q_{soc} 表示储能单元的荷电状态,其取值范围为0~1,表示储能单元从无电到满电的状态。

6. 权利要求 1 至 5 任一项所述的一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法采用的系统,包括:

电压设定模块,用于设定储能电站零压软启过程中配电变压器一次侧的电压;

磁通计算模块,用于根据设定模块设定的配电变压器一次侧的电压,在忽略磁通暂态分量衰减的条件下,计算得到配电变压器的总磁通的最大值;

零压软启时间计算模块,用于根据磁通计算模块的计算结果,在保证储能电站快速黑启动以及配电变压器的铁芯磁通在整个零压软启过程中始终不饱和的条件下,计算得到零压软启的时间;

储能单元控制模块,用于基于虚拟同步机的单个储能单元控制以及多个储能单元之间的预同步控制;

优化控制模块,用于根据储能电站中不同储能单元的荷电状态,确定多个储能单元的协同控制策略。

一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法及系统

技术领域

[0001] 本发明属于储能电站黑启动技术领域,具体涉及一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法及系统。

背景技术

[0002] 电能在人类的生活中扮演着十分重要的角色,电网因为外部因素的影响或认为误操作全面瘫痪时,大停电事故将对国民生产和生活产生较大的负面影响。为减少损失,电网在无外部网间提供的临时电力时,只能依靠系统内部具有自启动能力的微源来快速响应,依次稳定有序地恢复电网中的各级负荷,实现电网的全面快速恢复。黑启动是指电网因外部或内部故障停运进入全黑状态后,不依靠电网的帮助仅通过电网中的黑启动微源带动电网中其它无黑启动能力的微源,逐步扩大系统的恢复范围,最终实现整个电网的重新启动。

[0003] 黑启动是电网恢复的首要且关键阶段,水电作为一种传统的黑启动电源,具有厂用电量少、可快速启动等优点,基于抽水蓄能的黑启动研究已经相当成熟。但在缺少水电机组且局部电网薄弱的地区,利用水电机组参与电网黑启动往往比较困难,而储能电站响应速度迅速,输出功率灵活可控,且安装位置不受限制,本发明在研究储能电站黑启动特性的基础上,提出一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法及系统,以解决传统黑启动微源容量有限且分布不均匀的问题。

发明内容

[0004] 本发明的目的是提供了一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法及系统,以解决传统黑启动微源容量有限且分布不均匀的问题。

[0005] 为了实现上述目的,本发明所采用的技术方案是:

[0006] 一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法,包括如下步骤:

[0007] S1,建立储能电站中储能单元的零压软启控制策略:

[0008] S1.1,设定储能电站零压软启过程中配电变压器一次侧的电压;

[0009] S1.2,基于步骤S1.1设定的配电变压器一次侧的电压,根据变压器一次回路的电压方程,在忽略磁通暂态分量衰减的条件下,计算得到配电变压器的总磁通的最大值;

[0010] S1.3,基于步骤S1.2获得的配电变压器的总磁通的最大值,在保证储能电站快速黑启动以及配电变压器的铁芯磁通在整个零压软启过程中始终不饱和的条件下,得到储能电站零压软启的时间;

[0011] S2,基于虚拟同步机,确定单个储能单元的控制策略以及多个储能单元之间的预同步控制策略;

[0012] S3,根据储能电站中不同储能单元的荷电状态,确定多个储能单元的协同控制策略。

[0013] 传统的黑启动微源通常选择水电机组、燃气机组等发电设备,然而受地域资源的限制,西北地区的水电站较少,不太可能选择水电机组作为黑启动微源,因此利用储能电站

作为黑启动微源为电网故障后的快速恢复提供了另一种思路,本申请通过建立储能电站中储能单元的零压软启控制策略能够实现储能电站快速黑启动,通过虚拟同步机确定储能单元的预同步控制策略,并通过考虑不同储能单元荷电状态差异确定储能单元协同控制策略,来克服传统黑启动微源容量有限且分布不均的问题。

[0014] 进一步地,步骤S1.1,设定储能电站零压软启过程中配电变压器一次侧的电压 $u(t)$ 其满足:

$$[0015] \quad u(t) = \begin{cases} \frac{U_m}{T_E} t \cos(\omega t + \alpha), t \in [0, T_E) \\ U_m \cos(\omega t + \alpha), t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (1)$$

[0016] 其中, U_m 为一次侧电压幅值; T_E 为储能电站输出电站由零增加到空载电势的时间; ω 为角速度, t 为时间, α 为电压的初始相角。

[0017] 进一步地,步骤S1.2中,变压器一次回路的电压方程为:

$$[0018] \quad N_1 \frac{R_1}{L_1} \varphi(t) + N_1 \frac{d\varphi(t)}{dt} = u(t) \quad (2)$$

[0019] 其中, N_1 为一次绕组的匝数; R_1 、 L_1 分别为一次绕组的电阻和自感; $\varphi(t)$ 为通过一次绕组的总磁通,即配电变压器的总磁通;

[0020] 在零压软启的过程中,设定 L_1 为定值,将公式(1)代入公式(2)并分段求解,得到配电变压器的总磁通 $\varphi(t)$ 为:

$$[0021] \quad \varphi(t) \approx \begin{cases} \frac{\varphi_m}{T_E} t \sin(\omega t + \alpha) + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos(\omega t + \alpha) + A_1 e^{-\frac{R_1}{L_1} t}, t \in [0, T_E) \\ \varphi_m \sin(\omega t + \alpha) + A_2 e^{-\frac{R_1}{L_1} t}, t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (3)$$

$$[0022] \quad \text{其中, } \varphi_m = \frac{U_m L_1}{N_1 \sqrt{(\omega L_1)^2 + R_1^2}}; A_1 = \varphi_r - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \alpha; A_2 = \varphi_r - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \alpha;$$

$$[0023] \quad A_2 = \varphi_r + \left[\frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos(\omega T_E + \alpha) \right] e^{\frac{R_1}{L_1} T_E} - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \alpha;$$

[0024] 铁芯主磁通由两个部分相加而成,分别为稳态分量和暂态分量,暂态分量为一衰减指数函数,衰减的快慢由时间常数 $T(T=R_1/L_1)$ 所决定; φ_m 为稳态时磁通幅值; A_1 、 A_2 分别为 $[0, T_E)$ 和 $[T_E, +\infty)$ 时间区间的磁通暂态分量的幅值,两者由合闸时刻的铁芯剩磁 φ_r 决定。

[0025] 为了抑制变压器出现励磁涌流,设定电压初始相角 $\alpha=\pi$,在忽略磁通暂态分量的衰减的条件下,即 $R_1 \approx 0$,合闸时刻铁芯剩磁 $\varphi_r=0$,则配电变压器的总磁通 $\varphi(t)$ 变换为:

$$[0026] \quad \varphi(t) \approx \begin{cases} -\frac{\varphi_m}{T_E} t \sin \omega t - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \omega t + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [0, T_E) \\ -\varphi_m \sin \omega t - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \omega T_E + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (4)$$

[0027] 令 $\sin \omega t = -1$, 即 $\omega t = (4k-1)\pi/2$ 时, 获得配电变压器总磁通的最大值 φ_{max} :

$$[0028] \quad \varphi_{max} \approx \begin{cases} \frac{\varphi_m (4k-1)\pi}{T_E 2\omega} + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [0, T_E) \\ \varphi_m - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \omega T_E + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (5)$$

[0029] 其中, $k=1, 2, 3, \dots$ 。

[0030] 进一步地, 步骤S1.3中, 在 $t \in [0, T_E)$ 时间段, 为了保证变压器的磁通在该时间段不会饱和, 应保证:

$$[0031] \quad \frac{\varphi_m (4k-1)\pi}{T_E 2\omega} + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \leq \varphi_m \quad (6)$$

[0032] 可以推出:

$$[0033] \quad T_E \geq \frac{(4k-1)\pi+2}{2\omega} \quad (7)$$

[0034] 在 $t \in [T_E, +\infty)$ 时间段, 由于铁芯的最大磁通可能大于 φ_m , 考虑到铁芯的饱和磁通约等于1.2-1.4倍的 φ_m , 应保证:

$$[0035] \quad \varphi_m + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \leq 1.2\varphi_m \quad (8)$$

[0036] 从而可以推出:

$$[0037] \quad T_E \geq \frac{10}{\omega} \quad (9)$$

[0038] 在保证储能电站快速黑启动以及变压器的磁通在该时间段不会饱和条件下, 储能电站零压软启的时间 T_E 应满足:

$$[0039] \quad T_E \geq \frac{12}{\omega} \quad (10)。$$

[0040] 进一步地, 步骤S2中, 具体过程为:

[0041] S2.1, 根据虚拟同步机的机械方程构造有功功率控制环节, 可以得到虚拟同步机转子角转速与参考反电势的相位, 在虚拟同步机的有功功率控制环节中, 加入转子转速闭环, 转子转速参考值设置为电网电压额定角速度, 从而可以实现虚拟同步机对电网的频率支撑作用; 根据同步发电机的励磁调节原理构造无功功率控制环节, 可以得到励磁电流, 进一步可以求得参考反电势的幅值, 在虚拟同步机的无功功率控制环节中, 加入电网电压幅值的闭环控制, 从而可以实现虚拟同步机对电网的电压支撑作用; 由有功功率控制环节得到的参考反电势的相位和无功功率控制环节得到的参考反电势的幅值计算得到参考反电

势,通过SVPWM模块调制得到开关信号,从而实现储能变流器的虚拟同步机控制,即确定单个储能单元的控制策略。

[0042] 要使储能变流器的输出特性具有同步发电机的特性,在控制上体现为将储能变流器的反电势调节为同步发电机的电动势,即为虚拟同步机电动势。因此,需要首先探究虚拟同步机电动势的表达形式。虚拟同步机磁链方程表示如下:

$$[0043] \quad \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & -M & -M \\ -M & L & -M \\ -M & -M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ga} \\ i_{gb} \\ i_{gc} \end{bmatrix} + M_f i_f \begin{bmatrix} \cos \theta_r \\ \cos(\theta_r - 2/3\pi) \\ \cos(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} \quad (11)$$

[0044] 式中, L 为定子绕组自感, M 为定子绕组间互感, M_f 为励磁绕组与定子绕组间的互感, ψ_a 、 ψ_b 、 ψ_c 分别为a相、b相、c相的磁链, i_{ga} 、 i_{gb} 、 i_{gc} 分别为a相、b相、c相的电流, i_f 为励磁电流, θ_r 为参考反电势的相位,即励磁磁链与定子a相绕组的夹角。

[0045] 同步发电机的定子电压方程可以写成如下形式:

$$[0046] \quad \begin{bmatrix} u_{ga} \\ u_{gb} \\ u_{gc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s i_{ga} \\ R_s i_{gb} \\ R_s i_{gc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (12)$$

[0047] 式中, u_{ga} 、 u_{gb} 、 u_{gc} 分别为定子a相、b相、c相的电压, R_s 为定子电阻,电流正方向为从电网侧流向变流器侧;

[0048] 将式(11)带入式(12)中可得:

$$[0049] \quad \begin{bmatrix} u_{ga} \\ u_{gb} \\ u_{gc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s i_{ga} \\ R_s i_{gb} \\ R_s i_{gc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & -M & -M \\ -M & L & -M \\ -M & -M & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ga} \\ i_{gb} \\ i_{gc} \end{bmatrix} + M_f i_f \omega_r \begin{bmatrix} \sin \theta_r \\ \sin(\theta_r - 2/3\pi) \\ \sin(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} - M_f \frac{di_f}{dt} \begin{bmatrix} \cos \theta_r \\ \cos(\theta_r - 2/3\pi) \\ \cos(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} \quad (13)$$

[0050] 式中, ω_r 为转子角速度。

[0051] 在虚拟同步机中,认为励磁电流为一个受控电流源,因此(13)式中最后一项可以忽略,虚拟同步机电动势可以表示如下:

$$[0052] \quad \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = E \begin{bmatrix} \sin \theta_r \\ \sin(\theta_r - 2/3\pi) \\ \sin(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} = M_f i_f \omega_r \begin{bmatrix} \sin \theta_r \\ \sin(\theta_r - 2/3\pi) \\ \sin(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} \quad (14)$$

[0053] 式中 e_a 、 e_b 、 e_c 分别为虚拟同步机的a相、b相、c相的电动势; E 为参考反电势的幅值;

[0054] 在虚拟同步机中,转子角速度 ω_r 由其机械方程决定,表达式如下:

$$[0055] \quad J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e - D_p \omega_r \quad (15)$$

[0056] 式中, J 为转子转动惯量, D_p 为储能单元黑启动过程中放电的下垂系数; T_m 为输入机械转矩; T_e 为输出电磁转矩。

[0057] 为了进一步建立转子角速度与功率之间的关系,可以认为输入机械转矩 T_m 与电网电压额定角速度 ω_n 的乘积为虚拟同步机的参考有功功率 P_{ref} ,即:

$$[0058] \quad P_{ref} = \omega_n T_m \quad (16)$$

[0059] 式中, P_{ref} 为虚拟同步机的参考有功功率, ω_n 为电网电压额定角速度;

[0060] 定义虚拟同步机的输出有功功率和无功功率为变流器侧的功率,故虚拟同步机的输出有功功率、无功功率分别计算如下:

$$[0061] \quad \begin{cases} P_e = -M_f i_f \omega_r (i_{ga} \sin \theta_r + i_{gb} \sin(\theta_r - 2/3\pi) + i_{gc} \sin(\theta_r - 4/3\pi)) \\ Q_e = M_f i_f \omega_r (i_{ga} \cos \theta_r + i_{gb} \cos(\theta_r - 2/3\pi) + i_{gc} \cos(\theta_r - 4/3\pi)) \end{cases} \quad (17)$$

[0062] 式中, P_e 为虚拟同步机的输出有功功率; Q_e 为虚拟同步机的输出无功功率。

[0063] 在虚拟同步机中,励磁电流 i_f 由其无功功率控制环节决定,表达式如下:

$$[0064] \quad M_f i_f = \frac{1}{K_s} \{ Q_{ref} + D_q (U_{ref} - U) - Q_e \} \quad (18)$$

[0065] 式中, K 为无功调节系数, s 为拉普拉斯算子; Q_{ref} 为虚拟同步机的参考无功功率, D_q 为电压下垂控制系数, U_{ref} 为电压参考值, U 为电压反馈值。

[0066] S2.2,构造虚拟同步机上的虚拟电感和虚拟电阻,根据储能变流器侧反电势、电网电压及虚拟电感和虚拟电阻,计算得到虚拟电流和虚拟功率,使得虚拟同步机进入自同步工作模式,即功率参考值给定为零、功率反馈值选为虚拟功率,实现虚拟同步机的自同步并网;使虚拟同步机切换为正常工作模式,即功率参考值按需求给定、功率反馈值选为实际功率;

[0067] 其中,虚拟电流计算如下:

$$[0068] \quad i_{vabc} = \frac{1}{L_v s + R_v} (e_{abc} - u_{gabc}) \quad (19)$$

[0069] 虚拟功率计算如下:

$$[0070] \quad P_v = i_{vabc} u_{gabc} \quad (20)$$

[0071] 其中, i_{vabc} 为三相虚拟电流; L_v 为虚拟电感, R_v 为虚拟电阻, s 为拉普拉斯算子; e_{abc} 为储能变流器侧反电势,即虚拟同步机电动势; u_{gabc} 为电网电压; P_v 为虚拟功率。

[0072] S2.3,当前一个储能单元完成黑启动过程建立起稳定端电压后,其端电压作为步骤S2.2中的电网电压,下一个储能单元启动时建立的电压作为步骤S2.2中的储能变流器侧反电势,以此建立储能电站中不同储能单元的预同步控制。

[0073] 传统的同步发电机由于其自身的功角同步特性,可以实现自同步并网;故虚拟同步机控制策略也可以借鉴同步机的自同步原理,实现自同步并网控制。传统的虚拟同步机无法自同步并网的主要原因是由于并网前的输出电流为零,因此无法通过其自身所具有的功角同步特性实现自同步;因此,需要在并网前构造一组虚拟阻抗来模拟并网时线路上的阻抗,通过电网电压,储能变流器侧反电势及虚拟阻抗计算得到虚拟电流,进一步计算得到虚拟功率,从而实现虚拟同步机的自同步并网。

[0074] 虚拟同步机在并网前工作在自同步工作模式,其功率参考值给定为零,功率反馈值选为虚拟功率。这样当虚拟功率跟随参考值被调节为零时,虚拟电流的值也为零,说明此时储能变流器侧反电势已经与电网电压准确同步,可以进行并网操作。在虚拟同步机成功并网后,切换为正常工作模式,功率参考值按需求给定,功率反馈值选为实际功率。

[0075] 进一步地,步骤S3,具体为:

[0076] 将储能系统SOC划分为3个区间, D_m 为储能电站的下垂系数,设定最小值($Q_{SOC_{min}}$)为0.1,较低值($Q_{SOC_{low}}$)为0.2;故为防止SOC越限所带来的问题,采用线性分段函数根据储能单元荷电状态来设置黑启动过程中放电的下垂控制系数 D_p ,既可以实现平滑出力,还能避免复杂函数所带来的控制难题,更利于工程的实际应用,获得线性分段函数如下:

$$[0077] \quad D_p = \begin{cases} 0 & Q_{soc} \in [0,0.1] \\ \frac{Q_{soc}-0.1}{0.1} D_m & Q_{soc} \in [0.1,0.2] \\ D_m & Q_{soc} \in [0.2,1] \end{cases} \quad (21)$$

[0078] 其中, D_p 为储能单元黑启动过程中放电的下垂系数,其值越大说明储能单元的放电功率越大; D_m 为储能电站的下垂系数, Q_{SOC} 表示储能单元的荷电状态,其取值范围为0~1,表示储能单元从无电到满电的状态。

[0079] 荷电状态反馈是一种基本的并且非常重要的控制策略,该策略可以使储能系统在补偿功率波动的同时保证其荷电状态不超出既定的范围。由于新能源电站所配置的储能系统的容量有限,若一直采用最大系数充放电,则储能的荷电状态SOC易越线。为避免此问题,在储能系统SOC过高(充电)或过低(放电)时动态调整充放电系数,能够减小该储能的出力。不仅可有效避免储能的过充放问题,提高使用寿命,而且还可减少SOC越限时对电网系统所造成的不利影响。

[0080] 本发明还提供一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动控制系统,包括:

[0081] 电压设定模块,用于设定储能电站零压软启过程中配电变压器一次侧的电压;

[0082] 磁通计算模块,用于根据设定模块设定的配电变压器一次侧的电压,在忽略磁通暂态分量衰减的条件下,计算得到配电变压器的总磁通的最大值;

[0083] 零压软启时间计算模块,用于根据磁通计算模块的计算结果,在保证储能电站快速黑启动以及配电变压器的铁芯磁通在整个零压软启过程中始终不饱和的条件下,计算得到零压软启的时间;

[0084] 储能单元控制模块,用于建立基于虚拟同步机的单个储能单元控制以及多个储能单元之间的预同步控制;

[0085] 优化控制模块,用于根据储能电站中不同储能单元的荷电状态,确定多个储能单元的协同控制策略。

[0086] 本发明的技术效果:本发明为一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法及系统,摒弃了将传统水电、火电等直接作为电网黑启动的微源,充分发挥储能电站输出功率灵活可控、安装位置不受限制等特点,将储能电站作为电网黑启动的微源,通过建立储能电站中储能单元的零压软启控制策略能够实现储能电站快速黑启动,通过虚拟同步机确定储能单元的预同步控制策略,并通过考虑不同储能单元荷电状态差异确定储能单元协同控制策略,来克服传统黑启动微源容量有限且分布不均的问题,为大停电后电网的快速恢复提供

了一种新方案。

附图说明

- [0087] 图1为实施例1的基于虚拟同步机的储能电站黑启动控制方法的流程图；
 [0088] 图2为实施例1的储能单元间预同步控制框图；
 [0089] 图3为实施例1的储能电站单位调节功率与SOC的关系图；
 [0090] 图4为实施例1的储能电站SOC变化图；
 [0091] 图5为实施例1的测点6仿真结果图。

具体实施方式

[0092] 为了使本技术领域的人员更好地理解本发明方案，下面将结合本发明实施例中的附图，对本发明实施例中的技术方案进行清楚、完整地描述，显然，所描述的实施例仅仅是本发明一部分的实施例，而不是全部的实施例。基于本发明中的实施例，本领域普通技术人员在没有做出创造性劳动前提下所获得的所有其他实施例，都应当属于本发明保护的范围。

[0093] 需要说明的是，本发明的说明书和权利要求书及上述附图中的术语“包括”和“具有”以及他们的任何变形，意图在于覆盖不排他的包含，例如，包含了一系列步骤或单元的过程、方法、系统、产品或设备不必限于清楚地列出的那些步骤或单元，而是可包括没有清楚地列出的或对于这些过程、方法、产品或设备固有的其它步骤或单元。

[0094] 根据本发明实施例，提供了一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动控制方法的实施例，需要说明的是，在附图的流程图示出的步骤可以在诸如一组计算机可执行指令的计算机系统中执行，并且，虽然在流程图中示出了逻辑顺序，但是在某些情况下，可以以不同于此处的顺序执行所示出或描述的步骤。

[0095] 实施例1

[0096] 一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动方法，如图1所示，包括如下步骤：

[0097] S1，建立储能电站中储能单元的零压软启控制策略：

[0098] S1.1，设定储能电站零压软启过程中配电变压器一次侧的电压 $u(t)$ 使其满足：

$$[0099] \quad u(t) = \begin{cases} \frac{U_m}{T_E} t \cos(\omega t + \alpha), t \in [0, T_E) \\ U_m \cos(\omega t + \alpha), t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (1)$$

[0100] 其中， U_m 为一次侧电压幅值； T_E 为储能电站输出电站由零增加到空载电势的时间； α 为电压的初始相角； t 为时间； ω 为角速度。

[0101] S1.2，基于步骤S1.1设定的配电变压器一次侧的电压，根据变压器一次回路的电压方程，在忽略磁通暂态分量衰减的条件下，计算得到配电变压器的总磁通的最大值；

[0102] 变压器一次回路的电压方程为：

$$[0103] \quad N_1 \frac{R_1}{L_1} \varphi(t) + N_1 \frac{d\varphi(t)}{dt} = u(t) \quad (2)$$

[0104] 其中, N_1 为一次绕组的匝数; R_1 、 L_1 分别为一次绕组的电阻和自感; $\varphi(t)$ 为通过一次绕组的总磁通, 即配电变压器的总磁通;

[0105] 在零压软启的过程中, 设定 L_1 为定值, 将公式 (1) 代入公式 (2) 并分段求解, 得到配电变压器的总磁通 $\varphi(t)$ 为:

$$[0106] \quad \varphi(t) \approx \begin{cases} \frac{\varphi_m}{T_E} t \sin(\omega t + \alpha) + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos(\omega t + \alpha) + A_1 e^{-\frac{R_1}{L_1} t}, t \in [0, T_E) \\ \varphi_m \sin(\omega t + \alpha) + A_2 e^{-\frac{R_1}{L_1} t}, t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (3)$$

$$[0107] \quad \text{其中, } \varphi_m = \frac{U_m L_1}{N_1 \sqrt{(\omega L_1)^2 + R_1^2}}; A_1 = \varphi_r - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \alpha;$$

$$[0108] \quad A_2 = \varphi_r + \left[\frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos(\omega T_E + \alpha) \right] e^{\frac{R_1 T_E}{L_1}} - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \alpha;$$

[0109] 铁芯主磁通由两个部分相加而成, 分别为稳态分量和暂态分量, 暂态分量为一衰减指数函数, 衰减的快慢由时间常数 T ($T=R_1/L_1$) 所决定; φ_m 为稳态时磁通幅值; A_1 、 A_2 分别为 $[0, T_E)$ 和 $[T_E, +\infty)$ 时间区间的磁通暂态分量的幅值, 两者由合闸时刻的铁芯剩磁 φ_r 决定。

[0110] 为了抑制变压器出现励磁涌流, 设定电压初始相角 $\alpha=\pi$, 在忽略磁通暂态分量的衰减的条件下, 即 $R_1 \approx 0$, 合闸时刻铁芯剩磁 $\varphi_r=0$, 则配电变压器的总磁通 $\varphi(t)$ 变换为:

$$[0111] \quad \varphi(t) \approx \begin{cases} -\frac{\varphi_m}{T_E} t \sin \omega t - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \omega t + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [0, T_E) \\ -\varphi_m \sin \omega t - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \omega T_E + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (4)$$

[0112] 令 $\sin \omega t = -1$, 即 $\omega t = (4k-1)\pi/2$ 时, 获得配电变压器总磁通的最大值 φ_{max} :

$$[0113] \quad \varphi_{max} \approx \begin{cases} \frac{\varphi_m (4k-1)\pi}{T_E 2\omega} + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [0, T_E) \\ \varphi_m - \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \cos \omega T_E + \frac{\varphi_m}{\omega T_E}, t \in [T_E, +\infty) \end{cases} \quad (5)$$

[0114] 其中, $k=1, 2, 3, \dots$ 。

[0115] S1.3, 基于步骤 S1.2 获得的配电变压器的总磁通的最大值, 在保证储能电站能够快速零压软启动以及配电变压器的铁芯磁通在整个零压软启过程中始终不饱和的条件下, 得到储能电站零压软启的时间:

[0116] 在 $t \in [0, T_E)$ 时间段, 为了保证变压器的磁通在该时间段不会饱和, 应保证:

$$[0117] \quad \frac{\varphi_m (4k-1)\pi}{T_E 2\omega} + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \leq \varphi_m \quad (6)$$

[0118] 从而可以推出：

$$[0119] \quad T_E \geq \frac{(4k-1)\pi+2}{2\omega} \quad (7)$$

[0120] 在 $t \in [T_E, +\infty)$ 时间段, 由于铁芯的最大磁通可能大于 φ_m , 考虑到铁芯的饱和磁通约等于1.2-1.4倍的 φ_m , 应保证：

$$[0121] \quad \varphi_m + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} + \frac{\varphi_m}{\omega T_E} \leq 1.2\varphi_m \quad (8)$$

[0122] 从而可以推出：

$$[0123] \quad T_E \geq \frac{10}{\omega} \quad (9)$$

[0124] 在保证储能电站快速黑启动以及变压器的磁通在该时间段不会饱和的条件下, 储能电站零压软启的时间 T_E 应满足：

$$[0125] \quad T_E \geq \frac{12}{\omega} \quad (10)。$$

[0126] S2, 基于虚拟同步机, 确定单个储能单元的控制策略以及多个储能单元之间的预同步控制策略；

[0127] S2.1, 根据虚拟同步机的机械方程构造有功功率控制环节, 可以得到虚拟同步机转子角速度 ω_r 与参考反电势的相位 θ_r , 在虚拟同步机的有功功率控制环节中, 加入转子转速闭环, 转子转速参考值设置为电网电压额定角速度 ω_n , 从而可以实现虚拟同步机对电网的频率支撑作用；根据同步发电机的励磁调节原理构造无功功率控制环节, 可以得到励磁电流 i_f , 进一步可以求得参考反电势的幅值, 在虚拟同步机的无功功率控制环节中, 加入电网电压幅值的闭环控制, 从而可以实现虚拟同步机对电网的电压支撑作用；由有功功率控制环节得到的参考反电势的相位和无功功率控制环节得到的参考反电势的幅值计算得到参考反电势, 通过SVPWM模块调制得到开关信号, 从而实现储能变流器的虚拟同步机控制, 即确定单个储能单元的控制策略。

[0128] 要使储能变流器的输出特性具有同步发电机的特性, 在控制上体现为将储能变流器的反电势调节为同步发电机的电动势, 即为虚拟同步机电动势。因此, 需要首先探究虚拟同步机电动势的表达形式。虚拟同步机磁链方程表示如下：

$$[0129] \quad \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & -M & -M \\ -M & L & -M \\ -M & -M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ga} \\ i_{gb} \\ i_{gc} \end{bmatrix} + M_f i_f \begin{bmatrix} \cos \theta_r \\ \cos(\theta_r - 2/3\pi) \\ \cos(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} \quad (11)$$

[0130] 式中, L 为定子绕组自感, M 为定子绕组间互感, M_f 为励磁绕组与定子绕组间的互感, ψ_a 、 ψ_b 、 ψ_c 分别为a相、b相、c相的磁链, i_{ga} 、 i_{gb} 、 i_{gc} 分别为a相、b相、c相的电流, i_f 为励磁电流, θ_r 为参考反电势的相位, 即励磁磁链与定子a相绕组的夹角。

[0131] 同步发电机的定子电压方程可以写成如下形式,

$$[0132] \quad \begin{bmatrix} u_{ga} \\ u_{gb} \\ u_{gc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s i_{ga} \\ R_s i_{gb} \\ R_s i_{gc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (12)$$

[0133] 式中, u_{ga}, u_{gb}, u_{gc} 分别为定子a相、b相、c相的电压, R_s 为定子电阻, 电流正方向为从电网侧流向变流器侧;

[0134] 将式(11)带入式(12)中可得:

$$[0135] \quad \begin{bmatrix} u_{ga} \\ u_{gb} \\ u_{gc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s i_{ga} \\ R_s i_{gb} \\ R_s i_{gc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & -M & -M \\ -M & L & -M \\ -M & -M & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ga} \\ i_{gb} \\ i_{gc} \end{bmatrix} + M_f i_f \omega_r \begin{bmatrix} \sin \theta_r \\ \sin(\theta_r - 2/3\pi) \\ \sin(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} - M_f \frac{di_f}{dt} \begin{bmatrix} \cos \theta_r \\ \cos(\theta_r - 2/3\pi) \\ \cos(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} \quad (13)$$

[0136] 式中, ω_r 为转子角速度。

[0137] 在虚拟同步机中, 认为励磁电流为一个受控电流源, 因此(13)式中最后一项可以忽略, 虚拟同步机电动势可以表示如下:

$$[0138] \quad \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = E \begin{bmatrix} \sin \theta_r \\ \sin(\theta_r - 2/3\pi) \\ \sin(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} = M_f i_f \omega_r \begin{bmatrix} \sin \theta_r \\ \sin(\theta_r - 2/3\pi) \\ \sin(\theta_r - 4/3\pi) \end{bmatrix} \quad (14)$$

[0139] 式中 e_a, e_b, e_c 分别为虚拟同步机的a相、b相、c相的电动势; E 为参考反电势的幅值;

[0140] 在同步发电机中, 转子角速度 ω_r 由其机械方程决定, 表达式如下:

$$[0141] \quad J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e - D_p \omega_r \quad (15)$$

[0142] 式中, J 为转子转动惯量, D_p 为储能单元黑启动过程中放电的下垂系数; T_m 为输入机械转矩; T_e 为输出电磁转矩。

[0143] 互感与励磁电流乘积的大小可以由无功功率的需求决定, 当系统需要感性无功时, 增大励磁电流, 当系统需要容性无功时, 减小励磁电流。

[0144] 为了进一步建立转子角速度与功率之间的关系, 可以认为输入机械转矩 T_m 与电网电压额定角速度 ω_n 的乘积为虚拟同步机的参考有功功率 P_{ref} , 即:

$$[0145] \quad P_{ref} = \omega_n T_m \quad (16)$$

[0146] 式中, P_{ref} 为虚拟同步机的参考有功功率, ω_n 为电网电压额定角速度。

[0147] 定义虚拟同步机的输出有功功率和无功功率为变流器侧的功率, 故虚拟同步机的输出有功功率、无功功率分别计算如下:

$$[0148] \quad \begin{cases} P_c = -M_f i_f \omega_r (i_{ga} \sin \theta_r + i_{gb} \sin(\theta_r - 2/3\pi) + i_{gc} \sin(\theta_r - 4/3\pi)) \\ Q_c = M_f i_f \omega_r (i_{ga} \cos \theta_r + i_{gb} \cos(\theta_r - 2/3\pi) + i_{gc} \cos(\theta_r - 4/3\pi)) \end{cases} \quad (17)$$

[0149] 式中, P_c 为虚拟同步机的输出有功功率; Q_c 为虚拟同步机的输出无功功率;

[0150] 在虚拟同步机中,励磁电流 i_f 由其无功功率控制环节决定,表达式如下:

$$[0151] \quad M_f i_f = \frac{1}{Ks} \{ Q_{ref} + D_q (U_{ref} - U) - Q_e \} \quad (18)$$

[0152] 式中, K 为无功调节系数, s 为拉普拉斯算子; Q_{ref} 为虚拟同步机的参考无功功率, D_q 为电压下垂控制系数, U_{ref} 为电压参考值, U 为电压反馈值;

[0153] 根据以上分析,可以得到虚拟同步机的控制框图如图2所示。

[0154] S2.2,构造虚拟同步机上的虚拟电感和虚拟电阻,根据储能变流器侧反电势、电网电压及虚拟电感和虚拟电阻,计算得到虚拟电流和虚拟功率,使得虚拟同步机进入自同步工作模式,实现虚拟同步机的自同步并网;

[0155] 其中,虚拟电流计算如下:

$$[0156] \quad i_{vabc} = \frac{1}{L_v s + R_v} (e_{abc} - u_{gabc}) \quad (19)$$

[0157] 虚拟功率计算如下:

$$[0158] \quad P_v = i_{vabc} u_{gabc} \quad (20)$$

[0159] 其中, i_{vabc} 为三相虚拟电流; L_v 为虚拟电感, R_v 为虚拟电阻, s 为拉普拉斯算子; e_{abc} 为储能变流器侧反电势,即虚拟同步机电动势; u_{gabc} 为电网电压; P_v 为虚拟功率。

[0160] 传统的同步发电机由于其自身的功角同步特性,可以实现自同步并网;故虚拟同步机控制策略也可以借鉴同步机的自同步原理,实现自同步并网控制。传统的虚拟同步机无法自同步并网的主要原因是由于并网前的输出电流为零,因此无法通过其自身所具有的功角同步特性实现自同步;因此,需要在并网前构造一组虚拟阻抗来模拟并网时线路上的阻抗,通过电网电压,储能变流器侧反电势及虚拟阻抗计算得到虚拟电流,进一步计算得到虚拟功率,从而实现虚拟同步机的自同步并网。

[0161] 虚拟同步机在并网前工作在自同步工作模式,其功率参考值给定为零,功率反馈值选为虚拟功率。这样当虚拟功率跟随参考值被调节为零时,虚拟电流的值也为零,说明此时储能变流器侧反电势已经与电网电压准确同步,可以进行并网操作。在虚拟同步机成功并网后,切换为正常工作模式,功率参考值按需求给定,功率反馈值选为实际功率。

[0162] S2.3,当前一个储能单元完成黑启动过程建立起稳定端电压后,其端电压作为步骤S2.2中的电网电压,下一个储能单元启动时建立的电压作为步骤S2.2中的储能变流器侧反电势,以此建立储能电站中不同储能单元的预同步控制。储能电站中每个储能单元均采用虚拟同步控制,当第一个储能单元完成黑启动过程建立起稳定端电压后,便可模拟S2.2中的电网电压,后续储能单元启动时建立的电压便可模拟S2.2中的储能变流器侧反电势,故可利用上述方法完成储能电站中不同储能单元之间的预同步控制。

[0163] S3,根据储能电站中储能单元的荷电状态,确定储能单元协同控制策略,具体为:

[0164] 将储能系统SOC划分为3个区间, D_m 为储能电站的下垂系数,设定最小值($Q_{SOC_{min}}$)为0.1,较低值($Q_{SOC_{low}}$)为0.2;故为防止SOC越限所带来的问题,采用线性分段函数根据储能单元荷电状态来设置黑启动过程中的下垂控制系数 D_p ,既可以实现平滑出力,还能避免复杂函数所带来的控制难题,更利于工程的实际应用,获得线性分段函数如下,如图3所示:

$$[0165] \quad D_p = \begin{cases} 0 & Q_{soc} \in [0,0.1] \\ \frac{Q_{soc}-0.1}{0.1} D_m & Q_{soc} \in [0.1,0.2] \\ D_m & Q_{soc} \in [0.2,1] \end{cases} \quad (21)$$

[0166] 其中, D_p 为储能单元黑启动过程中放电的下垂系数, 其值越大说明储能单元的放电功率越大; D_m 为储能电站的下垂系数; Q_{soc} 表示储能单元的荷电状态, 其取值范围为0~1, 表示储能单元从无电到满电的状态。

[0167] 当储能电站用于电网黑启动时, 由于各个储能单元的初始荷电状态各不相同, 若使得每个储能单元在黑启动过程中的出力一致, 则会降低储能电站的整体寿命。故有必要引入荷电状态反馈控制策略来优化储能电站的控制策略, 即使得初始荷电状态较高的储能单元在黑启动过程中保持较高的出力, 而初始荷电状态较低的储能单元的出力维持在一较低水平。

[0168] 为验证所提控制策略的正确性, 在PSCAD仿真平台中搭建仿真模型。该模型中的储能电站包括六个储能单元, 其中每个储能单元采用一个2MW的储能变流器代替, 另接有一7.5MW的负载, 储能电站经过360V, 10kV, 110kV, 220kV, 10kV的电压等级后接至负载侧。

[0169] 图4为储能电站SOC变化图。持续放电工况下储能电站初始SOC设置为20%, 由图4可知, 不考虑SOC状态的黑启动控制在时间 t 为60s时, SOC达到下限值10%。而计及不同荷电状态差异的改进控制方法下储能电站的SOC的维持效果较佳, 相比上述控制的SOC提高3.2%。

[0170] 表1

负载侧测点	负载侧电压等级 (kV)	负载侧冲击电压/稳态电压 (标么值)	负载侧最大有功/稳态有功 (MW)	负载侧最大无功/稳态无功 (MVA)	电源入网点电压 (360V)	电源入网点电流 (kA)
1	10.5	0.7937/0.7937	7.377/7.377	5.898/5.898	0.8279	4.54
2	115	0.7681/0.7681	6.911/6.911	5.523/5.523	0.8489	4.41
3	231	0.7668/0.7668	6.886/6.886	5.508/5.508	0.8536	4.36
4	231	1.057/0.9598	8.445/7.561	6.702/6.048	1.078	3.96
5	21	0.9821/0.9124	8.121/7.462	6.459/5.967	1.055	3.62
6	6.3	0.9339/0.8795	7.994/7.566	6.375/6.055	1.039	3.46

[0171] 表1为储能电站至负荷侧之间不同电压等级线路中的6个测点在储能电站黑启动过程中电压、有功功率及无功功率值。由表1可知所提储能电站黑启动控制策略能够有效恢复故障后的电网, 且在黑启动过程中线路上各点处的电压较为平稳, 不会出现明显的过电压现象, 有利于电网的安全稳定运行。图5为表1中测点6的仿真结果。由图5可知测点6处的电压以及功率值, 由此可见所提控制策略可以较好完成储能电站黑启动过程, 且线路上不会出现过电压现象。

[0172] 实施例2

[0173] 本实施例提供一种基于虚拟同步机的储能电站黑启动控制系统, 其包括:

[0174] 电压设定模块, 用于设定储能电站零压软启过程中配电变压器一次侧的电压;

[0175] 磁通计算模块, 用于根据设定模块设定的配电变压器一次侧的电压, 在忽略磁通暂态分量衰减的条件下, 计算得到配电变压器的总磁通的最大值;

[0177] 零压软启时间计算模块,用于根据磁通计算模块的计算结果,在保证储能电站快速黑启动以及配电变压器的铁芯磁通在整个零压软启过程中始终不饱和的条件下,计算得到零压软启的时间;

[0178] 储能单元控制模块,用于建立基于虚拟同步机的单个储能单元控制以及多个储能单元之间的预同步控制;

[0179] 优化控制模块,用于根据储能电站中不同储能单元的荷电状态,确定多个储能单元的协同控制策略。

[0180] 在本发明的实施例中,对各个实施例的描述都各有侧重,某个实施例中沒有详述的部分,可以参见其他实施例的相关描述。在本申请所提供的几个实施例中,应该理解到,所揭露的技术内容,可通过其它的方式实现。其中,以上所描述的方法实施例仅仅是示意性的,例如所述单元的划分,可以为一种逻辑功能划分,实际实现时可以有另外的划分方式,例如多个单元或组件可以结合或者可以集成到另一个系统,或一些特征可以忽略,或不执行。另一点,所显示或讨论的相互之间的耦合或直接耦合或通信连接可以是通过一些接口,单元或模块的间接耦合或通信连接,可以是电性或其它的形式。

[0181] 所述作为分离部件说明的单元可以是或者也可以不是物理上分开的,作为单元显示的部件可以是或者也可以不是物理单元,即可以位于一个地方,或者也可以分布到多个单元上。可以根据实际的需要选择其中的部分或者全部单元来实现本实施例方案的目的。另外,在本发明各个实施例中的各功能单元可以集成在一个处理单元中,也可以是各个单元单独物理存在,也可以两个或两个以上单元集成在一个单元中。上述集成的单元既可以采用硬件的形式实现,也可以采用软件功能单元的形式实现。集成的单元如果以软件功能单元的形式实现并作为独立的产品销售或使用,可以存储在一个计算机可读取存储介质中。

[0182] 基于这样的理解,本发明的技术方案本质上或者说对现有技术做出贡献的部分或者该技术方案的全部或部分可以以软件产品的形式体现出来,该计算机软件产品存储在一个存储介质中,包括若干指令用以使得一台计算机设备(可为个人计算机、服务器或者网络设备等)执行本发明各个实施例所述方法的全部或部分步骤。而前述的存储介质包括:U盘、只读存储器(ROM,Read-Only Memory)、随机存取存储器(RAM,Random Access Memory)、移动硬盘、磁碟或者光盘等各种可以存储程序代码的介质。

[0183] 上述对实施例的描述是为便于本技术领域的普通技术人员能理解和应用本发明。熟悉本领域技术的人员显然可以容易地对上述实施例做出各种修改,并把在此说明的一般原理应用到其他实施例中而不必经过创造性的劳动。因此,本发明不限于上述实施例,本领域技术人员根据本发明的揭示,对于本发明做出的改进和修改都应该在本发明的保护范围之内。

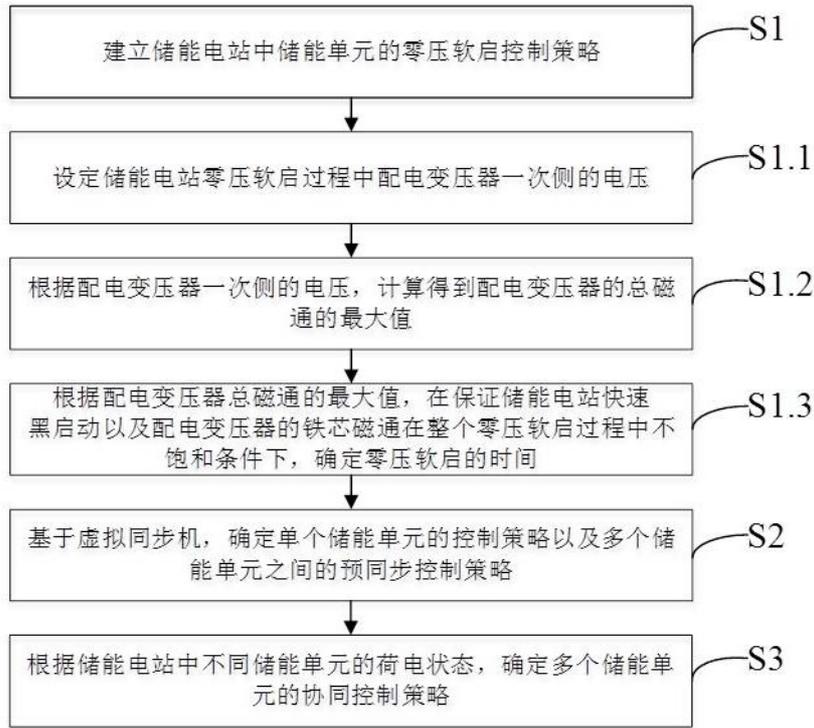


图1

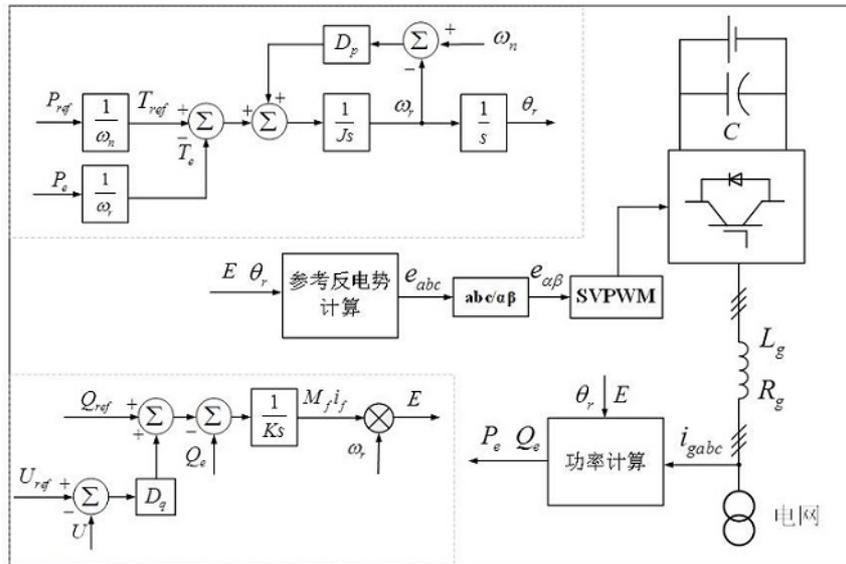


图2

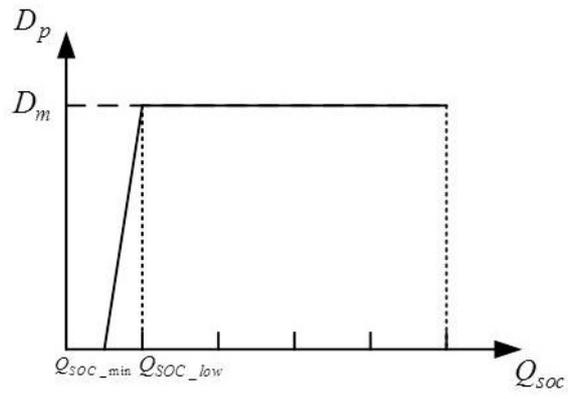


图3

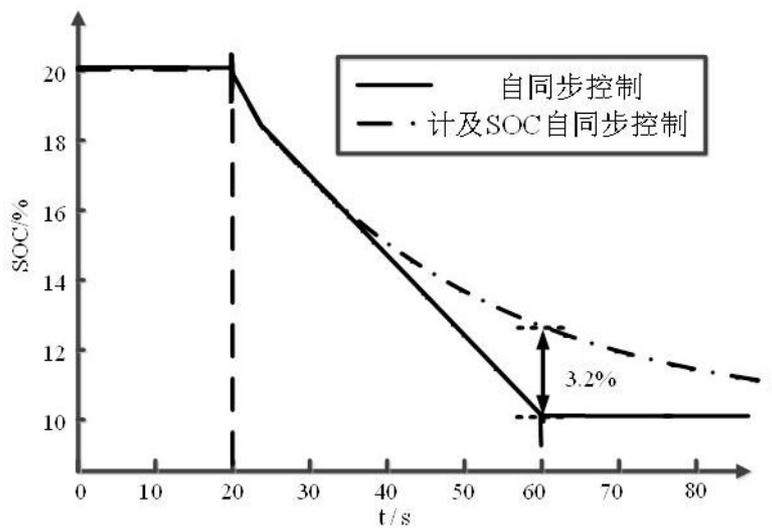


图4

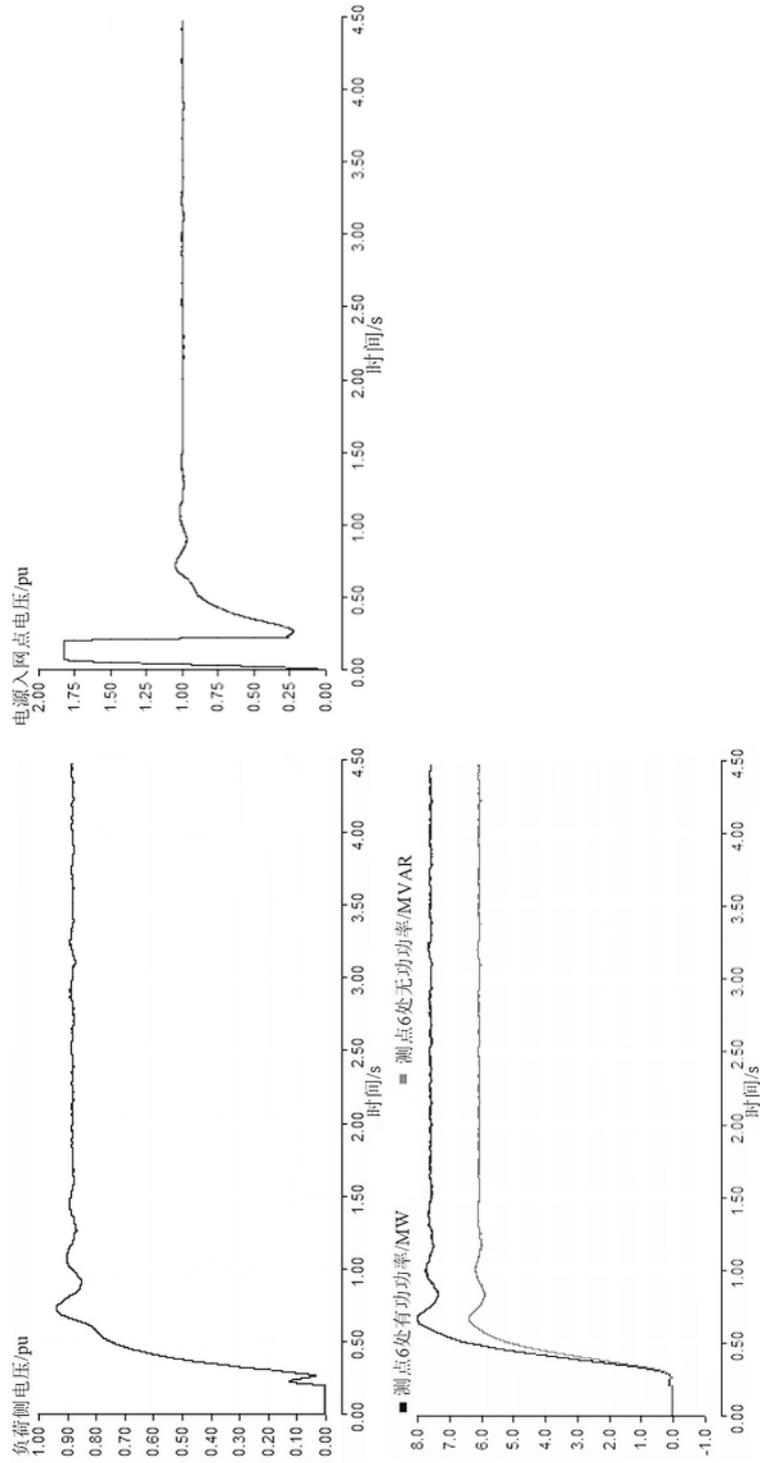


图5