

[储能系统]

考虑储能系统功率限值的VSG 虚拟惯性自适应优化控制策略

文/东南大学电气工程学院 严凌霄 梅 军

提出一种将电网频率变化量引入的虚拟惯性常数的优化控制策略，此控制策略可以在保证VSG系统最大输出功率小于限定值的同时保证系统有较强的抗干扰性。最后，利用Matlab/Simulink仿真软件搭建了VSG并网模型，验证了所提控制策略的有效性。

目前，储能系统接入电网配电侧时普遍采用电力电子器件，其特点是控制灵活且响应迅速，虚拟同步机（Virtual Synchronous Generator, VSG）技术使储能变流器模拟同步发电机的转子运动惯性与机电暂态特性，以增加电力系统的虚拟惯性和阻尼，且具备一次调频的能力。因此，当储能系统所连接的系统频率变化时，储能可以对其进行功率支撑，进而加快电网频率的恢复。

当前市场上仍以电化学储能为主，为了保证储能电池的长期使用应对其特性进行一定的考虑。有一些文献研究了在VSG中储能物理特性的影响，同时对优化控制策略也已经有了不少研究。但是对将VSG用于一次调频的同时考虑储能的物理特性的情况少有研究，此情况下对于VSG输出功率的值具有一定的限制，需要对虚拟惯量加以控制以满足储能功率限制要求。在此基础上还要保证系统的抗干扰能力，而这两者在惯性常数的要求上是矛盾的。本文提出了一种将系统频率变化量引入虚拟惯量常数的控制中，在VSG进行一次调频时对最大输出功率进行一定的限制，以满足储能约束；同时，当系统发生扰动，给定功率突变时，此控制策略也能保证系统有较强的抗干扰能力。最后通过Matlab/Simulink仿真分析了控制策略的有效性，其可提高系统响应的快速性

及系统的稳定性。

虚拟同步机的数学模型

虚拟同步机并网运行时，可以根据所连接电网的频率波动改变自身功率输出，模拟同步发电机的一次调频功能，同时为电网提供一定的惯量、阻尼支撑，其拓扑结构及等效电路如图1所示。

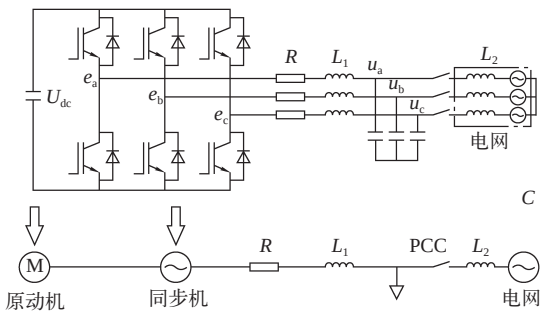


图1 VSG结构图

图1中， U_{dc} 为直流侧电压， e_a 、 e_b 和 e_c 为并网逆变器三相桥臂中点电压， U_a 、 U_b 和 U_c 为滤波电容电压， R 为桥臂等效电阻， L_1 为滤波电感， C 为滤波电容， L_2 为电网等效电感，PCC为并网点。由图1可以看出，直流侧可等效为原动机，逆变器等效为同步机，进而构成完整系统。

VSG的机械运动特性一般通过模拟同步发电

机的二阶模型来实现。

$$\begin{cases} 2H \frac{d\omega^*}{dt} = P_m^* - P_e^* - D(\omega^* - \omega_g^*) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega_0(\omega^* - \omega_g^*) \end{cases} \quad (1)$$

式中，“*”表示标么值； P_m^* 是同步机的机械功率； P_e^* 是电磁功率； ω^* 是同步机转子角频率； ω_0 是电网同步角频率； ω_g^* 是电网实际角频率； δ 是功角。

式(1)为不考虑VSG调频功能的系统方程式，当系统参与一次调频，则有表达式

$$P_m^* - P_{ref}^* - K_f(\omega^* - \omega_g^*) \quad (2)$$

因为本文主要考虑VSG参与一次调频时有功功率输出的变化量及其限制，因此主要对系统有功功率进行分析。通过式(1)、式(2)可以得到含一次调频功能的VSG有功-频率控制环的框图如图2所示。

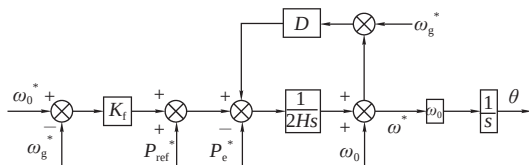


图2 VSG功率环控制框图

储能系统的功率约束条件

本文考虑的储能系统功率的约束条件主要包括：①储能所连接换流器本身的功率限制；②储能系统根据电池荷电状态SOC而存在的功率约束。

首先针对第一种约束条件，所有的换流器均设有一定的功率及容量限制，可在进行储能变流器选型时确定其值 $P_{c,max}$ 。

其次，一般锂电池在工作过程中，其SOC值必须保持在正常工作区间内，若在此区间外则停止动作，本文考虑锂电池正常充放电的情形，不同放电倍率以及不同SOC均会对锂电池的工作电压产生一定的影响，而在当放电倍率确定时，工作电压越小，则可释放的功率越小，将对储能电池输出功率有一定的限制。本文主要目标为选取限制功率输出的最小值，因此在选取电流倍率最大及其对应的SOC最小时所对应的功率作为储能系统的第二个条件，即 $P_{b,max}$ 。

因此，通过以上两个限制条件，可以得到本文中当利用储能系统通过VSG的控制策略对电网进行一次调频功率支撑时，功率的限制值为

$P_{(s,max)}$ ，其满足如下条件。

$$P_{s,max} = \min(P_{c,max}, P_{b,max}) \quad (3)$$

改进型自适应控制原理

当电网频率变化，同步发电机将通过释放或者增加转子的动能来保持电网频率的稳定性，此特征可以用惯性时间常数来衡量。但在实际情况下，惯性时间常数往往受到一定的物理限制，而虚拟惯性时间常数则可以按照需求选择不同的值。例如，火电机组的惯性时间常数通常为2~6s，水电机组的惯性时间常数一般为1~3s，本文中设置的VSG与火电机组相连，因此选择的H范围应与火电机组保持一致。

根据第一节内容，可以推导出VSG控制系统的小信号模型为

$$\begin{cases} 2H\Delta\omega^*(s) = -K_f\Delta\omega_g^* - \Delta P_e^* - D(\Delta\omega^*(s) - \Delta\omega_g^*) \\ s\Delta\delta = \omega_0(\Delta\omega^*(s) - \Delta\omega_g^*) \end{cases} \quad (4)$$

式中， Δ 表示变化量。

虚拟同步机的有功功率和无功功率表的表达式可以写为

$$\begin{cases} P_e^* = \frac{EU_g \cos(\alpha - \delta)}{S_n Z} - \frac{U_g^2 \cos \alpha}{S_n Z} \\ Q_e^* = \frac{EU_g \sin(\alpha - \delta)}{S_n Z} - \frac{U_g^2 \sin \alpha}{S_n Z} \end{cases} \quad (5)$$

式中， α 是阻抗角； S_n 是VSG额定容量； Z 是阻抗； E 为VSG端电压； U_g 是电网电压。本文主要考虑VSG系统参与辅助电网一次调频的情况，即当电网频率发生变化时，VSG改变其有功功率输出量，因此对有功功率进行一定分析。

由式(4)、式(5)可得有功功率与功角之间的小信号关系式为

$$\Delta P_e^* = \frac{EU_g}{S_n Z} [\cos(\alpha - \delta - \Delta\delta) - \cos(\alpha - \delta)] \quad (6)$$

而功角变化量 $\Delta\delta$ 趋近于0，因此式(6)可以简化得到

$$\Delta P_e^* = \frac{EU_g}{S_n Z} \sin(\alpha - \delta) \Delta\delta(s) \quad (7)$$

令 $S_E = EU_g \sin(\alpha - \delta) / (S_n Z)$ ，根据上述式可推导出当电网系统发生频率波动时，VSG将发挥一次调频功能，可获得其传递函数为

$$\frac{\Delta P_e^*(s)}{\Delta\omega_g^*(s)} = -\frac{(2Hs + K_f)\omega_0 S_E}{2Hs^2 + Ds + \omega_0 S_E} \quad (8)$$

而当给定的有功功率发生变化时，系统的传递函数为

$$\frac{\Delta P_e^*(s)}{\Delta P_{\text{ref}}^*(s)} = -\frac{\omega_0 S_E}{2Hs^2 + Ds + \omega_0 S_E} \quad (9)$$

由式(8)、式(9)可以看出，其均有二阶系统部分，根据对含零点的二阶系统进行分析，零点主要影响系统的动态性能，不影响稳态结果。

分析可知，在VSG响应系统一次调频时，系统发出的功率将会取到峰值 $P_{e,\max}$ ，此峰值应小于 $P_{s,\max}$ ，根据式(11)、式(12)绘制最大峰值和 H 与 D 的关系图像，如图3所示，其表示了 H 与 D 对 $P_{e,\max}$ 的影响，可以看出， H 与 D 值的增加均会增加系统输出功率的峰值，而 H 值的增加对其影响更大， D 相比之下较小，因此本文主要针对 H 参数进行设计分析。

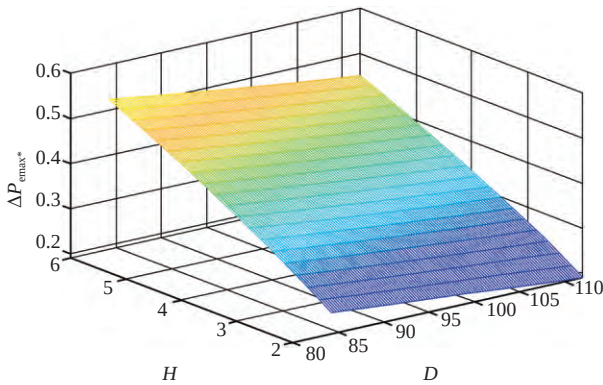


图3 H 与 D 对最大输出功率的影响

VSG系统的惯性常数 H 的取值往往很难同时满足以下两个条件：①系统在响应一次调频时超调量较小，满足 $P_{e,\max} < P_{s,\max}$ ；②在一般扰动下改变 P_{ref} 值时，也能维持较大的惯性以保持整个VSG系统的稳定性较高。第一个条件需要设置的 H 值尽量在已定范围内较小，第二个条件需要设置的 H 值尽量在已定范围内较大。为了同时满足以上两个条件，本文设计了改进的自适应虚拟同步机参数控制策略。

对于虚拟同步机的功角曲线分析可知，现普遍存在对惯性常数 H 的改进策略为

$$H = \begin{cases} H_0 & \omega \frac{d\omega}{dt} \leq 0 \\ H_0 + K_H \left| \frac{d\omega}{dt} \right| & \omega \frac{d\omega}{dt} > 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中， H_0 是初始虚拟惯性常数； K_H 是调节系数； $\Delta\omega$ 是VSG频率变化量； $\frac{d\omega}{dt}$ 是VSG频率变化速度。

理论上当 $\Delta\omega \frac{d\omega}{dt} \leq 0$ 成立时，系统应减小 H 以满足功率的快速稳定恢复，但是由于 H 的值不可为负值，因此对其进行减小时容易造成系统的失控，本文提出一种将一次调频时系统频率变化量纳入考虑的自适应虚拟同步机参数控制策略，具体如下

$$H = \begin{cases} H_0 - (K_{H11} + K_{H12} |\Delta\omega_g^*|) \omega \Delta\omega \frac{d\omega}{dt} \leq 0 \\ H_0 - (K_{H21} + K_{H22} |\Delta\omega_g^*|) \omega \Delta\omega \frac{d\omega}{dt} \leq 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中， H_0 是初始虚拟惯性常数； K_{H11} 、 K_{H12} 、 K_{H21} 和 K_{H22} 均为调节系数， $|\Delta\omega_g^*|$ 是检测到的系统频率变化量； $\Delta\omega$ 是VSG频率变化量； $\frac{d\omega}{dt}$ 是VSG频率变化速度。

当系统的 P_{ref} 改变时，控制策略的参数中仅有 K_{H11} 、 K_{H21} 有效，此时的 K_{H21} 可进行设计， K_{H11} 的取值应较小，从而给后项产生作用时留有余量。此时，本文的控制策略在一定程度上优化了系统的动态响应过程。

当系统参与一次调频时，式(11)的控制参数均产生作用，一般一次调频参与的频率落差为 ± 0.2 Hz，小系统中达到 ± 0.5 Hz，因此参数设计时应为频率变化最大量进行设计，本文以响应电网0.5 Hz调频需求、同时具备响应给定功率的功能，对 H 的自适应进行设计，需要 H 减小到足够的值，才能在动态过程中满足要求。为了达到此目标，在 K_{H11} 、 K_{H12} 的值已经确定的前提下， H 动态减小的过程中保证其值永为正值来确定的取值。综上，对于 H 减小时的情况，应满足下式

$$H_0 - (K_{H11} + K_{H12} |\Delta\omega_g^*|) \Delta\omega_{\max} > 0 \quad (12)$$

仿真验证

为验证本文所提VSG控制策略的有效性，在Matlab/Simulink平台上搭建1台额定容量为30 kV·A的并网VSG模型，电路图主要如图1所示。其中主要参数如下表所示。

表 仿真参数

参数	数值	参数	数值
$S_n/\text{kV}\cdot\text{A}$	30	H_0/s	4
U_g/V	380	D	99
$\omega_0/\text{rad}\cdot\text{s}^{-1}$	314	U_{dc}/V	800
L_1/mH	4.6	$C/\mu\text{F}$	10
L_2/mH	2	P_{ref}/kW	0
R/Ω	0.2	$Q_{\text{ref}}/\text{kVar}$	0
K_f	30	$\Delta f/\text{Hz}$	-0.5
$P_{b,\max}/\text{kW}$	10	$P_{e,\max}/\text{kW}$	30

对虚拟惯性常数做以下三种处理：①惯性时间常数取值为 H_0 ，不发生改变；②惯性时间常数的变化规律为常用的自适应变化控制策略；③惯性时间常数的变化规律为本文的变化控制策略。针对以上三种情况进行仿真，分别对一次调频及响应有功功率变化时的情况，要求其在一次调频过程中满足储能功率的限制，且在响应有功功率变化时具有较强的抗干扰性，能稳定运行。

图4为当电网频率跌落0.5 Hz时，采用不同控制策略时的VSG输出有功功率情况，可以看出，当 H 固定时，功率超调量远远大于储能系统的设定值10 kW，进而为了满足系统需求，选择传统方法和本文方法对虚拟惯性时间常数进行处理，超调量及调节时间均有明显缩短。

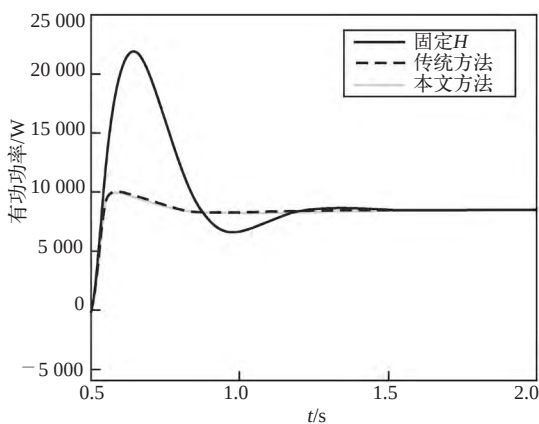


图4 不同控制策略下的VSG系统功率输出

在此条件下，本文的控制策略和一般的优化策略效果类似，因为在设置一般自适应优化控制策略时需要将虚拟惯性时间常数尽量设置低，这与本文的控制策略目标相同，但是一般自适应优化控制策略的参数设定完毕后无法改变，在响应给定功率的动态过程中将出现问题，如图5所示。

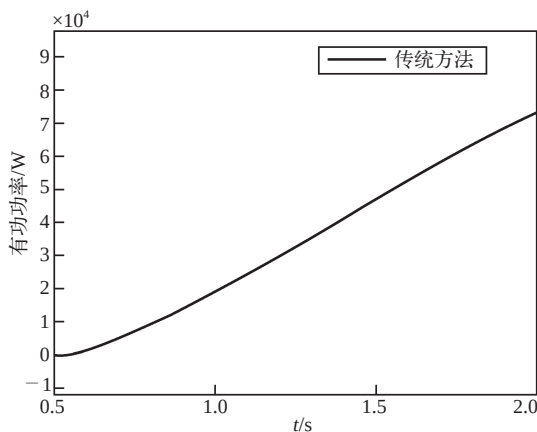


图5 传统控制策略下系统受到扰动时的功率输出

可以看出，当采用一般自适应控制策略时，由于在一次调频时将虚拟惯性常数设置得过小，因此容易导致系统失稳。而采用本文控制策略时，不含第二项的作用，因此虚拟惯性常数的变化较小，其与固定 H 的控制策略的仿真情况如图6所示。可见，用本文的控制策略一定程度上优化了系统性能，减少响应时间，减少超调量。

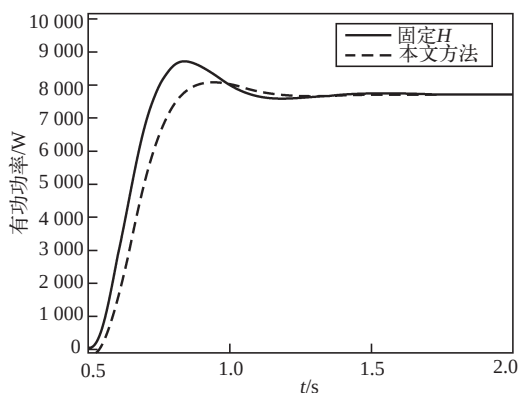


图6 不同控制策略下系统受到扰动时的功率输出

通过以上仿真分析可知，本文的控制策略不仅可以保证在系统响应一次调频的过程中可以和传统的优化控制策略达到相同效果，同时在响应系统的有功功率变化时可以有效地进行功率输出，而传统控制方法此时容易使虚拟惯性时间常数为负值，进而系统失稳。

结束语

在低压配电台区将储能系统通过电力电子器件接入大电网时，可通过VSG控制策略增加系统阻尼和惯性，VSG控制策略可以保证储能系统有效地进行一次调频环节。在对系统参数进行设计时，不仅要考虑其动态响应过程，还需要考虑到储能系统的最大功率限制问题。本文提出一种将系统频率的变化量引入控制方程的控制策略，使其在进行一次调频的同时优化调频效果，也能保证满足储能系统的最大功率限值，并在此基础上使系统依旧拥有良好的抗干扰能力。EA

（收稿日期：2020.02.26）

（编辑：朱金凤）