

新能源

风机惯量支撑对电网频率跌落特性的影响

陈龙翔¹, 曹际储¹, 于思奇², 宋嘉炜², 梁 恺², 孙大卫²

(1. 国家电网有限公司, 北京 100032;
2. 国网冀北电力有限公司科学研究院, 北京 100045)

摘要: 大型同步电网中新能源渗透率日益增长, 不具备惯量响应能力的新能源机组可能会削弱系统的惯性。针对这一问题, 学者们提出了多种风机惯量支撑方式, 并在 IEEE 标准算例系统中验证了风机惯量支撑的效果, 但关于风机惯量支撑对同步大电网频率暂态稳定性影响的研究较少。为此, 首先从故障时间梳理、典型算例仿真和数学模型分析三个角度出发, 分析了新能源渗透率提升后同步大电网发生功率缺额事件的频率跌落特性。然后以此为基础, 研究了风机惯量支撑对大电网频率跌落特性的影响。最后分析了风机同时进行惯量和一次调频支撑时, 惯量响应对一次调频发挥功率支撑作用的影响。研究表明: 不同的风机惯量支撑方式对系统频率跌落特性的影响差别较大, 某些惯量支撑方式可能会加剧大电网频率跌落的幅度。

关键词: 频率稳定性; 同步电网; 风机调频; 惯量响应; 一次调频

DOI: 10.19585/j.zjdl.202304004

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



Influence of wind turbine inertia support on frequency drop characteristics of power grid

CHEN Longxiang¹, CAO Jichu¹, YU Siqi², SONG Jiawei², LIANG Kai², SUN Dawei²

(1. State Grid Corporation of China, Beijing, 100032, China;
2. State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Beijing, 100045, China)

Abstract: With the increasing penetration of new energy sources in large synchronous grids, renewable generator units that do not have inertial response capability may undermine the inertia of the system. In response to this problem, scholars have proposed a variety of inertia support methods for wind turbines and verified the effect of wind turbine inertia support in the IEEE standard example system. However, there are few research concerning the effect of wind turbine inertia support on the transient frequency stability of synchronous large grids. For this reason, the paper firstly analyzes the frequency drop characteristics in the case of power deficit in large power grid after the renewable generator penetration increase by fault time sorting, typical example simulation and mathematical model analysis. Moreover, the influence of wind turbine inertia support on the frequency drop characteristics of large power grids is studied. Finally, the influence of the inertia response on the primary frequency modulation is analyzed when the wind turbines simultaneously perform inertia and primary frequency modulation support. The results show that different wind turbine inertia support methods have different effects on the system frequency drop, and that some inertia support methods may lead to drastic frequency drop.

Keywords: frequency stability; synchronous grid; fan frequency modulation; inertia response; primary frequency modulation

0 引言

近年来, 风电装机的快速增长对推动能源结构改革起到了巨大作用^[1-2], 但传统的风力发电设备无法为电力系统提供惯量支撑, 随着风机渗透

率的不断提高, 同步系统的惯性在不断下降, 这可能会削弱同步电网在大功率缺额扰动下的频率稳定性^[3]。文献[4]针对藏中电网的频率特性进行仿真研究, 结果表明, 在 2016 年某运行方式下发生直流闭锁故障后, 藏中电网将出现频率失稳问

题。文献[5]对2015年某特高压直流发生双极闭锁后的华东电网频率特性进行分析,发现系统频率在发生故障后12 s跌至49.56 Hz,频率越限时间长达数百秒。由此可见,频率问题在不同的电网中都有所表现,这给新形势下的电网频率安全问题敲响了警钟^[6]。

为此,国内外学者提出了多种优化风电机组或场站惯量响应特性的控制策略。文献[7]以传统风机矢量控制为基础,在锁相环中附加微分环节提取系统频率变化率,进而构造惯量支撑附加功率指令,并通过电流闭环反馈控制实现风机的惯量支撑。这种方式在系统频率出现变化时通过改变机组输出电流特性实现惯量支撑,其外特性可等效为电流源。由于该方式在没有电压参考信号的孤网中难以应用,所以此后有学者提出了外特性可等效为电压源的新能源机组惯量支撑方式,如文献[8]将同步机转子运动方程引入逆变电源控制系统,提出虚拟同步逆变器,通过控制逆变器输出电压的相角实现惯量支撑;再如文献[9]基于虚拟同步的控制思路,针对双馈风电机组提出了相应的惯量支撑方法,实现了弱系统中新能源机组的主动支撑功能。

风机进行惯量支撑可能会造成转速下降,转速控制系统可能会采用降低电磁功率输出的方式维持风机转速以跟踪原有目标值,此时风机转速控制系统的作用可能会削弱风机的惯量支撑效果。为避免上述削弱作用,文献[7-9]提出,风机进行惯量支撑时,闭锁转速控制对电磁功率的影响,可以避免转速控制对惯量支撑效果的削弱,但可能会造成风机转速下跌过快。为解决这一问题,有学者提出风机惯量支撑与转速控制的协调解决方案:文献[10]对惯量支撑的一次能量来源进行研究,针对变速风电机组惯量支撑所需的备用容量提出了减载控制方案;但由于风电机组减载对新能源电站经济运行负面影响较大,文献[11]提出一种无需减载的风电机组惯量支撑方式,即通过模糊控制方式调节风电机组的转速指令值,进而借助现有风机转速控制系统实现风电机组的惯量响应。

已有研究提出不同种类的风电机组惯量支撑方法,这些研究在分析风机惯量响应对系统频率

的影响时,采用了单机无穷大系统^[7-8]、三机九节点系统^[9-11]或IEEE 39节点系统^[11]。但这些标准系统与实际电网差别较大,使得现有研究对风电惯量支撑如何影响实际大电网频率特性的分析缺乏说服力。目前,针对电网频率特性的研究常采用BPA或PSASP等机电暂态仿真平台^[12],在这些平台中建立的模型可以涵盖实际电网中上万台机组的信息,因此能够更准确地反映实际电力系统的频率特性。目前,仅文献[12]介绍了采用大型同步电网算例分析风机惯量支撑调频效果的研究工作,分析结果表明,风机进行惯量支撑对大电网跌落最低点的改善效果很小,有时甚至可能恶化系统频率最低点。而这与文献[10-11]的结论不一致。综上,现有研究中缺乏以实际系统为原型的仿真分析,而且现有文献关于风电惯量支撑对系统频率特性影响的研究结论存在分歧。

为进一步阐明风机惯量支撑对系统频率特性的影响,填补采用大电网算例分析该问题的空白,本文首先梳理实际系统频率跌落事件,通过仿真对典型同步电网频率特性进行分析,并对系统频率特性进行数学建模,进而对实际同步电网的频率跌落特点进行总结,分析风电等新能源渗透率提升后同步电网频率暂态稳定方面可能出现的问题。针对上述问题,已有研究提出了多种风机惯量支撑控制方式,本文对这些方式进行梳理,并开展不同风机惯量支撑方式对大电网频率跌落特性的影响分析,最后研究风机惯量支撑对风机一次调频发挥作用可能产生的影响。

1 同步大电网频率特性分析

1.1 系统频率跌落事件梳理

随着新能源渗透率和直流输电比例的不不断提高,同步电网发生大功率扰动进而威胁系统频率稳定性的风险也在不断增加^[13]。对于新能源高占比系统,如果并网新能源电站不具备主动的频率响应能力,当出现频率高周事件时,尚可通过切机等措施稳定频率^[14],而一旦出现大型功率缺额事件时(如锦苏直流双极闭锁华东电网瞬时损失5 400 MW),系统频率可能出现严重跌落,甚至触发低频减载动作^[7]。为研究系统在故障引起功率缺额时的频率特性,梳理了2009—2018年三华电网发

生的大型频率跌落事件^[9,15-18], 如表 1 所示。

分析表 1 中功率缺额占比与系统频率最低值之间的关系可以发现: 当功率缺额较小时, 系统中功率缺额占开机容量的比例, 与系统频率最低值呈正比关系, 每 1% 的功率缺额将导致系统频率最低点下降约 0.08 Hz, 且系统频率最低值出现在故障发生后的 10 s 之内; 当功率缺额较大时, 单位功率缺额引起的频率最低点下降越严重, 最低点出现的时间越晚, 如 2015-09-19 发生的锦苏直流闭锁功率缺额事件, 3.55% 的功率缺额导致系统频率最低点达到 49.56 Hz, 且出现时间在故障发生之后的 13 s。随着新能源渗透率的增加, 若新能源不具备主动支撑功率的能力, 系统中的可调频电源将逐渐减弱^[19]。由于大功率直流送电在系统中的应用日益增加, 直流闭锁等故障将使系统中出现大幅功率缺额, 如果系统中新能源渗透率不断增加, 且新能源不具备频率支撑功能, 那么系统中的调频电源可能会越来越少, 系统频率发生剧烈波动的可能性会越来越大。

1.2 典型大电网频率特性仿真分析

目前华北—华中电网中新能源占比已达到 20% 以上, 考虑系统严重故障下的安控切机工况, 系统瞬间可能损失开机容量 4.2% 占比的电源。本节采用 PSASP 仿真平台对上述工况进行研究, 得到系统动态特性如图 1 所示。

图 1(a) 给出了华中和华北某母线频率的动态特性, 对比可知: 同步电网中, 电气距离较远的两个节点其频率动态特性基本一致, 在发生 4.2% 功率缺额后的第 21 s 系统频率跌落到最低值 49.21 Hz,

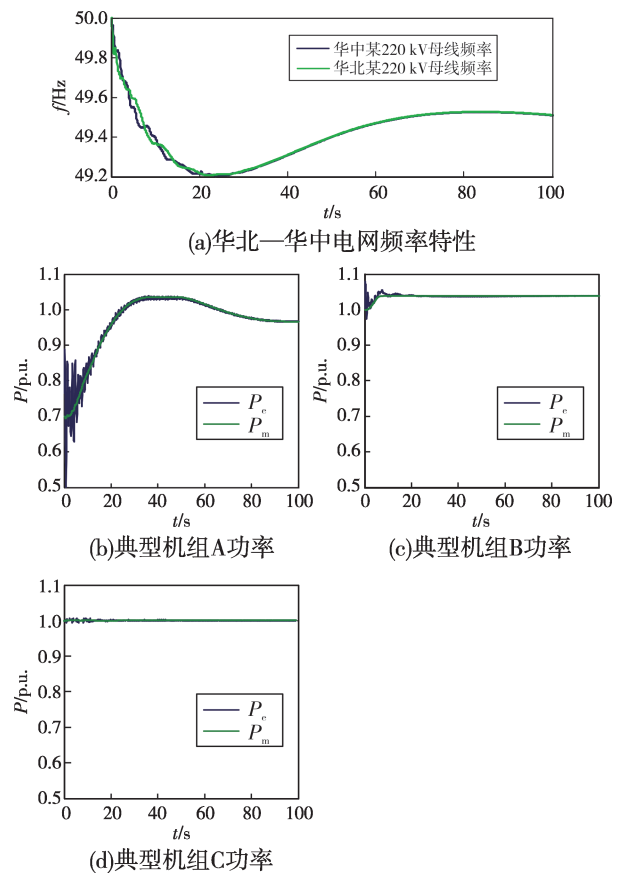


图 1 系统频率与典型机组动态特性
Fig.1 System frequency and dynamic characteristics of a typical unit

可能引发低频减载。

图 1(b) — (d) 给出系统中 3 种机组的出力水平, 机组 A 在系统频率跌落过程中一直支撑, 其支撑幅度由其惯量和调频系数决定的; 机组 B 在频率跌落开始的几秒内进行与机组 A 类似的支撑,

表 1 大型频率跌落事件
Table 1 Major frequency drop events

日期	扰动事件	功率缺额/MW	功率缺额占比/%	频率最低值/Hz	最低点发生时间
2009-05-15	三峡 2 台机跳闸	1 400	0.72	49.916	故障后第 4 s
2009-07-23	三峡 3 台机跳闸	1 950	1.00	49.900	故障后第 4 s
2015-07-13	宾金直流闭锁	3 685	2.67	49.808	故障后第 11 s
2015-09-19	锦苏直流闭锁	5 400	3.55	49.560	故障后第 12 s
2015-10-20	宾金直流闭锁	3 709	2.68	49.768	故障后第 13 s
2016-05-06	银东直流闭锁	1 720	0.85	49.932	故障后第 6 s
2016-06-17	锦苏直流闭锁	3 066	2.22	49.872	故障后第 9 s
2016-08-02	宾金直流闭锁	3 713	2.69	49.889	故障后第 7 s
2017-03-31	灵绍直流闭锁	2 636	1.89	49.887	故障后第 11 s
2017-07-02	宾金直流闭锁	2 343	1.70	49.917	故障后第 12 s
2018-05-27	灵绍直流闭锁	2 283	1.64	49.903	故障后第 15 s

而后受一次调频限幅的影响，一直按照由限幅决定的出力水平进行支撑；机组C没有惯量和调频响应，未支撑。

由于算例系统中存在大量机组B和机组C所代表的电源，导致系统在发生4.2%功率缺额后，频率最低点跌落幅度为0.79 Hz，远超出1.1节所述的1%功率缺额导致0.08 Hz的规律。

如果系统中不满足一次调频考核标准的机组或者不进行主动频率支撑的新能源机组持续增加，则原本不用依靠低频减载就能处理的功率缺额事件也可能会造成切负荷，甚至更大的损失。

1.3 典型大电网频率特性模型

文献[21-22]给出了一种用单机模型模拟全系统频率特性的方法，即SFR(系统频率响应)模型：

$$P_{m0} + K_f(1 - \omega)(1 - e^{-t/T_G}) - P_L = T_j \frac{d\omega}{dt} \quad (1)$$

式中： P_{m0} 为机械功率初始值； K_f 为有功调频系数； ω 为转速； T_G 为机械功率输出环节时间常数； P_L 为负荷功率； T_j 为惯性时间常数。式中除 T_j 、 T_G 和 K_f 外均为标么值。

由式(1)可知，系统频率在50 Hz时($\omega=1$)， $P_{m0}=P_L$ ， $d\omega/dt=0$ 。当系统功率出现不平衡时，比如出现了冲击负荷， P_L 突然增大，此时系统频率还维持在50 Hz，因此式(1)左侧小于零，系统频率变化率也小于零，系统频率开始下降，其下降速率由 T_j 与功率不平衡程度($P_{m0}-P_L$)决定。 T_j 越大，频率下降速度越慢。一旦频率开始跌落， $1-\omega \neq 0$ ，则一次调频开始发挥作用，但由于原动机的调节速度较慢，一次调频功率要经过数秒才能完全输入到系统，在一次调频未充分发挥作用的过程中，系统的惯性可以阻碍频率剧烈变化，为一次调频功率响应到位赢得时间。

2 同步大电网频率特性分析

为解决风电渗透率提高后系统惯量被削弱的问题，已有学者提出了多种针对风电机组的惯量支撑控制方式^[7-11]。

对于系统频率跌落时进行惯量支撑的风电机组，如果不考虑风能变化，其电磁功率的增大会导致转子转速下降，而风机转速控制系统在感知转速下降后，会降低风机输出的电磁功率。此时风机转速控制的作用会削弱风机的惯量支撑效果。

为避免这种由于风机转速控制削弱惯量支撑的现象，文献[7-9,20]提出，在风机进行惯量支撑时，闭锁风机转速控制对输出电磁功率的控制回路，使得风机输出的电磁功率始终保持如式(2)所示的值。

$$P_{ewind} = P_{e0} + T_{jwind} \left(- \frac{df}{dt} \right) \quad (2)$$

式中： P_{ewind} 为风机输出电磁功率； P_{e0} 为系统频率未跌落时的风机电磁功率； T_{jwind} 为风机虚拟惯性时间常数； df/dt 为系统频率变化率。

本文把文献[7-9,20]所提风机惯量支撑方式称为闭锁转速控制对电磁功率影响的方式，该方式在风机进行惯量支撑时闭锁风机转速对输出电磁功率的控制回路。

与之对应，文献[11-12]提出了一类在风机进行惯量支撑时允许风机转速控制影响输出电磁功率的方式，本文称之为考虑转速控制对电磁功率影响的方式。这种方式下，风机进行惯量支撑时，其电磁功率如式(3)所示：

$$P_{ewind} = P_{MPPT} + T_{jwind} \left(- \frac{df}{dt} \right) \quad (3)$$

式中： P_{MPPT} 为风机转速控制输出的电磁功率指令值。风机不进行惯量支撑时， $P_{MPPT}=P_{e0}$ ，风机转速维持在风能捕获效率最大的状态。当风机转速下降时， P_{MPPT} 会相应减小，以阻碍风机转速的下降。

3 风机惯量支撑方式

采用1.2节所述算例研究第2章介绍的两种风电惯量支撑方式对大电网频率特性的影响。

3.1 闭锁转速控制对电磁功率影响的方式

将1.2节算例中的新能源机组全部更换为具备惯量支撑功能的风电机组，其惯量支撑采用闭锁转速控制对电磁功率影响的方式，即采用如式(2)所示的方式控制风机输出的电磁功率，将式(2)中的 P_{e0} 设为1 p.u.， T_{jwind} 设为10 s。同时，假设风速不变，风机在正常运行时采用MPPT(最大功率跟踪)控制。发生4.2%功率缺额后，系统频率与风机电磁功率如图2所示。

由图2(a)可以看出，进行惯量支撑后，系统频率最低点由风机不支撑时的49.205 Hz提升至49.21 Hz，提升效果有限。由图2(b)可以看出，

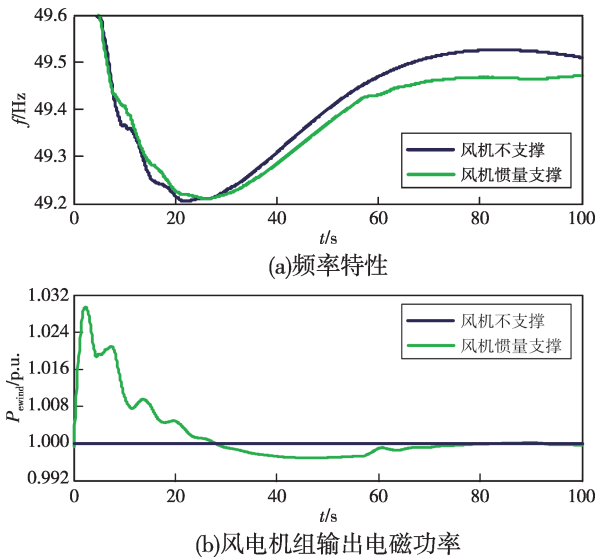


图 2 闭锁转速控制对电磁功率影响时的支撑效果
Fig.2 Support effect with the influence of lockup speed on electromagnetic power

具备惯量支撑功能的风机在系统频率跌落过程中(0~27 s)持续进行惯量支撑。为分析风机虚拟惯性时间常数对支撑效果的影响, 将 T_{jwind} 从 10 s 修改为 20 s 和 30 s 后重新进行仿真, 结果如图 3 所示。

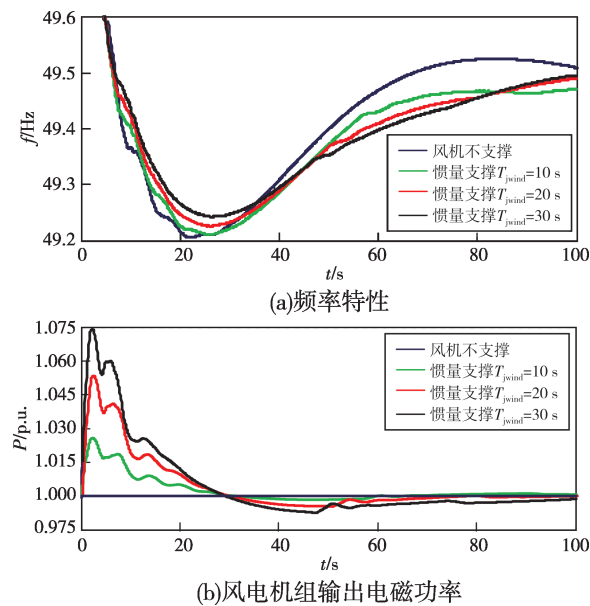


图 3 改变风机虚拟惯量时间常数的支撑效果
Fig.3 Support effect with the virtual inertia time constants of the wind turbine changed

由图 3(a)可以看出, T_{jwind} 越大, 频率最低点越高。表 2 给出了图 3(a)中频率最低值, 以及按照式(4)计算得到的风机以不同惯性时间常数进行

支撑时对系统频率最低点的支撑幅度 $F_{T=x}$ 。

$$F_{T=x} = (\min(f_{T=x}) - \min(f_s)) / (50 - \min(f_s)) \quad (4)$$

式中: $\min(f_{T=x})$ 为风机以不同惯性时间常数进行支撑时系统频率的最低值; $\min(f_s)$ 为风机不支撑时系统频率最低值。

表 2 不同惯性时间常数支撑效果

参数	频率最低值/Hz	$F_{T=x}/\%$
不支撑	49.205	—
$T_{jwind}=10$ s	49.21	0.63
$T_{jwind}=20$ s	49.23	2.5
$T_{jwind}=30$ s	49.25	5.7

由表 2 可以看出, 风机虚拟惯性时间常数由 10 s 增加为 30 s 后, 其对系统频率最低点的支撑幅度增长了约 5%。

图 3(b)中, 风电惯性时间常数越大, 在系统频率下跌过程中风机出力越多。由式(1)可知, 发生 4.2% 的功率缺额后, 风电出力越多, 系统中同步机组的机械功率与电磁功率之差就越小, 同步机组转子转速下降越慢, 一次调频有更充裕的时间发挥作用, 频率最低值越高。

在风速不变且风机采用 MPPT 控制的前提下, 若风机惯量支撑时闭锁转速控制, 则势必造成风机转速持续下降, 图 4 给出了风机转速变化情况。

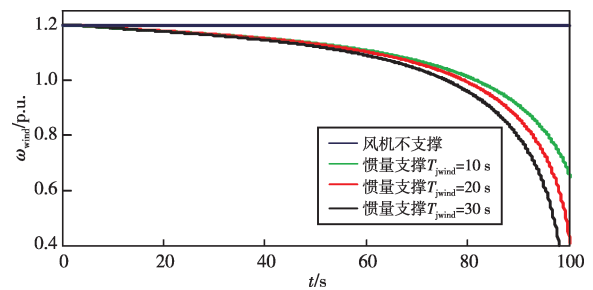


图 4 闭锁转速控制对电磁功率影响时的风机转速
Fig.4 Rotation speed of wind turbine when lockup speed control affects electromagnetic power

如图 4 所示, 转速在惯量支撑过程中持续下降, 支撑幅度越大, 转速跌落越快。随时间推移, 转速的下降速度越来越快。若风机转速无法恢复, 当转速跌落至保护限值时, 可能导致风机脱网或停止惯量支撑。如果风机脱网, 则势必对系统频率造成二次冲击^[10-11]。

3.2 考虑转速控制对电磁功率影响的方式

将1.2节算例中的新能源机组替换为具备惯量支撑能力的风机，且采用如式(3)所示的功率指令值进行惯量支撑，即在风机惯量支撑过程中考虑转速控制对电磁功率的影响。同时，将式(3)中的 T_{jwind} 设为10 s，并且假设风速不变，风机不采用变桨或者超速的方式预留备用容量。发生4.2%功率缺额后，系统频率与风机特性如图5所示。

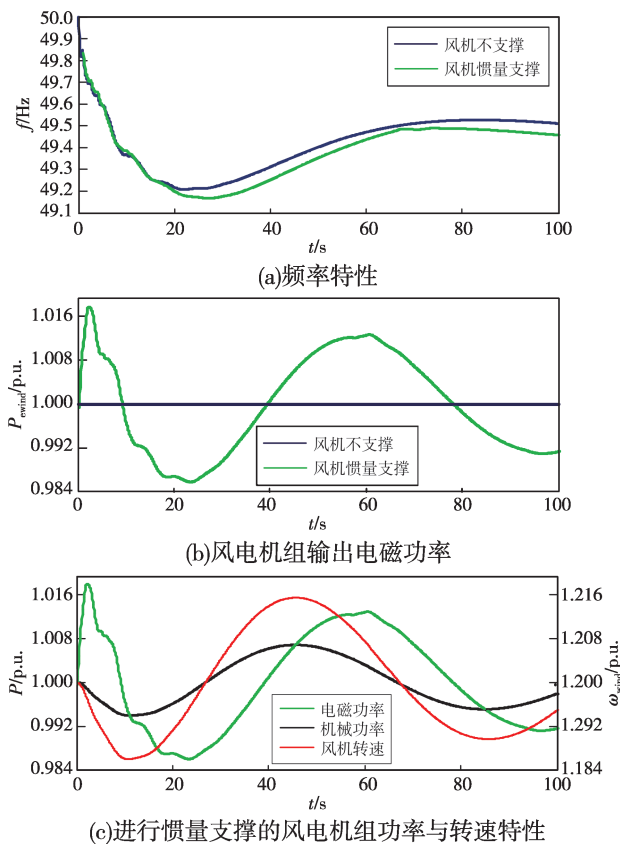


图5 考虑转速控制对电磁功率影响时的支撑效果
Fig.5 Support effect with the influence of speed control on electromagnetic power considered

由图5(a)可以看出，风机具备惯量支撑功能后，系统频率最低点由风机不支撑时的49.205 Hz降低至49.17 Hz。由图5(b)可以看出，之所以风机具备惯量支撑能力后频率最低点下降，是因为在系统频率下降过程的后半段(9~28 s)，具备惯量支撑能力的风机出力小于不进行惯量支撑的风机出力。由图5(c)可知，系统频率在刚开始跌落时(0~9 s)，风机电磁功率大于1 p.u.，风机转速下降，吸收风能效率下降，风机机械功率下降。转速控制为使转速恢复至MPPT点(1.2 p.u.)，使

风机输出电磁功率下降，当转速控制对电磁功率的作用强于惯量支撑对电磁功率的作用时，即式(3)中 P_{MPPT} 的减小幅度大于 $T_j \times (-df/dt)$ 的增幅，风机输出电磁功率小于1 p.u.，这就是具备惯量支撑能力的风机输出电磁功率在系统频率下降过程的后半段(9~28 s)持续小于不进行惯量支撑风机出力的原因。

4 风机惯量支撑对一次调频的影响

4.1 算例分析

文献[3,9-13]指出，如果要求风电机组在系统频率跌落时进行一次调频，则需要风机在正常运行时通过收桨或超速的方式预留备用，为一次调频提供能量来源。这是因为如果风机不预留备用，仅依靠风机转子中储存的动能进行一次调频，则一次调频支撑幅度和时间都非常有限，难以持续进行一次调频，直到二次调频动作^[1]。

梳理目前不同风电机组的一次调频方式^[3,9-13]，总结风机在系统频率跌落时进行一次调频控制逻辑如下：在风机正常运行时通过收桨或超速的方式预留备用，当系统频率跌落至需要风机进行一次调频支撑时，释放风机预留的备用，提高风机获得的机械功率，抬升风机转速，风机转速控制系统在感知转速提升后增发电磁功率，进而使一次调频支撑功率输入到电网。

如果风机采用上述逻辑进行一次调频，且采用闭锁转速控制对电磁功率影响的方式进行惯量支撑，则风机在进行惯量支撑时无法同时进行一次调频支撑。这是因为风机的一次调频是通过提高机械功率来抬升转速，而后借助转速控制对电磁功率起到增发作用，如果在惯量支撑时闭锁了转速控制对电磁功率的影响，则一次调频无法发挥作用。

为研究风机同时进行惯量支撑和一次调频支撑时对系统频率的影响，以及惯量支撑对一次调频功率输出的影响，针对2.2节算例，将20%的新能源机组替换为同时进行一次调频和惯量支撑的风电机组后，采用PSASP进行仿真分析。系统频率如图6(a)中绿线所示。需要说明，风机进行惯量支撑时考虑了转速控制对电磁功率的影响。

将20%的新能源机组替换为仅一次调频支撑

的风电机组后再进行仿真, 得到系统频率如图 6 (a)中红线所示。需要说明, 风机进行一次调频的控制逻辑如下: 风机在正常运行时通过变桨预留 10% 的备用, 在系统频率跌落时, 按照如式(5)所示的功率参考值控制桨距角, 进而释放备用容量。

$$P_{\theta} = P_{\text{MPPTref}} \times [0.9 + K_{\text{fwind}}(1 - f_{\text{pll}})] \quad (5)$$

式中: P_{θ} 为输入到桨距角控制的功率参考值; P_{MPPTref} 为 MPPT 控制输出的功率参考值; K_{fwind} 为风机的调频系数; f_{pll} 为风机锁相环锁得的系统频率。除 K_{fwind} 外其他变量均为标幺值, 0.9 表示风机正常运行时预留 10% 的备用容量。

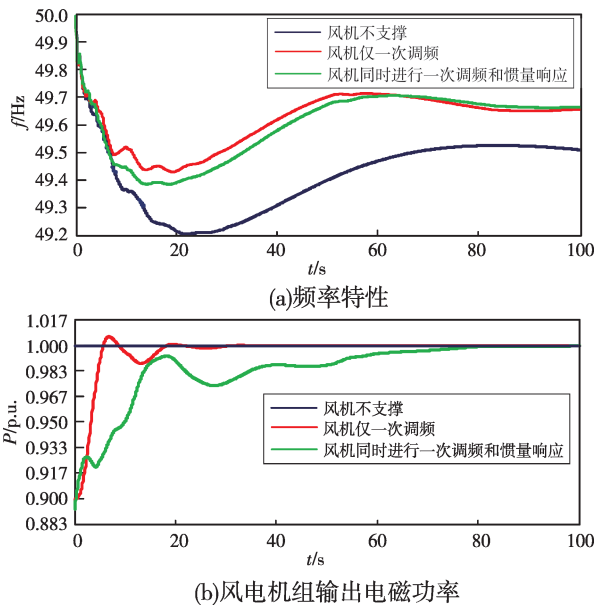


图 6 风机一次调频支撑效果

Fig.6 Support effect on primary frequency regulation of wind turbine

由图 6(a)可以看出, 风机同时进行一次调频和惯量响应时, 系统频率的最低点比风机仅一次调频时低。由图 6(b)可知, 在 0~2 s 时, 风机同时进行一次调频和惯量响应的电磁功率出力大于风机仅一次调频的出力水平, 但 2 s 之后同时进行一次调频和惯量响应的风机出力小于仅一次调频的情况。这是因为风机惯量支撑后其转子转速会下降, 风机吸收风能的效率下降, 从而影响风机一次调频发挥作用, 导致 2 s 之后风机同时进行一次调频和惯量响应的出力要小于仅一次调频的出力。由图 6 可知, 若惯量与一次调频协调不当, 则风机仅进行一次调频的效果较好。

4.2 变桨控制速度对调频效果的影响

风机通过变桨进行一次调频时, 变桨控制速度 T_b 对其调频效果的影响如图 7 所示。

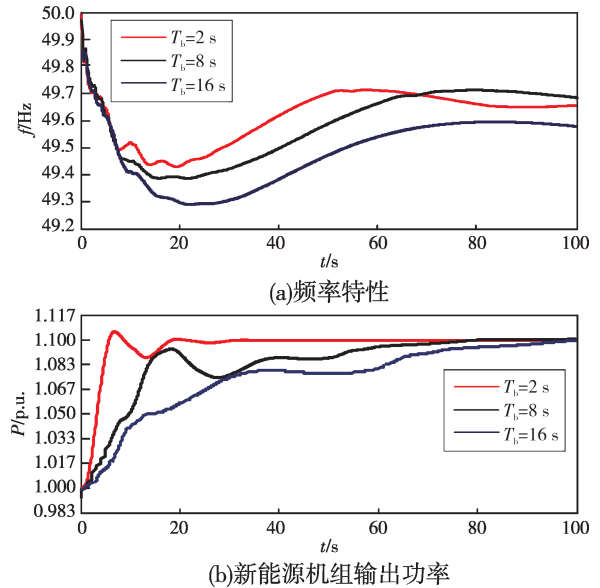


图 7 风机变桨距控制速度一次调频支撑效果

Fig.7 Support effect on primary frequency regulation by variable pitch control speed of wind turbine

由图 7(a)可以看出, 风机变桨控制速度越快, 其一次调频的频率支撑效果越好。由图 7(b)可知, 变桨控制速度决定了风机一次调频输出功率的响应速度, 当风机变桨控制速度接近火电机组再热器响应速度时, 风机的调频效果将不及火电机组。

5 结论

1) 在系统频率下跌过程中, 如果风机进行惯量支撑, 则风机转速可能会下降, 风机的转速控制系统会通过降低风机输出电磁功率的方式, 使风机转速继续跟踪其目标值, 进而削弱风机惯量支撑幅度。如果允许风机转速控制削弱惯量支撑幅度, 则此时风机即使进行惯量响应, 对大电网频率的支撑效果也很小, 有时甚至有负面影响。这一特征与不具备一次调频能力的同步机组类似。

2) 如果在风机进行惯量支撑时, 闭锁转速控制系统对电磁功率的控制回路, 即不允许转速控制系统通过削减电磁功率输出的方式恢复风机转速, 则风机惯量支撑对系统频率最低点有提升作用。但这种惯量支撑方式在某些工况下会导致风机转速快速下降, 可能需要通过预留风机备用等

手段解决。

3) 风机同时进行惯量和一次调频支撑时,其惯量支撑对风机转速的影响,可能会对一次调频发挥作用产生负面影响,使风机同时进行惯量和一次调频的支撑效果,不如仅进行一次调频的支撑效果。

后续将重点研究适用于大电网频率支撑的风电机组惯量响应和一次调频的协调控制问题。

参考文献

- [1] 葛俊,刘辉,江浩,等.虚拟同步发电机并网运行适应性分析及探讨[J].电力系统自动化,2018,42(9):26-35.
GE Jun, LIU Hui, JIANG Hao, et al. Analysis and investigation on grid-connected operation adaptability of virtual synchronous generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 26-35.
- [2] 吕志鹏,盛万兴,钟庆昌,等.虚拟同步发电机及其在微电网中的应用[J].中国电机工程学报,2014,34(16):2591-2603.
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, ZHONG Qingchang, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2603.
- [3] 唐西胜,苗福丰,齐智平,等.风力发电的调频技术研究综述[J].中国电机工程学报,2014,34(25):4304-4314.
TANG Xisheng, MIAO Fufeng, QI Zhiping, et al. Survey on frequency control of wind power [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4304-4314.
- [4] 岳雷,薛安成,贺庆,等.藏中电网系统级动态协调控制方案研究[J].电网技术,2018,42(10):3323-3329.
YUE Lei, XUE Ancheng, HE Qing, et al. Research on system-level dynamic coordinated control scheme for central Tibetan grid [J]. Power System Technology, 2018, 42(10): 3323-3329.
- [5] 李兆伟,吴雪莲,庄侃沁,等.“9·19”锦苏直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析及思考[J].电力系统自动化,2017,41(7):149-155.
LI Zhaowei, WU Xuelian, ZHUANG Kanqin, et al. Analysis and reflection on frequency characteristics of East China grid after bipolar locking of “9·19” jinping-sunan DC transmission line [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 149-155.
- [6] 张兴,朱德斌,徐海珍.分布式发电中的虚拟同步发电机技术[J].电源学报,2012,10(3):1-6.
ZHANG Xing, ZHU Debin, XU Haizhen. Review of virtual synchronous generator technology in distributed generation [J]. Journal of Power Supply, 2012, 10(3): 1-6.
- [7] TOM L. Participation of inverter-connected distributed energy resources in grid voltage control [D]. Leuven: Katholieke Universiteit, 2011.
- [8] ZHONG Q C, NGUYEN P L, MA Z Y, et al. Self-synchronized synchronverters: inverters without a dedicated synchronization unit [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(2): 617-630.
- [9] WANG S, HU J B, YUAN X M. Virtual synchronous control for grid-connected DFIG-based wind turbines [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2015, 3(4): 932-944.
- [10] 付媛,王毅,张祥宇,等.变速风电机组的惯性与一次调频特性分析及综合控制[J].中国电机工程学报,2014,34(27):4706-4716.
FU Yuan, WANG Yi, ZHANG Xiangyu, et al. Analysis and integrated control of inertia and primary frequency regulation for variable speed wind turbines [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(27): 4706-4716.
- [11] 彭晓涛,贾继超,周际城,等.优化风电惯性响应的变比例系数调速策略[J].中国电机工程学报,2018,38(19):5625-5635.
PENG Xiaotao, JIA Jichao, ZHOU Jicheng, et al. Speed regulation strategy based on variable proportion coefficient for optimizing inertial response of wind generator [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(19): 5625-5635.
- [12] 秦晓辉,苏丽宁,迟永宁,等.大电网中虚拟同步发电机惯量支撑与一次调频功能定位辨析[J].电力系统自动化,2018,42(9):36-43.
QIN Xiaohui, SU Lining, CHI Yongning, et al. Functional orientation discrimination of inertia support and primary frequency regulation of virtual synchronous generator in large power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 36-43.
- [13] MORREN J, DE HAAN S W H, KLING W L, et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 433-434.
- [14] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [15] 杜威,姜齐荣,陈蛟瑞.微电网电源的虚拟惯性频率控制策略[J].电力系统自动化,2011,35(23):26-31.
DU Wei, JIANG Qirong, CHEN Jiaorui. Frequency control strategy of distributed generations based on virtual inertia in a microgrid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(23): 26-31.
- [16] 颜湘武,刘正男,张波,等.具有同步发电机特性的并联逆变器小信号稳定性分析[J].电网技术,2016,40(3):910-917.

- YAN Xiangwu, LIU Zhengnan, ZHANG Bo, et al. Small-signal stability analysis of parallel inverters with synchronous generator characteristics [J]. *Power System Technology*, 2016, 40(3): 910-917.
- [17] 孙大卫, 刘辉, 高舜安, 等. 电流控制型虚拟同步发电机的小信号建模与稳定性分析 [J]. *电网技术*, 2018, 42(9): 2983-2993.
- SUN Dawei, LIU Hui, GAO Shun'an, et al. Small-signal modeling and stability analysis of current-controlled virtual synchronous generators [J]. *Power System Technology*, 2018, 42(9): 2983-2993.
- [18] GRIGSBY L L. *Power system stability and control* [M]. Boca Raton: CRC Press, 2007.
- [19] 张恒旭, 刘玉田. 电力系统动态频率响应时空分布特征量化描述 [J]. *中国电机工程学报*, 2009, 29(7): 64-70.
- ZHANG Hengxu, LIU Yutian. Quantitative description of space-time distribution features of dynamic frequency responses [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2009, 29(7): 64-70.
- [20] EKANAYAKE J, JENKINS N. Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency [J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2004, 19(4): 800-802.
- [21] ANDERSON P M, MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1990, 5(3): 720-729.
- [22] ANDERSON P M, FOUAD A A. *Power system control and stability* [M]. Ames: Iowa State University Press, 1977.
-
- 收稿日期:** 2022-08-26; **修回日期:** 2022-11-12
- 作者简介:**
- 陈龙翔(1988), 男, 高级工程师, 主要从事电力系统调度运行、抽水蓄能前期和运行以及新能源运行方面的研究。
- 孙大卫(1990), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为新能源并网技术。(通讯作者)
- (本文编辑: 方明霞)