

DOI:10.12158/j.2096-3203.2021.02.029

华东电网一次调频能力量化评估及运行控制策略

徐贤¹, 陆晓¹, 周挺¹, 李建华², 李兆伟³

(1. 国网江苏省电力有限公司, 江苏 南京 210024; 2. 国家电网有限公司华东分部, 上海 200120; 3. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 211106)

摘要:随着新能源发电及区外直流来电占比的增加, 电网一次调频能力愈显不足, 保障电网频率安全日益重要。文中建立了包含同步发电机、调速器及负荷模型的频率仿真简化模型, 并考虑了电网电压波动对负荷的影响, 采用频率仿真简化模型对实际及预想故障下电网频率进行了仿真。与中国电科院电力系统仿真软件(BPA)详细模型仿真结果的比较表明, 简化模型频率仿真的精度满足要求。应用该模型对华东电网当前及未来的频率安全形势进行了评估, 指出2025年华东电网频率安全面临严峻挑战, 要提高常规同步发电机的一次调频能力并控制直流来电占比, 逐步考虑新能源具备虚拟惯量和一次调频能力, 实现新能源机组友好并网, 满足未来电网发展需求。

关键词:一次调频; 简化模型; 量化评估; 频率安全; 新能源

中图分类号: TM76

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2021)02-0205-07

0 引言

随着区外直流来电及新能源发电占比日益增加, 电网频率安全问题日益突出。2019年8月9日, 英国电网部分电源因故障脱网, 系统频率急剧下跌, 低频减载动作导致大量用户停电^[1-2]。2005年11月20日龙政直流发生双极闭锁故障^[3]以及2015年9月19日锦苏直流双极闭锁^[4]均造成了电网频率的显著跌落, 所幸未产生严重后果。

强制性国家标准 GB 38755—2019《电力系统安全稳定导则》^[5](以下简称《导则》)已于2020年7月1日正式实施。《导则》明确要求包括风电、光伏等电源均应具备一次调频能力。在新能源发电比重较高的地区, 新能源场站还应提供必要惯量与短路容量支撑。

然而, 目前华东区域内新能源场站建设时未同步配置燃气电站、抽水蓄能电站、储能电站等灵活调节资源, 不具备一次调频能力, 不满足《导则》要求。由于新能源电站建设储能设备或者提供一次调频能力尚不是国际上通行的做法^[6], 这些措施将增加新能源电站额外的投资及运行成本, 因此, 有必要对当前以及未来电力系统一次调频能力进行合理的评估, 建立新能源是否参与一次调频的判断依据^[7]。

在理想情况下, 采用发电机调速器实测建模进行仿真计算, 可以准确模拟电网频率响应、评估电

网频率安全。而实际运行时发现, 调速器实测建模的仿真结果与实际响应差异较大。华东电网对实际故障下的频率响应情况进行了细致的研究和分析, 发现当前火电机组一次调频能力不满足相关标准要求^[8-9], 调速器实测建模的计算结果过于乐观。华东电网采用参数拟合的方法重新建立了调速器的仿真模型, 成功复现了几次故障后系统的频率响应过程^[3-4]。

美国西部电力协调委员会(Western Electricity Coordinating Council, WECC)电力系统的仿真人员发现, 由仿真得到的频率响应曲线与实际监测装置记录的频率响应之间存在较大的差异, 频率仿真结果过于乐观。为此, WECC重新开展了调速器建模工作, 采用参数拟合方法对调速器仿真模型和参数进行修正, 以便得到更为准确的仿真结果^[10]。

文中在华东电网频率仿真模型研究成果的基础上^[3-4, 11-14], 采用单机简化模型开展华东电网频率特性仿真。在确保仿真结果精度的前提下, 探索电网频率响应特性及控制措施的一般规律, 研究电力系统安全三级设防标准所对应的频率控制要求, 建立频率安全评价指标体系, 为华东电网一次调频能力建设出谋划策, 为频率安全运行保驾护航。

1 一次调频分析模型

华东电网对一次调频问题的研究成果表明, 影响电网频率仿真结果的主要因素有: 同步发电机模型、调速器模型、负荷模型、未建模非统调机组以及故障期间电网无功电压响应情况^[3]。文中提出的频率仿真简化模型充分考虑了上述因素。

收稿日期: 2020-09-30; 修回日期: 2020-10-28

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(5419-201918206A-0-0-00)

1.1 发电机及调速器模型

简化模型采用了华东电网根据“9·19”故障拟合的调速器详细模型,充分考虑了限幅、死区、转速不等率等参数,考虑了火电机组的锅炉模型和发电机的运动方程,但忽略了发电机的暂态及次暂态响应过程^[15-16]。

1.2 负荷模型及电压影响

简化模型考虑了负荷模型与故障期间电网电压波动的影响,负荷模型采用华东电网“9·19”故障拟合的恒阻抗+恒功率的静态负荷模型。由于华东电网区域内四省一市的负荷模型略有差异,因此,简化模型根据各省负荷占比对负荷参数进行了等值。由于负荷模型中恒阻抗部分的负荷与电网电压有关,其大小与电网电压平方成正比,因此,需要对恒阻抗部分的负荷响应及电网电压波动进行讨论。

用电力系统仿真软件(Bonneville Power Administration, BPA)仿真计算工具,采用华东电网拟合的详细模型参数对“9·19”故障进行仿真,分别考虑锦苏直流闭锁后切除滤波器、不切除滤波器以及忽略负荷的电压响应因子(即将负荷模型修改为100%恒功率模型)3种情况进行计算。仿真结果表明:当忽略负荷的电压因子时,最低频率与原模型相比降低0.006 Hz,相对误差为1%;不切除滤波器比切除滤波器仿真结果最低频率低0.013 Hz,相对误差为3%。从该仿真结论来看,似乎可以忽略电压对频率的影响。仿真曲线如图1所示。

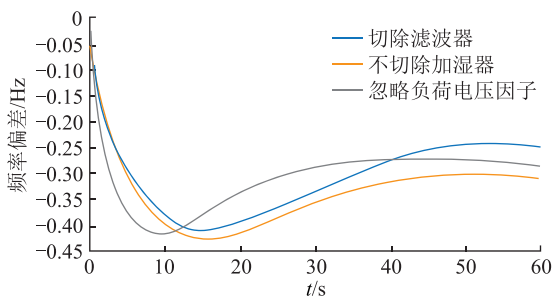


图1 BPA详细模型模拟“9·19”故障时电压对频率的影响

Fig.1 Effect of voltage fluctuation on frequency response by BPA simulation toolkit based on “9·19” model

然而,在相同条件下,当系统损失功率由4.91 GW提高至7.26 GW时,考虑负荷电压因子仿真得到的最低频率比未考虑负荷电压因子的最低频率减小了0.13 Hz,此时显然无法忽略电压对频率的影响。仿真结果见图2。

故障后,由于调速器潮流的变化及电源点电压调节能力的不同使每个负荷节点的电压水平不一,

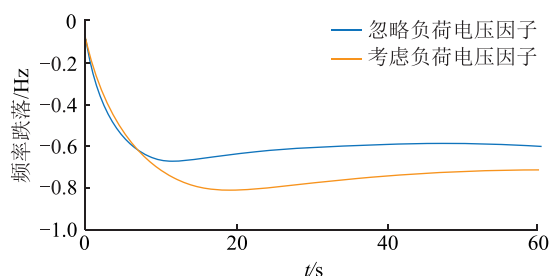


图2 BPA“9·19”模型数据损失功率7.26 GW时负荷电压对频率仿真结果的影响

Fig.2 The frequency response deference with/without consideration of voltage fluctuation with 7.26 GW power loss by BPA simulation toolkit based on “9·19” model

负荷节点电压的波动具有分散性和不确定性,似乎很难衡量其对频率的影响。实际上,由于各节点电压幅值相对固定,其波动的数值范围相对固定,因此,可以通过引入电压偏差因子来表示电压对频率的影响。故障时典型节点电压响应情况见图3。

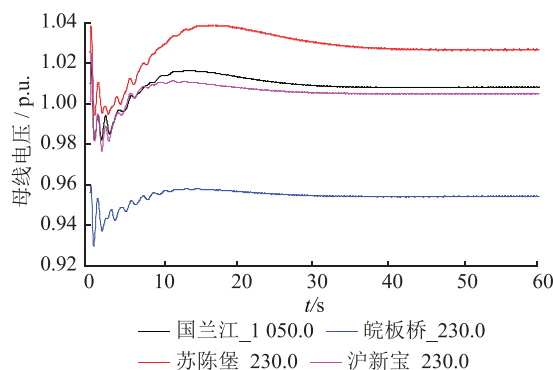


图3 电网发生功率缺额时节点电压响应情况

Fig.3 Node voltage response when power loss occurs

统计表明,故障期间电网平均电压波动在0.6%左右。通过计算可以得到因电压波动导致的负荷变化量,可以用下式近似表示(忽略高阶项):

$$\Delta P_u = 2p_1 \frac{\Delta U}{U} P_{L0} \approx 0.5\% P_{L0} \quad (1)$$

式中: ΔP_u 为因电压变化而引起的负荷变化; p_1 为负荷的恒阻抗系数; $\Delta U/U$ 为电压波动率; P_{L0} 为负荷初始值。由此得到 $\Delta P_u/P_{L0} \approx 0.5\%$ 。

系统负荷时刻在变化,负荷模型本身也有一定的不确定性,因此,在仿真时可以考虑将电压引起的波动合并进入负荷的频率因子(例如英国电网),也可以在功率损失因子(power loss factor, PLF)中加入负荷电压偏差因子0.5%,补偿因忽略负荷的电压波动带来的计算误差。

1.3 未建模非统调机组

采用华东电网研究结论^[3],即考虑全部同步发

电机装机容量为统调同步发电机装机容量的 1.2 倍,在简化模型中对系统的等效转动惯量进行了修正,即仍保持统调机组容量为基准容量,修正后的惯性时间常数为原惯性时间常数乘以 1.2。

2 简化模型计算准确性验证

采用简化模型复现“9·19”故障后系统频率最大跌落幅度。简化模型与 BPA 详细模型计算得到的最大频率跌落分别为 -0.4114 Hz 和 -0.4073 Hz,误差小于 0.01 Hz。此外,简化模型的频率下跌速度比 BPA 的略快,主要原因是其忽略了电压波动的过程。当简化模型中加入由 BPA 计算得到的电压响应曲线时,两者的频率响应曲线完全重合。这与在图 1 中 BPA 仿真时忽略电压因子频率下降速度更快的结论是一致的,如图 4 所示。

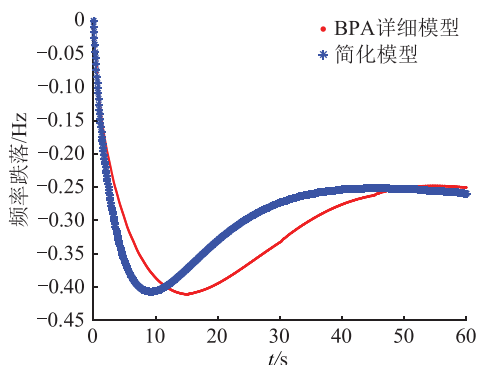


图 4 BPA 详细模型与简化模型响应曲线比较

Fig.4 Comparison of frequency response of the simplified model and the BPA model

对比 2020 年小负荷方式下的 BPA 计算结果与简化模型计算结果,如表 1 所示。

表 1 BPA 仿真与简化模型仿真频率最大跌落比较

Table 1 Comparison of maximal frequency drop of the simplified model and the BPA simulation

参数类型	运行方式 1	运行方式 2	运行方式 3
负荷/GW	120	140	160
常规机组出力/GW	53.2	68.3	84
常规机组旋备/GW	25	25	25
直流+新能源出力/GW	66.8	71.7	75.9
最大功率损失/GW	6.3	7.5	8.5
BPA 仿真频率/Hz	-1.01	-1.05	-1.02
简化模型频率/Hz (考虑电压,忽略电压)	-1.02, -0.9	-1.04, -0.92	-1.03, -0.92

从表 1 的计算结果可以看出,简化模型计算的最低频率与 BPA 详细模型的计算结果误差可以控制在 0.01 Hz 以内。再次验证简化模型具有较好的计算精度。

3 频率标准设定

新版《导则》中增加了对“频率允许偏差”的要求,但目前关于频率偏差的标准中并未对电网发生 $N-1$ 时的暂态频率偏差进行限定。GB/T 15945—1995《电能质量电力系统频率允许偏差》中规定:电力系统频率偏差允许值为 0.2 Hz,当系统容量较小时,偏差值可放宽到 $+0.5 \sim -0.5$ Hz。在《全国供用电规则》中规定:“供电局供电频率的允许偏差:电网容量在 3 GW 及以上者为 0.2 Hz;电网容量在 300 万千瓦以下者为 0.5 Hz。”这里的偏差都是指稳态频率偏差。

如果暂态情况下仍套用稳态标准,将显著增加系统的运行成本。为此,文中参照《导则》对稳定的分类,对暂态频率控制要求进行了分类。分类主要考虑 2 个因素:一是在频率偏差达到 0.75 Hz 时,华东电网频率协控装置将动作,切除部分可中断负荷,该措施为《导则》中第二级标准允许采取的措施;二是频率偏差达到 1.0 Hz 时,将触发第一轮低频减载装置动作,该措施为《导则》中第三级标准允许采取的措施。

此外,系统运行时在设防标准与装置动作值之间留出 0.1~0.25 Hz 的过渡区,即第一级标准按照最大频率偏差 0.5 Hz 进行设防,对应于华东电网频率协控装置定值;第二级标准按照最大频率偏差 0.9 Hz 进行设防,对应于第一轮低频减载装置动作定值(英国电网的设防标准 49 Hz,低频减载装置动作值 48.8 Hz^[17])。具体要求如下。

第一级标准:当受端电网区域内任一机组因故障或无故障跳闸、直流系统单极闭锁或单换流器闭锁时,系统最大频率偏差不应大于 0.5 Hz。

第二级标准:当受端电网区域内发生直流系统双极闭锁,或 2 个及以上换流器闭锁(不含同一极的 2 个换流器)时,系统最大频率偏差不应大于 0.9 Hz;必要时允许采取切机和切负荷、直流紧急功率控制、抽水蓄能电站切泵等稳定控制措施。

第三级标准:当受端电网新能源大规模脱网、失去大容量发电厂等偶发故障时,系统采取低频/低压减载、高频切机等措施,避免造成长时间大面积停电和对重要用户(包括厂用电)的灾害性停电,使负荷损失尽可能减少到最小,电力系统应尽快恢复正常运。

4 频率安全评价指标及仿真结果分析

为建立评价系统频率安全分析体系,定义相关

指标如下。

定义一次调频电源发电出力占比为提供一次调频服务的电源发电总出力与系统总负荷之间的比值为 K 。

$$K = P_{G0}/P_{L0} \quad (2)$$

式中: P_{G0} 为提供一次调频服务的电源发电总出力, GW; P_{L0} 为系统总负荷, GW。

定义非一次调频电源发电出力占比为不提供一次调频服务的电源总出力与系统总负荷之间的比值为 K_1 , 显然, $K_1 = 1 - K$ 。

定义一次调频电源负载率为提供一次调频服务的电源发电总出力与其额定功率之间的比值为 λ_2 。

$$\lambda_2 = P_{G0}/P_{GN} \quad (3)$$

式中: P_{GN} 为提供一次调频服务的电源额定出力, GW。显然, $\lambda_2 \in (0, 1)$ 。

定义功率损失占比为系统发生单一故障(含直流双极闭锁故障)时系统损失的最大功率与该时刻系统负荷的比值为 K_{PLF} 。

$$K_{PLF} = \Delta P/P_{L0} \quad (4)$$

式中: ΔP 为系统内单一故障(含直流双极闭锁故障)时系统损失的最大功率, GW。

采用华东电网“9·19”频率拟合模型参数建立了频率仿真简化模型, 见附录图 A1, 参数见附录表 A1。计算时仅考虑调速器及负荷的频率效应, 未考虑频率协控系统等其他措施提供的一次调频响应。仿真结果如图 5 所示。

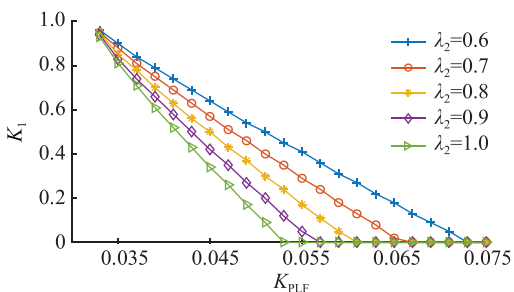


图 5 事故后频率按 49.1 Hz 设防时系统所允许的最大非调频发电占比

Fig.5 Maximum proportion of non-conventional power with no primary frequency response when the lowest system frequency should be hold beyond 49.1 Hz during the fault

从图 5 中可以看出:

(1) 对于某一固定的 λ_2 (提供一次调频的电源负载率, 一次调频服务通常由常规同步发电机提供)而言, 随着 K_{PLF} 增加, 其满足频率控制要求所允许非调频电源发电占比 K_1 就越小。曲线左侧为频率稳定域, 右侧为频率破坏域。 λ_2 降低时, 系统频

率稳定域增加。

(2) $\lambda_2 = 1$ 对应的曲线左侧区域为绝对稳定域。当实际系统的 K_{PLF} 与 K_1 落在该区域时, 其一次调频电源负载率必然满足要求。

(3) K_{PLF} 越小, 其频率稳定性就越好。当 $K_{PLF} < 3\%$, 非调频电源占比超过 90% 时, 频率跌落幅度仍然满足第二级安全标准要求; 当 $K_{PLF} > 5.7\%$, 且 $\lambda_2 \geq 0.9$ 时, 即使所有电源均具备 3.1% 的一次调频能力上限, 事故后电网频率仍然无法满足第二级安全标准要求。

(4) 通过查询该计算结果, 可以判断华东电网当前频率稳定是否满足要求, 并能找到运行方式调整的措施。例如, 可以适当降低单一直流来电的水平, 从而降低 K_{PLF} 以满足单一直流闭锁时的频率安全要求; 或者在部分时段适当增加调峰燃机并网发电, 通过降低发电负荷率来满足频率安全要求。

(5) 该模型同样可以评估多直流闭锁时存在的风险。若华东电网区域内火电机组整体一次调频能力从 3.1% 提升至 5%, 其稳定区域明显变大, 如图 6 所示。

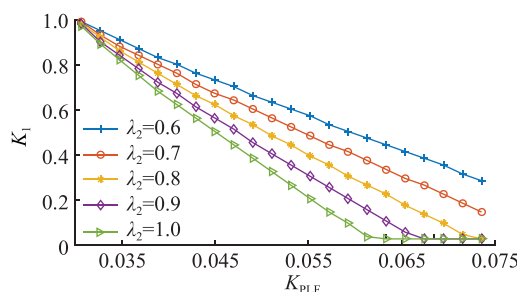


图 6 一次调频上限提升至 5% 时频率按 49.1 Hz 设防系统所允许的最大非调频发电占比

Fig.6 Maximum proportion of non-conventional power with no primary frequency response when the lowest system frequency should be hold beyond 49.1 Hz and the primary frequency response capability of synchronous generations is raised to 5%

5 华东电网频率安全形势及控制措施

预计 2020 年底华东电网新能源装机规模将达到 70.92 GW, 核电 24.45 GW, 直流来电 31 GW。若按新能源最大同时率 0.7 进行测算, 非调频电源总出力最大可以达到 105.9 GW。常规机组一次调频能力上限为 3.1%, 考虑区域内最大损失功率为最大水电直流 7.2 GW, 分别考虑/忽略频控系统 1 GW 直流提升能力, 仿真结果如图 7 所示。可见, 2020 年华东电网仍然有可能通过增加开机容量来满足频率控制要求。当负荷低于 160 GW 时, 常规机组最大允许负载率较小, 即系统对机组备用要求较高。

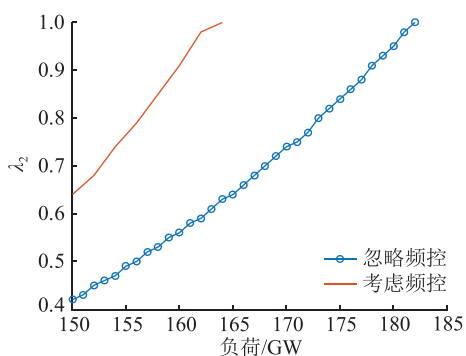


图7 2020年新能源大发时一次调频

要求的常规机组最大允许负载率

Fig.7 Maximum allowable load rate of conventional synchronous generator required by primary frequency response control in 2020 when renewable energy surges

预计2025年华东电网新能源装机容量将达到112.85 GW,核电34.63 GW,直流来电60 GW。按照新能源同时率0.7计算,华东电网由新能源、核电及直流来电等非调频电源总出力173.6 GW。仍然考虑最大损失负荷为7.2 GW,分别考虑常规机组一次调频限幅3.1%和5% 2种情况,并考虑直流频控提供1 GW一次调频能力,按照0.9 Hz最大频率跌落设防时常规机组允许的最大负载率,如图8所示。

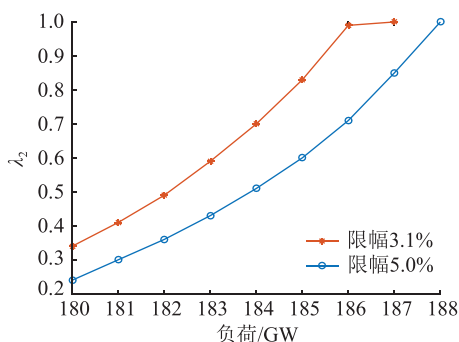


图8 2025年新能源大发时一次调频

要求的常规机组最大允许负载率

Fig.8 Maximum allowable load rate of conventional synchronous generator required by primary frequency response control in 2025 when renewable energy surges

到2025年,华东电网即使按照新能源最大同时率为0.5计算,非一次调频电源提供电力仍可达到166 GW,与华东电网低谷负荷水平相当。理想情况下全部负荷均可由新能源、核电及直流来电等非一次调频电源提供电力,即非一次调频电源的渗透率可能达到100%。此时,电网频率安全运行面临非常严峻的挑战。

即使考虑常规机组全部能达到5%的一次调频上限,直流频控系统提供1 GW一次调频响应,当负荷较小时,频率安全对常规机组的负载率要求仍然

很高。例如,当负荷为150 GW时,要求常规机组的负载率不得高于0.64,这将严重影响常规机组的运行经济性。若常规机组的一次调频能力上限为3.1%,则要求常规机组的负载率运行在40%左右,而常规机组的最低负载率为50%,此时,仅靠区内常规电源调节已无法保证系统频率运行安全。

最有效的频率控制措施是限制单个直流输入功率占系统有功负荷的比重。例如,当非调频电源占比达到60%时,考虑常规机组一次调频能力5%,即使不考虑直流频控系统作用,也只需要将最大损失功率控制在4.3%以下,即可保证频率安全(当系统负荷为150 GW时,最大直流有功为6.45 GW)。若其他条件不变,考虑常规机组一次调频能力为3.1%,则只需要将最大损失功率控制在3.9%以下,即可保证频率安全(当系统负荷150为GW时,最大直流有功为5.85 GW)。显然,通过减少单一直流占总负荷比重的措施总能满足电网频率控制要求。

2025年,华东电网频率安全成为影响新能源和直流消纳的重要因素。在某些方式下需要限制单一直流最大功率。这将影响直流年利用小时数,需要对这种情况发生的概率进行评估。

限制区外直流来电、提高本地常规火电一次调频能力以及要求新能源提供一次调频能力或增加储能设备来提高电网消纳能力,均应作为未来电网保证频率安全的措施。应逐步考虑新能源具备虚拟惯量和一次调频能力的需求,实现新能源机组友好并网,具备更高的电网适应性和电网支撑能力,满足未来电网发展的需要。水电直流、区内风电、光伏的消纳需求迫切要求建立一次调频辅助服务市场来平衡各方的利益。

需要补充说明的是,机组调频能力的提升并不一定导致机组运行费用的增加。当发电机调速器实测模型能够真实反映实际水平时,可以通过仿真计算得到当前和未来负荷水平下所需要的一次调频能力,并据此进行一次调频容量的安排,无须要求所有机组在所有负荷水平下都提供一次调频能力,可提高运行机组的经济性。例如,在负荷大于180 GW,常规机组整体一次调频性能为3.1%,考虑最大损失功率为7.2 GW时,机组最大允许负载率可以达到0.9,可近似认为,此时一次调频不构成实际的运行约束。在此前提下,通过辅助服务市场购买少量的一次调频能力就可以实现频率安全。此时,运行机组可以根据电网的一次调频需求来选择是否提供一次调频服务以获取相应的服务补偿,或者选择不提供一次调频服务以获取较低的运行

成本。

机组负载率的提升对区内机组运行效率有显著的影响,据有关文献记录,当负载率由 100%降低至 50%时,火电机组边际发电成本可增加约 10%~20%^[18]。当常规机组的整体一次调频性能从 3.1%提升至 5%时,频率安全允许的机组最大负载率有明显的提升,从而使机组有可能运行在更经济的负载水平,经济效益明显。同时,机组一次调频能力提高后,增加了系统开机方式的灵活性,可以避免因一次调频能力差异而额外增加系统运行风险或额外预留一次调频备用。

6 结语

文中建立了包含同步发电机、调速器详细模型及负荷模型的频率仿真简化模型,对实际及预想故障下电网频率的仿真表明,简化模型得到的频率最大跌幅与 BPA 详细模型的仿真结果一致,误差较小。提出了电力系统安全三级设防标准所对应的频率控制要求,建立了频率安全评价指标。采用简化模型对 2020 年及 2025 年华东电网频率安全形势进行评估,指出 2025 年频率安全将成为影响新华东电网新能源和直流来电消纳的主要因素之一。

建议尽快提升华东电网区域内火电机组整体一次调频能力,如由 3.1%提升至 5%;通过提高一次调频仿真精度,建立一次调频辅助服务市场,降低常规机组的运行成本;通过限制单一直流最大功率占总负荷的比重,控制频率安全风险。后续还应逐步考虑新能源具备虚拟惯量和一次调频能力,实现新能源机组友好并网,具备更高的电网适应性和电网支撑能力,满足未来电网发展需求。

参考文献:

[1] 方勇杰. 英国“8·9”停电事故对频率稳定控制技术的启示[J]. 电力系统自动化,2019,43(24):1-5.
FANG Yongjie. Reflections on frequency stability control technology based on the blackout event of 9 August 2019 in UK[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(24):1-5.

[2] National Grid ESO. Technical report on the events of 9 August 2019[EB/OL]. [2020-09-06]. <https://www.nationalgrideso.com/document/152346/download>.

[3] 庄侃沁,武寒,黄志龙,等. 龙政直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析[J]. 电力系统自动化,2006,30(22):101-104.
ZHUANG Kanqin,WU Han,HUANG Zhilong,et al. Frequency analysis of East China Grid after bipolar locking of Longzheng DC transmission line[J]. Automation of Electric Power Systems,2006,30(22):101-104.

[4] 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,

(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.

[5] 电力系统安全稳定导则:GB 38755—2019[S]. 北京:中国电力出版社,2019.
Code on security and stability for power system:GB 38755—2019[S]. Beijing:China Electric Power Press,2019.

[6] 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.

[7] DOHERTY R,MULLANE A,NOLAN G,et al. An assessment of the impact of wind generation on system frequency control[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2010,25(1):452-460.

[8] 火力发电机组一次调频试验及性能验收导则:GB/T 30370—2013[S]. 北京:中国电力出版社,2013.
Guide of primary frequency control test and performance acceptance for thermal power generating units:GB/T 30370—2013[S]. Beijing:China Electric Power Press,2013.

[9] 电力系统网源协调技术规范:DL/T 1870—2018[S]. 北京:中国电力出版社,2018.
Power grid and power source coordination technical specification:DL/T 1870—2018[S]. Beijing:China Electric Power Press,2018.

[10] PEREIRA L,UNDRILL J,KOSTEREV D,et al. A new thermal governor modeling approach in the WECC[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2003,18(2):819-829.

[11] 邓晖,楼伯良,华文,等. 特高压直流闭锁后华东电网频率稳定特性研究[J]. 智慧电力,2017,45(8):39-44.
DENG Hui,LOU Bohang,HUA Wen,et al. Frequency stability analysis of East China Power Grid due to HVDC block[J]. Smart Power,2017,45(8):39-44.

[12] 邓晖,楼伯良,华文,等. 基于直流闭锁事故的华东电网频率特性及控制措施[J]. 广东电力,2018,31(2):76-81.
DENG Hui,LOU Boliang,HUA Wen,et al. Frequency characteristic of East China Power Grid based on DC block accidents and control measures[J]. Guangdong Electric Power,2018,31(2):76-81.

[13] 陈雪梅,陆超,韩英铎. 电力系统频率问题浅析与频率特性研究综述[J]. 电力工程技术,2020,39(1):1-9.
CHEN Xuemei,LU Chao,HAN Yingduo. Review of power system frequency problems and frequency dynamic characteristics[J]. Electric Power Engineering Technology,2020,39(1):1-9.

[14] 徐春雷,徐瑞,仇晨光,等. 发电机组一次调频在线测试与 AGC 性能考核系统设计[J]. 电力工程技术,2017,36(3):1-6.
XU Chunlei,XU Rui,QIU Chenguang,et al. Evaluation system

design of online test of primary frequency regulation and AGC performance for generator unit[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(3): 1-6.

[15] FRERIS L, INFIELD D. Renewable energy in power system [M]. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2008.

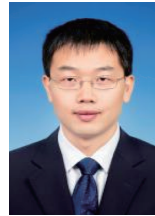
[16] KUNDUR P. 电力系统稳定与控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.

KUNDRU P. Power system stability and control[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2002.

[17] National Grid Company. National electricity transmission system security and quality of supply standard, version 2.3 [S/OL]. [2020-09-08]. <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/NETS%20SQSS%20V2.3.pdf>.

[18] STRBAC G, SHAKOOR A, BLACK M, et al. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems[J]. Electric Power Systems Research, 2007, 77(9): 1214-1227.

作者简介:



徐贤

徐贤(1978),男,硕士,高级工程师,从事电力系统运行控制相关工作(E-mail: special_xuxian@163.com);

陆晓(1968),男,硕士,教授级高级工程师,从事电网调度运行管理相关工作;

周挺(1979),男,硕士,高级工程师,从事电网调度运行管理相关工作。

附录 A

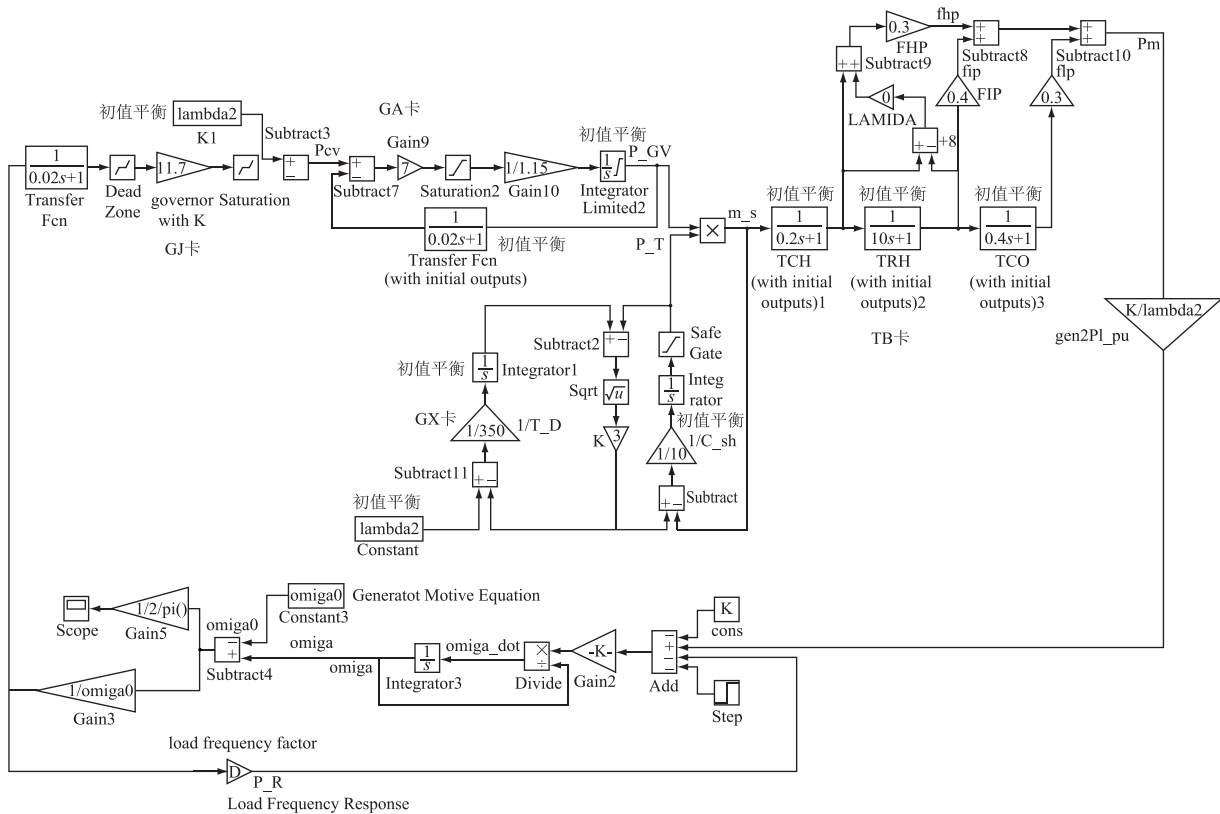


图 A1 基于华东电网“9·19”拟合结果的频率仿真简化模型

Fig.A1 Simplified frequency simulation model based on East China Grid “9·19” fitting results

表 A1 频率仿真简化模型的主要参数

Table A1 Main parameters of simplified model for frequency simulations

参数类型	数值
负荷频率阻尼因子 D	2.06
系统惯性时间常数 H/s	4.959
一次调频限幅/%	3.1
一次调频调差系数 R	0.085
主蒸汽压力模型的管道流量系数	3
汽包蓄热系数	350
管道蓄热系数	10