

一种区域电网惯量实用化快速估计方法

曾辉^{1,2}, 于晨阳¹, 李正文³, 张强², 李卫东¹

(1. 大连理工大学电气工程学院, 辽宁 大连 116024; 2. 国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院, 辽宁 沈阳 110006; 3. 国网辽宁省电力有限公司, 辽宁 沈阳 110006)

摘要: 已有电力系统惯量估计的扰动法适用性较差, 而统计法既无法准确计入新能源容量占比因素, 也不能细致考虑负荷侧等效惯量。基于同步发电机和风电与负荷侧电动机等效惯量估计原理分析, 提出了一种基于统计法的区域电网惯量实用化快速估计方法。所提方法无需扰动后的系统运行参数数据, 而是通过源、荷两侧在线发电机及电动机等效惯量累加得到区域电网惯量, 利用历史数据回归拟合系数来计入新能源容量占比的影响, 因而具有鲁棒性强与计算速度快等优点。针对某区域电网两次实际频率波动事故场景, 利用所提方法进行了区域电网惯量估计, 以扰动法计算结果为基准, 验证了该算法的准确性和实用性。

关键词: 区域电网惯量; 扰动法; 统计法; 新能源容量占比; 电动机等效惯量; 实用化快速估计方法

A practical and fast estimation method of moment of inertia in a regional power network

ZENG Hui^{1,2}, YU Chenyang¹, LI Zhengwen³, ZHANG Qiang², LI Weidong¹

(1. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China; 2. Electric Power Research Institute of State Grid Liaoning Electric Power Supply Co., Ltd., Shenyang 110006, China; 3. State Grid Liaoning Electric Power Supply Co., Ltd., Shenyang 110006, China)

Abstract: The perturbation method for estimating the existing power system's moment of inertia has poor applicability, while the statistical method can neither accurately account for the proportion of renewable energy capacity nor carefully consider the equivalent inertia of the load side. Based on the analysis of the equivalent inertia estimation principle of a synchronous generator, wind power and load side motor, a practical and fast estimation method of regional power grid moment of inertia based on statistical method is proposed. The proposed method does not need the system operation parameter data after disturbance, but obtains the overall inertia of the regional power grid by accumulating the equivalent inertia of the on-line generators and motors on both sides of the source and load. It also takes the influence of the renewable energy capacity proportion into account by using the regression fitting coefficient of historical data. Thus it has the advantages of strong robustness and fast calculation. Examining two actual frequency fluctuation accident scenarios of a regional power grid, the proposed method is used to estimate the regional grid inertia, and the accuracy and practicability of the algorithm are verified based on the results of the perturbation method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U22A20223).

Key words: regional grid inertia; perturbation method; statistical method; renewable energy capacity proportion; equivalent inertia of motors; practical and fast estimation method

0 引言

在“2030年前碳达峰、2060年前碳中和”和“双50%”^[1]目标下, 我国高比例新能源挤压传统同步

机组发电空间, 导致转动惯量减少和特高压交直流电网形成后的直流闭锁等, 这些问题增加了电网发生大范围频率波动的可能^[2]。近年来, 国外发生了多起由系统转动惯量降低造成频率崩溃引发的区域电网停电事故^[3-8]。由此可见, 有必要提出一种可实时计算区域电网惯量的在线评估方法。

转动惯量目前主流算法有扰动法和统计法两

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(U22A20223); 国家电网有限公司科技项目资助(合同号 2021YF-11)

种。扰动法以发生扰动为计算前提, 是系统发生扰动后计算系统整体惯量的理想解决方案。文献[9-13]从模拟电网事故角度出发, 用扰动法将扰动后的系统运行参数数据如功率和频率差额等代入公式计算转动惯量, 扰动法存在场景依赖性强、适用性较差、鲁棒性较弱、计算速度慢等缺点。

统计法是统计电网中所有在线电气设备惯量并将其累加的算法, 具有场景依赖性弱、鲁棒性强、计算速度快等优点。电力系统的转动惯量包括发电机和电动机及其拖动的转动机械的惯量, 电源侧常规同步发电机、新能源机组和负荷侧带负载电动机均可作为系统提供惯量支撑^[14-18]。已有的实用化统计法较为粗糙, 既无法准确计入新能源容量占比因素, 也不能细致考虑负荷侧等效惯量, 虽可量化计算发电侧在线同步发电机惯量及部分单台风电机组的等效惯量, 但未明确提出发电侧在线风电机组整体等效惯量及负荷侧在线电动机等效惯量的具体算法^[10-13]。

本文以统计法为基础, 在理论计算发电侧同步发电机组惯量、回归分析风电机组等效惯量、简化分析负荷侧电动机等效惯量的基础上, 提出了一种以调度实时掌握的当前运行方式机组类型、投入情况、出力、负荷等基础数据为依托的区域电网惯量实用化快速估计方法。由于所提方法无需扰动后的系统运行参数数据, 而是通过源、荷两侧在线发电机及电动机等效惯量累加得到系统整体惯量, 利用历史数据回归拟合系数来计入新能源容量占比的影响, 因而具有鲁棒性强与计算速度快等优点。在东北电网两次实际频率波动事件中应用该方法与扰动法分别进行对比计算, 结果验证了本文方法的准确性和实用性。

1 区域电网惯量的计算原理

1.1 区域电网惯量的物理组成

对于转动惯量为 J_{ii} 的同步发电机, 其惯性时间常数的有名值 H_i 和标么值 H'_i 描述了发电机转动动能状态^[19], 如式(1)所示。

$$\begin{cases} H_i = \frac{J_{ii}\omega_i^2}{2} \\ H'_i = \frac{H_i}{S_N} \end{cases} \quad (1)$$

式中: ω_i 为单台发电机角速度; S_N 为额定容量。在单机转动惯量 J_{ii} 不变的条件下, H_i 与角速度 ω_i^2 成正比。

同步发电机组运动方程为

$$T_m - T_e = \Delta T = J_{ii} \frac{d\omega_i}{dt} = \frac{2H_i}{\omega_0^2} \frac{d\omega_i}{dt} \quad (2)$$

式中: T_m 为输入机械转矩; T_e 为输出电磁转矩(即负荷); $d\omega_i/dt$ 为发电机组的角加速度; ω_0 为角速度的初始值。

发电机功率 P 与角速度 ω 、转矩 T 之间存在转换关系; ω 与频率 f 存在转换关系, 如式(3)所示。

$$\begin{cases} P = \omega T \\ \omega = 2\pi f \end{cases} \quad (3)$$

由式(2)、式(3)得到

$$\Delta P_r = P_m - P_e = J_{ii}\omega_0 \frac{d\omega_i}{dt} = \frac{2H_i}{\omega_0} \frac{d\omega_i}{dt} = \frac{2H_i}{f_0} \frac{df_i}{dt} \quad (4)$$

式中: ΔP_r 为电网发生扰动的瞬间功率变化量; P_m 为原动机功率; P_e 为发电机电磁功率; f_0 为频率的初始值; df_i/dt 为频率变化率, f_i 为频率现值。

假设 f_0 为50 Hz, S_N 为100 MVA, 则根据式(1)可得

$$H'_i = \frac{J_{ii}}{2} \quad (5)$$

可见, 单机转动惯量 J_{ii} 本质上就是2倍的 H'_i , 只是表现形式不同。目前, 惯量存在惯性时间常数标么值和惯性时间常数有名值两种表达方式, 本文中所指的惯量统一用惯性时间常数有名值 H 表示, 单位为MW·s。

1) 扰动法基本原理

暂态过程中频率和惯量具备的时空分布特性, 导致扰动发生后同一时刻电网中不同节点的频率与惯量存在差异。但相较于互联电网, 区域电网频率与惯量的时空分布特性不是很显著, 因此, 在分析时可将其忽略而采用简单的集中参数模型^[20]。为方便研究, 假设忽略区域各节点间的暂态过程, 区域电网所有参数都集中于空间的各个点上且各点之间的信号是瞬间传递的, 则可以采用集总电路的方法分析区域电网惯量。此时, 任意时刻系统各节点的频率 f_i 与系统频率 f_R 相同; 扰动后系统各节点的频率变化率 df_i/dt 与系统频率变化率 df_R/dt 相同。

因此, 可采用集总电路的方法分析区域电网惯量, 得到

$$\begin{cases} f_R = f_i \\ \frac{df_R}{dt} = \frac{df_i}{dt} \end{cases} \quad (6)$$

根据电路集中参数原理^[21-22], 一旦电力系统发生故障, 则所有电机的功率变化量之和等于系统总功率变化量, 如式(7)所示。

$$\Delta P_R = \Delta P_{r1} + \Delta P_{r2} + \dots + \Delta P_{rn} \quad (7)$$

式中： ΔP_R 为扰动发生时系统总功率变化量； ΔP_{r1} 、 ΔP_{r2} 、 \dots 、 ΔP_{rn} 为电机功率变化量。

根据式(4)一式(7)，可得到

$$\begin{cases} \Delta P_R = \frac{2H_R}{f_0} \frac{df_R}{dt} = \frac{2(H_{i1} + H_{i2} + \dots + H_{in})}{f_0} \frac{df_t}{dt} \\ H_R = \sum H_i \end{cases} \quad (8)$$

式中： df_R/dt 为扰动发生时系统频率变化率； H_R 为扰动发生时区域电网惯量。式(8)描述了电力系统发生扰动时的 H_R 与此时在线电机惯量 H_{i1} 、 H_{i2} 、 \dots 、 H_{in} 的关系。因此，可将 N 个电机组成的系统等效成一个电机模型。即区域电网惯量值 H_R 为所有在线发电机和电动机的惯量 H_i 之和。

根据式(4)一式(8)，扰动发生时区域电网惯量可变为

$$H_R = \frac{f_0}{2} \frac{\Delta P_R}{df_R/dt} \quad (9)$$

式(9)为已知功率变化量 ΔP_R 和频率变化率 df_R/dt 后，计算区域电网惯量 H_R 的扰动法基本原理。

2) 统计法基本原理

在考虑发电侧的非同步发电机(如新能源、储能设备等)和负荷的等效惯量前提下，区域电网惯量由发电侧在线同步发电机、在线非同步发电机和在线负荷共同组成。

$$\begin{cases} H_t = \sum H_i = H_g + H_{pl} = H_{sm} + H_{asm} + H_{pl} \\ H_g = H_{sm} + H_{asm} \end{cases} \quad (10)$$

式中： H_t 为在线统计计算出的系统整体惯量； H_g 为在线发电侧提供的总惯量； H_{pl} 为在线负荷总等效惯量； H_{sm} 为在线同步发电机总惯量； H_{asm} 为在线非同步发电机总惯量。

式(10)即为已知发电侧在线发电机参数和负荷侧在线电动机参数后，统计计算出的区域电网惯量在线统计法基本原理。扰动法计算得到的区域电网惯量理论上应等于在线统计法计算出的发电侧与负荷侧惯量之和，即

$$H_R = H_t \quad (11)$$

1.2 同步发电机惯量估计

在已知发电机铭牌参数后，首先计算发电机单机转动惯量，将所有并网发电机的转动惯量累加，获得发电侧的转动惯量。根据式(8)，得

$$H_{sm} = \sum H_{smi} = H_{smi1} + H_{smi2} + \dots + H_{smiN} \quad (12)$$

式中： H_{smi} 为发电侧同步发电机总惯量； H_{smi1} 、 H_{smi2} 、 \dots 、 H_{smiN} 为发电侧单台同步发电机惯量，是发电机出厂前通过甩负荷实验实测而得，是式(1)中惯性时间常数标幺值 H_i' 与发电机容量 S_N 的乘积。

图 1 为东北电网部分发电机真实数据截图。其中 T_j 为发电机的惯量时间常数(此处 T_j 等同于 H_i')，对应的有名值为式(12)中的 H_{smi1} 、 H_{smi2} 、 \dots 、 H_{smiN} 。如第 1 行发电机 T_j 为 7.864 s，发电机额定容量为 100 MW，则对应式(12)中 H_{smi1} 为 786.4 MW·s；第 2 行发电机 T_j 为 7.86 s，发电机额定容量为 200 MW，则对应式(12)中 H_{smi2} 为 1572 MW·s；第 3 行发电机 T_j 为 7.36 s，发电机额定容量为 300 MW，对应式(12)中 H_{smi3} 为 2208 MW·s。

发电机模型	容量/MVA	Tj/s	额定有功	额定无功	额定视在	有功功率	无功功率	视在功率	Tj
687 4	16	4	96	666 6700	600 0000	0.200000	0.100000	0.100000	7.864000
689 4	16	4	97	666 6700	600 0000	0.200000	0.100000	0.100000	7.860000
689 4	17	4	96	705 8800	600 0000	0.200000	0.100000	0.100000	7.360000
680 4	18	4	96	705 8800	600 0000	0.200000	0.100000	0.100000	7.360000
681 0	0	0	0	66 0000	66 0000	0.200000	0.100000	0.100000	10.000000
682 0	0	0	0	66 0000	66 0000	0.200000	0.100000	0.100000	10.000000
683 0	0	0	0	150 0000	150 0000	0.200000	0.100000	0.100000	10.000000
684 0	0	0	0	66 0000	66 0000	0.200000	0.100000	0.100000	10.000000
685 4	1	2	73	666 6700	600 0000	0.200000	0.100000	0.100000	5.600000
686 9	7	2	74	666 6700	600 0000	0.200000	0.100000	0.100000	6.670000
687 4	1	2	75	666 6700	600 0000	0.200000	0.100000	0.100000	6.670000
688 0	0	0	0	132 0000	132 0000	0.200000	0.100000	0.100000	10.000000
689 0	0	0	0	132 0000	132 0000	0.200000	0.100000	0.100000	10.000000
690 0	0	0	0	132 0000	132 0000	0.200000	0.100000	0.100000	10.000000
691 0	0	0	0	132 0000	132 0000	0.200000	0.100000	0.100000	10.000000
692 0	0	0	1	300 0000	0 0000	0.200000	0.100000	0.100000	4.628870
693 0	0	0	1	300 0000	0 0000	0.200000	0.100000	0.100000	4.628870

图 1 东北电网部分发电机数据截图

Fig. 1 Data interception of some generators in Northeast power grid

因此可根据发电机实际数据直接统计并累加发电侧发电机转动惯量。

由于国内目前只对同步发电机有强制甩负荷试验规定，进而给出惯性时间常数，因此式(12)仅能统计累加给定方式下在线同步发电机转动惯量。

1.3 非同步发电机(以风电为例)惯量估计

目前，有若干惯量存在于系统中无法直接计算。如新能源机组，其并网逆变器本身属于不具备转动惯量的静止元件。虚拟同步机可以使并网逆变器具有类似于同步发电机的外特性^[23-25]，从而使逆变器参与调频并为电力系统增加虚拟惯量。但虚拟同步机技术存在两个问题：1) 注重惯量模拟的控制回路，忽略了惯量模拟的能量来源；2) 能够参与调频的逆变器须配备足够的储能。由于东北电网实际投运的虚拟同步机和储能设备较少，因此无法直接利用虚拟同步机技术计算新能源机组客观存在的转动惯量。

非同步发电机的虚拟同步机模型中转子运动方程中转动惯量与虚拟同步机输出有功功率正相关^[26], 因此区域电网在线非同步发电机总惯量 H_{asm} 与其额定功率 P_{asme} 正相关。根据“最大功率点跟踪”(maximum power point tracking, MPPT)原理^[27-29], 为了追求经济效益, 目前普遍存在风电和光伏为代表的新能源发电机组并网即满发的现象, 即

$$P_{asme} = P_{asmp} \quad (13)$$

式中: P_{asme} 为风电发电机额定功率; P_{asmp} 为风电发电机组实际出力。可认为并网的风电机组满发, 并网的风电机组出力为 P_{asme} 或 P_{asmp} 。

假设某一运行方式下, 系统中风电出力占比为 α , 则有

$$P_{asme} = P_{sum} \times \alpha \quad (14)$$

式中, P_{sum} 为系统总有功出力。

若增加基于直驱永磁风力发电机组PMSG的PD虚拟惯量控制, 则可将直驱风电机组PMSG的惯量等值成传统同步发电机转子转动惯量^[30-31]。因此加入风电后系统的惯量时间常数增加了 H'_w ^[32], PMSG的等效惯性时间常数 H'_w 和等效惯量 H_w 分别为

$$\begin{cases} H'_w = K_d / S_B \\ H_w = K_d \end{cases} \quad (15)$$

式中: S_B 为同步发电机的额定容量; K_d 为PD虚拟惯量控制的微分系数。由此可知风电的惯性时间常数 H'_w 与 K_d 和 S_B 的比例相关, 等效惯量 H_w 即是 K_d 。

一些研究成果虽然提出了系统最低惯量的计算方法和适用于暂态分析的锁相环扩展非线性模型, 但并未给出风电惯量具体算法^[33-34]。基于系统辨识的电力系统惯量在线评估方法计算结果显示, 风电场惯性时间常数评估值与理论值存在一定偏差, 但偏差来源未知^[35]。已有研究缺乏对实际电网运行中风电整体惯性时间常数的计算及评估。

双馈风机等效惯性常数与其额定值存在函数关系, DFIG的惯量响应是随频域及时域变化的, 其时变性惯量特性取决于其虚拟惯量控制方式和机组运行工况^[36]。DFIG等效惯性时间常数 H'_w 为

$$H'_w = \frac{\Delta\omega_r \omega_{r0} \omega_{s0}}{\Delta\omega_s \omega_N^2} H'_d \quad (16)$$

式中: $\Delta\omega_r$ 和 $\Delta\omega_s$ 分别为DFIG转子转速变化和电网角速度变化; ω_{r0} 和 ω_{s0} 分别为扰动发生时刻的转子转速初始值和电网角速度初始值; ω_N 为DFIG额定角速度; H'_d 为风机额定惯性时间常数。风机基本

参数 H'_d 和 ω_N 已知, ω_{r0} 和 ω_{s0} 也可通过功率-转速最优曲线获得, H'_w 和 H'_d 的关系基本取决于发生扰动后 $\Delta\omega_r$ 和 $\Delta\omega_s$ 的比值, $\Delta\omega_r$ 和 $\Delta\omega_s$ 的比值取决于风机自身的固有特性。因此, 无论是PMSG还是DFIG风电机组, 在假设单台风机在未增加虚拟惯量控制模块和单台风机 H'_d 或 S_B 已知的前提下, H'_w 值固定不变。

截至2022年6月, 东北电网风电装机额定容量中37%为PMSG风机、63%为DFIG风机。但由于一方面老旧风电场绝大多数风机无法安装虚拟惯量控制模块; 另一方面出于经济利益考虑, 已添加该模块的新型风机并网后, 普遍存在满出力送电而无法随时进行正负功率调节等导致目前该区域大多数在线风电机组无法发挥虚拟惯量控制模块作用, 仅能表现出风机本身的自然惯量属性。由于东北电网PMSG和DFIG惯性时间常数理论值均为10s, 因此可假设该区域电网PMSG和DFIG在频率扰动事件中表现出相同的惯量特性。可知二者等效惯量、总等效惯量与并网容量正相关。

$$\begin{cases} H_{w(sum)} = H_{w(PMSG)} + H_{w(DFIG)} \\ H_{w(PMSG)} \propto P_{PMSG(sum)} \\ H_{w(DFIG)} \propto P_{DFIG(sum)} \end{cases} \quad (17)$$

式中, $H_{w(sum)}$ 、 $H_{w(PMSG)}$ 、 $H_{w(DFIG)}$ 分别为在线风电机组总惯量、PMSG总惯量和DFIG总惯量, 其中 $H_{w(PMSG)}$ 正比于PMSG的在线容量 $P_{PMSG(sum)}$, $H_{w(DFIG)}$ 正比于DFIG的在线容量 $P_{DFIG(sum)}$ 。

综上, 风电具备一定的虚拟等效惯量, 其理论惯量值与风电的在线机组容量正相关, 与电源中风电出力占比正相关。实际发挥出的等效惯量与出厂时给定的额定值存在一定的差距, 二者关系取决于控制方式与机组运行工况, 即 $\Delta\omega_r$ 和 $\Delta\omega_s$ 的比值。

可将区域电网(如东北电网)在线非同步发电机转动惯量(默认非同步发电机惯量即为风电总惯量) H_{asm} 与风电额定功率 P_{asme} 的正相关性粗略简化成等效倍数关系, 即设定一个系数 K , 由式(10)、式(14)和式(17)得

$$H_{asm} = K \times P_{sum} \times \alpha = H_t - H_{sm} - H_{pl} \quad (18)$$

式中, K 为区域电网内所有在线风电机组的“惯量/额定功率”经验拟合系数。在给定运行方式下, K 可以通过扰动法得到的 H_t 与 H_{sm} 和 H_{pl} 作差后计算求得。即可通过计算 H_t 和同方式下的 H_{sm} 、 H_{pl} 和 P_{sum} , 利用大量历史数据拟合出区域电网的经验值 K 。

1.4 负荷侧电动机惯量估计

由于不同负荷的差异性和分散性,很难通过直接累加负荷侧电气设备的惯量获得负荷侧惯量。目前现有的主要算法是通过扰动法得到的系统惯量值减去发电侧惯量,得到负荷侧惯量占据系统惯量的20%^[37]左右。

负荷侧设备包括恒阻抗、同步电动机、异步电动机等类型,其中异步电动机负载在系统总负载中占比最大。因此,本文为研究负荷侧整体惯量,可以把负荷模型简化为一个带负载的电动机。

电动机自身惯量为 H_{mmi} ,负载折算在电机转子轴上的惯量为 H_{lmi} ,单台电动机与负载整体惯量为 H_{pli} ,三者关系为

$$H_{\text{pli}} = H_{\text{mmi}} + H_{\text{lmi}} \quad (19)$$

式中, H_{pli} 为单个负荷设备的等效惯量。电动机惯量比^[37] g (单位%)为 H_{lmi} 与 H_{mmi} 的比例,如式(20)所示。

$$g = \frac{H_{\text{lmi}}}{H_{\text{mmi}}} \quad (20)$$

进而得到在线单个负荷设备的等效惯量为

$$H_{\text{pli}} = (g + 1)H_{\text{mmi}} \quad (21)$$

在负荷侧电机系统选型时,一般要求惯量比 g 在3~20之间^[38],本文在以下计算中 g 取经验值3。

则负荷侧等效惯量 H_{pl} 为

$$H_{\text{pl}} = \sum H_{\text{pli}} = (g + 1) \sum H_{\text{mmi}} \quad (22)$$

2 区域电网整体惯量计算

由第1节可知,区域电网整体惯量由发电侧同步发电机、发电侧非同步发电机和负荷侧电动机等提供,因此区域电网整体惯量是发电侧同步发电机、发电侧非同步发电机以及负荷侧电动机惯量之和。

根据式(8)、式(10)、式(14)和式(22),得到区域电网惯量的估计公式为

$$H_{\text{t}} = \sum H_{\text{smi}} + K \times P_{\text{sum}} \times \alpha + (g + 1) \sum H_{\text{mmi}} \quad (23)$$

给定运行方式下,扰动法求解时 H_{r} 容易受到实际扰动发生次数和仿真软件限制。而快速实用化估计方法不受外界条件限制,过程简单、快速。因此可采取此方法替代扰动法求解系统惯量 H_{t} 。

扰动法和实用化快速估计法的计算目的相同,但二者计算原理和过程存在显著差异。

扰动法基本原理强调系统的频率响应能力反映系统整体惯性;实用化快速估计法可应用于任意运行方式,强调累加各个在线部分的物理惯性,作

为整体的计算结果。

通过对比,实用化快速估计方法的优势在于:

1) 鲁棒性强。与只能计算发生切机事件时的转动惯量的扰动法不同,实用化快速估计法适用性更强、不受运行方式限制,可计算任意正常/事故运行方式的转动惯量;

2) 计算速度快。扰动法需要在设置故障类型后进行详细的暂态稳定计算^[16]。实际测算表明,普通计算机完成东北电网切机事件后的暂态稳定过程计算时间约为550 s。而在事先已经掌握源、荷侧的各类型机组转动惯量量测和经验数据的前提下,给定运行方式后实用化快速估计法仅用10~15 s即能计算出结果,与扰动法对比,在线统计法节省约98%的计算时间。

3 算例及验证

为验证实用化快速估计法的准确性和实用性,对东北电网的100个运行方式进行仿真计算,求出该区域电网中风电总惯量的经验系数值 K ;接着运用扰动法和实用化快速估计法分别计算该区域电网发生大扰动时的电网总惯量 H_{r} 和 H_{t} ,并进行验证。

3.1 仿真计算拟合求取 K

以2019—2020年东北电网实际数据为基础进行仿真计算,计算电网各惯量。

设定1%~10%的10个新能源占比级别,每档递增1%,每个级别搭配2020年该区域电网的冬大、冬小、夏大、夏小等10个运行方式,共100个运行方式。

用扰动法模拟切除某1000 MW级最大转动惯量单台发电机,将电力系统分析综合程序PSASP仿真得到的系统频率数据导入计算程序,计算 H_{r} 。同时,获取所有并网的同步发电机厂家给定的甩负荷试验得到的 H_{smi} ,对未知参数进行拟合。

每个新能源占比对应的10个运行方式的 H_{t} 、 H_{r} 及 K 的平均值如图2所示。求得 H_{t} 值后,根据式(23),拟合计算出了 K ,图2中100个方式 K 的平均经验值为2.303。以 H_{r} 为准, H_{t} 和 H_{r} 的平均误差为-1.3%,误差可以满足工程要求,证明了式(11)的准确性。

3.2 在实际算例中对验证

2019年11月15日,东北电网发生了某单台发电机脱网事件。该机脱网时出力为1126 MW,造成电网频率由50.05 Hz下降至49.90 Hz。故障时该电网发电功率为62 210 MW,火电占比为69%,新能源占比为21%,核电占比为9.2%,负荷约为58 322 MW(不算厂用负荷)。故障发生后2 s内

df_R/dt 约为 0.034 78 Hz/s。扰动法计算的转动惯量 H_R 为 809 373 MW·s。

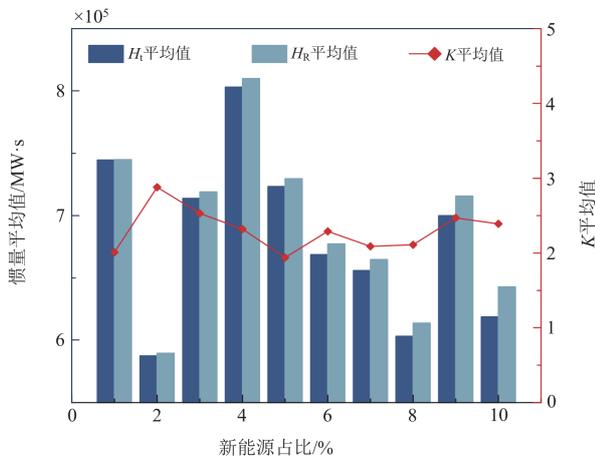


图2 不同运行方式下 H_t 、 H_R 及 K 的平均值

Fig. 2 Magnitude of average value H_t , H_R and K under different operation modes

2020年7月22日,东北电网再次发生某单台发电机脱网事件。该机脱网前出力为1031 MW。故障时总功率为59 890.70 MW,同步发电机出力为55 548 MW,新能源占比为7.25%,负荷约为56 538 MW。电网频率从49.96 Hz下降至49.88 Hz。故障发生后2 s内 df_R/dt 约为0.0325 Hz/s。扰动法计算的转动惯量 H_R 为793 076 MW·s。

将 K 平均值2.303(经验值)代入式(23)求 H_t ,通过对比两次事件中的 H_t 和 H_R ,对快速实用化算法进行验证,如表1所示。两次事件中 H_t 与 H_R 误差在-0.084%~0.056%之间。

表1 2019年和2020年系统发生扰动时的系统转动惯量及相关参数

Table 1 Moment of inertia and related parameters of the system during disturbance incidents in 2019 and 2020

年份	总发电功率/MW	新能源占比/%	负荷/MW	H_t /(MW·s)	H_R /(MW·s)
2019	62 210.00	21.00	58 322	808 690.71	809 373
2020	59 890.70	7.25	56 538	793 523.30	793 076

若以扰动法计算结果为准,则结果证明了本文所提算法的准确性,因此式(23)可对区域转动惯量进行快速、准确的实用化在线计算。

4 结论

为解决已有扰动法鲁棒性差且无法满足在线计算需求等问题,基于统计法基本原理提出了考虑风电及电动机等效惯量的新型区域电网惯量在线估计

方法。与扰动法共同应用于东北电网频率波动事件,两种方法 H_t 与 H_R 误差为-0.084%~0.056%,验证了所提方法的准确性与实用性。

需要特别指出的是,本文计算的风电总惯量拟合系数经验值 K 仅适用于东北电网现状分析研究,其他地区风电机组需根据系统自身特性及控制方式另行计算。

下一步需要深入开展不同负荷转动惯量精细化算法研究,提升不同运行方式下转动惯量的计算准确性。建议基于现有成熟的在线安全计算分析系统,开展新一代电力系统转动惯量在线计算、评估和预警系统研究,提升我国“碳中和、碳达峰”场景下的电力系统安全稳定性。

参考文献

- [1] 全国能源信息平台. 国家电网 2050: “两个 50%”的深度解析[EB/OL]. [2022-10-01]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1654048770880577174&wfr=spider&for=pc>.
- [2] 秦毅, 刘国海. 基于惯量响应支撑功率的电力系统一次调频功率估算[J]. 电测与仪表, 2022, 59(4): 79-83. QIN Yi, LIU Guohai. Primary frequency power estimation of power system based on inertia response support power[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(4): 79-83.
- [3] 曾辉, 孙峰, 李铁, 等. 澳大利亚“9.28”大停电事故分析及对中国启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 1-6. ZENG Hui, SUN Feng, LI Tie, et al. Analysis of “9.28” blackout in south Australia and its enlightenment to China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 1-6.
- [4] 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.
- [5] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8.9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183-6191. SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in Great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6191.
- [6] National Grid ESO. Technical report on the events of 9 August 2019[R/OL]. [2019-08-09]. London: National Grid ESO. <https://www.nationalgrideso.com/document/152346/download>.

- [7] National Grid ESO. Appendices to the technical report on the events of 9 August 2019[R]. [2019-08-09]. London: National Grid ESO, 2019. <https://www.nationalgrideso.com/document/152351/download>.
- [8] 黑阳, 付媛, 王毅, 等. 风电调频的控制参数选择及其影响分析[J]. 电测与仪表, 2017, 54(5): 16-21, 39.
HEI Yang, FU Yuan, WANG Yi, et al. Selection of control parameters for wind power participating in frequency regulation and the analysis of its influence[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2017, 54(5): 16-21, 39.
- [9] GU Huajie, YAN Ruifeng, SAHA T K. Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1533-1543.
- [10] CHIODO E, LAURIA D, MOTTOLA F. On-line Bayes estimation of rotational inertia for power systems with high penetration of renewables, part 1: theoretical methodology[C] // 2018 International symposium on power electronics, Electrical Drives, Automation Motion, June 20-22, 2018, Museo Arsenale Amalfi, Largo Cesareo Console, Italy: 835-840.
- [11] THONGCHART K, FATHIN S, RAHMAN, MASAYUKI W, et al. Extended virtual inertia control design for power system frequency regulation[C] // Proceedings of the 2019 IEEE PES GTD Asia, March 19-23, 2019, Bangkok, Thailand: 97-101.
- [12] SHAFIULLAH M, RAHMAN H, HOSSAIN MI, et al. The study of dependency of power system stability on system inertia constant for various contingencies[C] // International Conference on Electrical Engineering and Information & Communication Technology (ICEEICT), April 10-12, 2014, Dhaka, Bangladesh: 324-328.
- [13] Australian Energy Market Commision. Final determination 19 September 2017 published version[EB/OL]. [2017-09-19]. Sydney: AEMO, 2017. <https://www.aemc.gov.au/>.
- [14] 曾繁宏, 张俊勃. 电力系统惯性的时空特性及分析方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 50-58, 373.
ZENG Fanhong, ZHANG Junbo. Temporal and spatial characteristics of power system inertia and its analysis method[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 50-58, 373.
- [15] 文云峰, 杨伟峰, 林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控制研究综述及展望[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 211-222.
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of low-inertia power systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 211-222.
- [16] 李卫东. 关于频率响应控制未来发展的思考[J]. 发电技术, 2018, 39(1): 84-89.
LI Weidong. On frequency response control of future grid[J]. Power Generation Technology, 2018, 39(1): 84-89.
- [17] TOMA L, SANDULEAC M, BALTAC SA, et al. On the virtual inertia provision by BESS in low inertia power systems[C] // 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON) // June 3-7, 2018, Limassol · St. Raphael Resort, Cyprus: 1-6.
- [18] 杨旭红, 姚凤军, 郝鹏飞, 等. 基于改进型RBF神经网络的VSG转动惯量自适应控制[J]. 电测与仪表, 2021, 58(2): 112-117.
YANG Xuhong, YAO Fengjun, HAO Pengfei, et al. Adaptive inertia control for VSG based on improved RBF neural network[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(2): 112-117.
- [19] 曾辉, 苏安龙, 葛延峰, 等. 考虑负荷特性的区域电网在线转动惯量快速估计算法[J/OL]. [2022-07-12]. 电网技术: 1-13. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2022.0312>.
ZENG Hui, SU Anlong, GE Yanfeng, et al. Fast estimation algorithm for on-line moment of inertia of regional power grid considering load characteristics[J/OL]. [2022-07-12]. Power System Technology: 1-13. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2022.0312>
- [20] ANDERSON P M, FOUAD A A. 电力系统控制与稳定[M]. 王奔, 译. 北京: 电子工业出版社, 2012.
- [21] 吴俊勇, 夏明超, 徐丽杰, 等. 电力系统分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2014.
- [22] 胡翔骏, 黄金玉. 电路分析[M]. 北京: 高等教育出版社, 2002.
- [23] 黄林彬, 辛焕海, 黄伟, 等. 含虚拟惯量的电力系统频率响应特性定量分析方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 31-38.
HUANG Linbin, XIN Huanhai, HUANG Wei, et al. Quantified analysis method of frequency response characteristics for power systems with virtual inertia[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 31-38.
- [24] 郭小龙, 刘方蕾, 胥国毅, 等. 风电机组参与调频的虚拟惯量控制与快速频率控制[J]. 智慧电力, 2020, 48(12): 1-7.
GUO Xiaolong, LIU Fanglei, XU Guoyi, et al. Virtual inertia control and fast frequency control of wind turbine participating in frequency regulation[J]. Smart Power, 2020, 48(12): 1-7.

- [25] 齐军, 陈磊, 闵勇, 等. 虚拟惯量控制响应延时对控制效果的影响分析[J]. 智慧电力, 2022, 50(6): 1-7.
QI Jun, CHEN Lei, MIN Yong, et al. Influence of virtual inertia control response delay on control effect[J]. Smart Power, 2022, 50(6): 1-7.
- [26] 常辉, 刘文颖, 行舟, 等. 电力系统暂态稳定计算的在线应用[J]. 电网技术, 2007, 31(13): 54-58.
CHANG Hui, LIU Wenying, XING Zhou, et al. Online application of power system transient stability computation[J]. Power System Technology, 2007, 31(13): 54-58.
- [27] 张兴, 曹仁贤. 太阳能光伏并网发电及其逆变控制[M]. 北京: 机械工业出版社, 2018.
- [28] 于少娟, 刘立群, 嘉燕冰. 新能源开发与应用[M]. 北京: 电子工业出版社, 2013.
- [29] 宋永端. 风力发电系统与控制技术[M]. 北京: 电子工业出版社, 2012.
- [30] 陈宇航, 王刚, 侍乔明, 等. 一种新型风电场虚拟惯量协同控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5): 27-33.
CHEN Yuhang, WANG Gang, SHI Qiaoming, et al. A new coordinated virtual inertia control strategy for wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5): 27-33.
- [31] 侍乔明, 付立军, 李海英, 等. 直驱永磁风力发电机组的频率响应简化模型及其应用[J]. 智慧电力, 2020, 48(1): 42-48, 90.
SHI Qiaoming, FU Lijun, LI Haiying, et al. Simplified frequency response model of directly-driven wind turbine with permanent-magnet synchronous generator and its application[J]. Smart Power, 2020, 48(1): 42-48, 90.
- [32] 邢鹏翔, 侍乔明, 王刚, 等. 风电机组虚拟惯量控制的响应特性及机理分析[J]. 高电压技术, 2018, 44(4): 1302-1310.
XING Pengxiang, SHI Qiaoming, WANG Gang, et al. Response characteristics and mechanism analysis about virtual inertia control of wind generators[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4): 1302-1310.
- [33] 江涵, 岳程燕, 严兴煜, 等. 高比例可再生能源系统惯量约束对灵活性分析的影响研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(18): 44-51.
JIANG Han, YUE Chengyan, YAN Xingyu, et al. Influence of system inertia on flexibility resource analysis for an interconnection system with a high proportion of intermittent renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(18): 44-51.
- [34] 田雨果, 王彤, 邢其鹏, 等. 计及虚拟惯量控制与低电压穿越的光伏发电系统暂态稳定分析[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 52-59.
TIAN Yuguo, WANG Tong, XING Qipeng, et al. Transient stability analysis of a photovoltaic generation system considering virtual inertia control and low voltage ride-through[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 52-59.
- [35] 徐波, 章林炜, 俞向栋, 等. 基于系统辨识的电力系统惯量在线评估改进方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(18): 62-69.
XU Bo, ZHANG Linwei, YU Xiangdong, et al. An improved method of power system inertia online estimation based on system identification[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(18): 62-69.
- [36] 王彤, 邢其鹏, 李鸿恩, 等. 计及虚拟惯量控制的DFIG等效惯量在线评估与响应特性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(11): 52-60.
WANG Tong, XING Qipeng, LI Hongen, et al. Online evaluation and response characteristics analysis of equivalent inertia of a doubly-fed induction generator incorporation virtual inertia control[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(11): 52-60.
- [37] BIAN Y, WYMAN-PAIN H, LI Furong, et al. Demand side contributions for system inertia in the GB power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 33(4): 3521-3530.
- [38] 刘辉, 黄莹, 赵万华, 等. 多因素耦合条件下数控机床进给系统负载惯量比的综合分析与设计[J]. 机械工程学报, 2014, 50(9): 108-113.
LIU Hui, HUANG Ying, ZHAO Wanhua, et al. Comprehensive analysis and design of load inertia ratio of machine tools feed drive under the condition of multi-factors coupling[J]. Journal of Mechanical Engineering, 2014, 50(9): 108-113.

收稿日期: 2022-08-30; 修回日期: 2022-11-25

作者简介:

曾辉(1984—), 男, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统转动惯量技术; E-mail: zenghuisy@mail.dlut.edu.cn

于晨阳(1996—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统频率响应, 电力系统惯量; E-mail: 13022722510@mail.dlut.edu.cn

李卫东(1964—), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析与控制, 电力市场, 新型电力系统频率稳定分析与控制。E-mail: wdli@dlut.edu.cn

(编辑 周金梅)