

考虑核电接入的大电网严重故障下孤网高频问题 及协调控制措施

王 梦¹, 丁 剑², 吴国暘², 宋云亭², 任率兵¹, 杨晓东³, 林 毅³, 胡臻达³

(1. 华北电力大学 电气与电子工程学院, 北京 102206; 2. 中国电力科学研究院, 北京 100192;

3. 国网福建省电力有限公司经济技术研究院, 福建 福州 350012)

摘要: 针对含核电机组的孤网高频问题, 提出了核电机组与常规机组涉频保护间的协调控制策略。基于 PSD-FDS 全过程动态仿真程序中的压水堆核电模型以及超速保护控制(OPC)模型, 研究了严重连锁故障下, 核电机组与电网的动态特性, 着重分析了机组超速保护、高频保护与电网高频切机的动作特性、相互影响以及协调配合情况, 并提出了改进的协调控制策略。结合实际电网算例, 验证了所提出的协调控制策略, 为核电机组涉频保护定值、机网协调优化及所接入电网的安全稳定运行等提供了参考。

关键词: 核能; 压水堆核电机组; 孤网运行; 高频保护; 超速保护; 协调策略

中图分类号: TM 71

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.12.015

0 引言

大机组、大电网、高电压、远距离、大容量输电已成为当今电力系统的特点。为提高大型电力系统运行的可靠性和经济性, 在加强电网建设和合理安排运行方式的同时, 必须注意解决系统内各种控制和保护系统的协调。近几年国外发生的大电网崩溃事故进一步说明了大电网严重连锁事故的复杂性, 以及保证控制保护系统在电网动态中的行为和协调、建立完善三道防线的必要性。

我国核电处于大规模建设和高速发展时期^[1-2]。随着核电机组在电网中比例的不不断提升, 一旦核电所在电网遭受到严重故障导致其与主网解列, 很容易出现电网高频问题。高频切机作为电网侧控制频率上升的主要手段, 目前尚无统一的整定方法, 各省网采用的高频切机方案差别较大, 很难保证孤网功率严重过剩情况的频率稳定。因此, 确保网内机组涉网保护与电网高频切机措施的协调配合, 就成为了维持孤网频率稳定的重要手段。

国内学者针对孤网高频问题开展了一些研究, 文献[3]针对贵州主网及其地区电网孤网运行高频问题, 提出了发电机高频保护与汽轮机超速保护控制 OPC(Over-speed Protection Controller)协调方案, 并给出了连锁切机、高频切机的配置方案。文献[4]针对石河子电网孤网高频问题, 开展了火电机组 OPC 定值的深化研究, 提出了一整套 OPC 保护

定值配置原则。然而, 目前的研究多基于含小容量水火电机组的常规电网, 对含大容量核电机组电网的孤网高频研究甚少。虽然核电机组常规岛部分的原理和结构与火电机组相似, 但在设备的设计方面却存在许多差异, 导致其运行维护、保护配置方面具有一定独特性。

本文利用 PSD-FDS 仿真软件中建立的压水堆核电模型^[5]和 OPC 模型^[6]。针对核电机组所在电网孤岛运行时频率协调控制策略可能存在的问题, 提出了机组涉频保护间的协调优化方法, 并利用此方法对核电机组涉频保护定值进行了仿真优化。

1 核电机组涉频保护

核电厂对核电机组的安全要求很高, 配备了比较完善的保护控制系统。核电机组涉频保护结构层次图如图 1 所示。

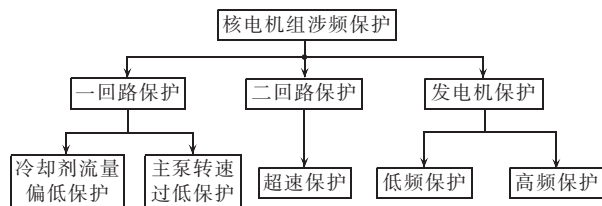


图 1 核电机组涉频保护结构层次图

Fig.1 Hierarchical structure of frequency-related nuclear unit protections

1.1 反应堆一回路冷却剂流量偏低和主泵转速过低保护

反应堆一回路冷却剂流量偏低保护用来防止由于堆功率不能及时导出而引起燃料和包壳温度上升情况。电网频率下降且低于核电机组低频保护定值时, 反应堆冷却剂泵转速下降, 一回路冷却剂流量偏低, 堆芯冷却效果变差, 可能引发堆芯熔化事故。具

收稿日期: 2014-12-02; 修回日期: 2015-09-30

基金项目: 国家电网公司大电网重大专项资助项目课题(SGCC-MPLG019-2012)

Project supported by the Major Projects on Planning and Operation Control of Large Scale Grid, State Grid Corporation of China(SGCC-MPLG019-2012)

体判据如下：

- a. 主泵转速低(<1365 r/min)；
- b. 回路冷却剂流量低(<88.8%FP,FP 指满功率)。

1.2 发电机频率异常保护

频率异常保护为防止汽轮机叶片及拉金的断裂事故发生而设定。对于核电机组,频率异常保护优先考虑与核岛的配合,在保证核岛安全的前提下,再考虑与系统的配合。

目前,对于核电机组允许的频率异常运行能力,国际尚无通用标准,仅国际原子能机构于 1987 年给出了建议的核电机组频率电压的运行限制^[7],见表 1(表中机端电压和机组功率为标么值)。国家标准规定的大型汽轮发电机(包括核汽轮机)运行频率限制见表 2。我国核电厂汽轮发电机-主变压器组频率保护定值及对应的自动动作见表 3。

表 1 核电机组频率、电压的运行限制
Table 1 Operational limits for different frequencies and voltages of nuclear unit

机端频率/Hz	机端电压	可持续时间	机组功率
[51,52)	0.95~1.05	5 s	100,a
[50.25,51)	0.95~1.05	1 h	100
[49.75,50.25)	0.90~0.95	1 h	100,b
(48.5,49]	0.95~1.02	30 min,c	95,d
(48,48.5]	0.95~1	20 min,c	90,d
(47.5,48]	0.95~1	10 min,c	85,d

注:a 表示频率升高,机组功率因汽门开度降低而线性减小;b 表示每年最大运行时间 2 h;c 表示仅限于特殊情况;d 表示频率降低引起功率输出线性减少。

表 2 汽轮机在不同频率下的允许运行时间
Table 2 Allowable operating durations for different frequency ranges of steam-turbine generator

频率范围/Hz	累计允许运行时间/min	每次允许运行时间/s
(51.0,51.5]	≥30	≥30
(50.5,51.0]	≥180	≥180
[48.5,50.5]	连续运行	连续运行
[48.0,48.5)	≥300	≥300
[47.5,48.0)	≥60	≥60
[47.0,47.5)	≥10	≥20
[46.5,47.0)	≥2	≥5

表 3 核电厂发电机-主变压器组频率保护定值
Table 3 Settings of frequency protections for generator-transformer set of nuclear power plant

保护名称	保护定值	延时	机组状态
低频 I	$f \leq 47 \text{ Hz}$	$\Delta t \geq 0.5 \text{ s}$	带厂用变孤岛运行
低频 II	$f \leq 47 \text{ Hz}$	$\Delta t \geq 3 \text{ s}$	全停
高频	$f \leq 47 \text{ Hz}$	$\Delta t \geq 0.2 \text{ s}$	带厂用变孤岛运行

比较发现:当电网高频时,国家标准规定大型核电机组应能在 51.5 Hz 持续运行 30 s,而实际电网中配置的核电机组高频保护定值和延时较为严苛。

1.3 汽轮机超速保护

核电机组超速保护为防止瞬态时汽轮机转速超限而设定。核电机组 OPC 与常见火电汽轮机超速保护功能基本相同,都是通过使 OPC 电磁阀带电开启,卸去 OPC 母管中的油压,快速关闭高低压调节阀,控制汽轮机的转速。但是由于核电机组多为半速机组,所以其超速保护的定值高于传统火电机组,一般为额定转速的 107.5%。

2 孤网高频切机与核电机组涉频保护配合

2.1 存在的问题

核电机组上网功率大,故障后孤网运行时,容易出现高频问题。机组高频保护、超速保护、电网高频切机作为控制孤网频率的重要手段,三者协调与否将对最后孤网频率能否稳定起到至关重要的作用。孤网高频时可能存在以下问题。

a. 核电机组在电网高频切机措施、常规水火电机组高频保护作用前,过早跳闸,导致大量功率缺额,迫使低频减载动作多轮。严重时可能引发孤网崩溃。

b. 孤网频率升高过程中,触发核电机组 OPC 动作,引发孤网内部功率振荡,最终导致电网崩溃。

功率缺额不大的情况下,仅依靠合理电网高频切机措施,就能够保持孤网稳定。功率缺额过大的情况下,孤网频率能否达到稳定很大程度上取决于核电机组涉网保护的動作特性。因此,合理设置核电机组频率异常保护和汽轮机 OPC 策略,防止大容量核电电源过早失去及核电机组 OPC 反复动作,对孤网的频率稳定至关重要。

2.2 电网高频切机与核电机组涉频保护配置原则

a. 制订协调的高频切机方案,在满足主网联网和孤网运行时的频率恢复要求下,尽量确保系统的频率不能升高到核电机组高频保护动作的范围内。做到切机量充分、不欠切、不过切。

b. 在核电机组性能允许时,适当提高其高频保护的频率动作值和延时值,并定期校验这些定值。

c. 在核电机组汽轮机机械性能允许的情况下,适当提高其 OPC 的动作值,并且与孤网内其他火电机组的 OPC 相协调。

3 孤网机组涉频保护的协调优化配置

电力系统是一个复杂的高维非线性系统,其频率无法用解析算法求出。考虑到电力系统仿真技术的迅速发展,本节利用仿真的方法研究电力系统的频率特性,提出含有核电机组的孤网高频切机措施与机组涉频保护的协调优化配置方法。该方法基于电网典型的运行方式,通过各种典型故障集进行仿真校验。具体的整定流程如图 2 所示。

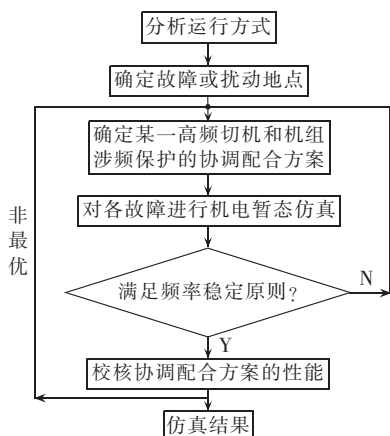


图 2 协调优化方法的整定流程

Fig.2 Flowchart of setting configuration by coordination optimization method

3.1 目标函数

设目标电网给定 N 种典型运行方式,每种典型运行方式对应一个故障集。第 i 种运行方式的第 j 种故障记为 $F_{i,j}$ 。考虑典型方式及典型故障的出现概率,设第 i 种运行方式出现的概率为 α_i ,第 i 种运行方式的第 j 种故障出现的概率为 $\beta_{i,j}$ 。则目标函数可以表示为:

$$\min \sum_{i=1}^N \left[\alpha_i \sum_{j=1}^{N_{i,j}} \beta_{i,j} (P_{i,j}^{\text{ss}}(\mathbf{X}) + P_{i,j}^{\text{ts}}(\mathbf{X})) \right] \quad (1)$$

$$P_{i,j}^{\text{ss}}(\mathbf{X}) = \begin{cases} C_1(49 - f_{i,j}^{\text{ss}}) & f_{i,j}^{\text{ss}} < 49 \\ 0 & 49 \leq f_{i,j}^{\text{ss}} \leq 51 \\ C_2(f_{i,j}^{\text{ss}} - 51) & f_{i,j}^{\text{ss}} > 51 \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{i,j}^{\text{ts}}(\mathbf{X}) = \begin{cases} C_3(f_{\text{sh}} - f_{i,j}^{\text{ts}}) & f_{i,j}^{\text{ts}} < f_{\text{sh}} \\ 0 & f_{\text{sh}} \leq f_{i,j}^{\text{ts}} \leq f_{n0} \\ C_4(f_{i,j}^{\text{ts}} - f_{n0}) & f_{i,j}^{\text{ts}} > f_{n0} \end{cases} \quad (3)$$

其中, $f_{i,j}^{\text{ss}}$ 为第 i 种方式的第 j 种典型故障的稳态频率; $f_{i,j}^{\text{ts}}$ 为第 i 种方式的第 j 种典型故障的动态频率; f_{sh} 为低频减载第 1 轮动作值; f_{n0} 为核电机组超速保护对应的动作频率; C_1 为过切惩罚系数, $C_1 > 0$; C_2 为欠切惩罚系数, $C_2 > 0$; C_3 为动态频率小于 f_{sh} 的惩罚系数, $C_3 > 0$; C_4 为动态频率高于 f_{n0} 的惩罚系数, $C_4 > 0$; $P_{i,j}^{\text{ss}}(\mathbf{X})$ 、 $P_{i,j}^{\text{ts}}(\mathbf{X})$ 为惩罚函数。

分析可知,优选控制变量 $\mathbf{X}$ 应在所有的 $F_{i,j}$ 中,尽可能地同时满足以下 2 个条件,目标函数才能取得最小值。

a. 对于 $P_{i,j}^{\text{ss}}(\mathbf{X})$,当系统稳态频率处于 49~51 Hz 之间时,惩罚系数为 0, $P_{i,j}^{\text{ss}}(\mathbf{X})$ 取得最小值;当系统稳态频率不在上述范围时,惩罚系数不为 0, $P_{i,j}^{\text{ss}}(\mathbf{X})$ 不能取得最小值。

b. 对于 $P_{i,j}^{\text{ts}}(\mathbf{X})$,当系统动态频率不高于核电机组超速保护所对应的频率、不低于低频减载第 1 轮的频率时, $P_{i,j}^{\text{ts}}(\mathbf{X})$ 取得最小值。

然而 $f_{i,j}^{\text{ss}}$ 、 $f_{i,j}^{\text{ts}}$ 都没有明确的表达式,也不是待求控制变量 $\mathbf{X}$ 的连续函数,很难通过解析的方法求解控制变量 $\mathbf{X}$ 。只能在 $\mathbf{X}$ 的取值范围内利用试探的方法获得 $\mathbf{X}$,并通过仿真软件进行时域仿真得到 $f_{i,j}^{\text{ss}}$ 、 $f_{i,j}^{\text{ts}}$ 的变化规律。因此,若该 $\mathbf{X}$ 能够使目标函数取得最小值,则认为该 $\mathbf{X}$ 是目标函数的合理解,但是符合条件的 $\mathbf{X}$ 不止一个,还需要结合最后的频率恢复曲线,选择最优。

3.2 控制变量

高频切机需要整定的参数包括切机轮次数、启动频率、延时、每轮的切机量。在需要参与高频切机方案机组选定后,高频切机方案可以唯一确定。而对于含有核电机组的电网,核电机组高频保护的定值和延时以及超速保护的動作特性对系统频率稳定有较大的影响。结合这两方面因素,优化方法的控制变量 $\mathbf{X}$ 唯一确定,可表示为:

$$\mathbf{X} = [k, f_i, t_i, \Delta P_i, f_{n(j)}, t_{n(j)}, n_{0(j)}, t_{0(j)}, n_{r(j)}] \quad (4)$$

其中, k 为高频切机总轮次数; f_i 为高频切机第 i 轮动作频率; t_i 为高频切机第 i 轮动作延时; ΔP_i 为高频切机第 i 轮切机量; $f_{n(j)}$ 为第 j 台核电机组高频保护的定值; $t_{n(j)}$ 为第 j 台核电机组高频保护的延时; $n_{0(j)}$ 为第 j 台核电机组超速保护的動作转速; $t_{0(j)}$ 为第 j 台核电机组超速保护的延时; $n_{r(j)}$ 为第 j 台核电机组超速保护的复归转速。

实际电网中核电机组汽轮机超速保护的動作特性因机组容量、生产厂家而异^[8-12]。需要注意的是超速保护的延时是指超速保护動作后至复归之间的时间间隔。 $n_{0(j)}$ 的定值通常为 1.07 倍的额定转速; $n_{r(j)}$ 的定值通常为额定转速; $t_{0(j)}$ 介于 0.5~7.5 s 间,发电机高频保护的定值需结合机组自身机械特性而制定。

3.3 典型运行方式及故障发生的概率

实际电网中,高频切机装置一旦设定好,在很长一段时间内不随系统运行方式、故障形式变化。因此,整定电网高频切机方案要尽可能地考虑系统可能出现的运行方式和可能发生的功率缺额。需要注意的是,不同故障在同一典型方式下出现的概率各不相同,而各典型方式下同一故障出现的概率也不同。可以在目标函数中,引入每种故障的发生概率,进行协调控制的优化。对于故障集的选取应按照电力系统安全稳定导则的要求,结合实际电网情况选定。

3.4 约束条件

在制定高频切机措施与机组涉频保护的协调优化配置方案时,需满足一些不等式约束,包括切机轮次的上、下限约束,每轮延时的上、下限约束,频率恢复过程中动态频率的上、下限约束及稳态频率的上、下限约束等。

a. 高频切机轮次需要满足:

$$k_{\min} \leq k \leq k_{\max}$$

b. 第 i 轮高频切机的动作值需要满足:

$$f_{i\min} \leq f_i \leq f_{i\max}$$

c. 高频切机每轮的延时需要满足:

$$t_{i\min} \leq t_i \leq t_{i\max}$$

d. 高频切机第 i 轮切机量需满足:

$$\Delta P_{i\min} \leq \Delta P_i \leq \Delta P_{i\max}$$

e. 高频切机总量需满足:

$$\sum_{i=1}^k \Delta P_i \leq \Delta P_{\text{sumax}}$$

f. 稳态频率应满足恢复频率的范围要求:

$$f_{\text{ss_min}} \leq f_{i,j}^{\text{ss}} \leq f_{\text{ss_max}}$$

g. 动态频率也需要保持在一定范围:

$$f_{\text{ls_min}} \leq f_{i,j}^{\text{ls}} \leq f_{\text{ls_max}}$$

对于 $f_{i,j}^{\text{ss}}, f_{i,j}^{\text{ls}}$ 的约束问题, 都有上、下限值作为参考。对于 $f_{i,j}^{\text{ss}}$, 其恢复值应不高于 51 Hz, 且不低于 49 Hz。 $f_{i,j}^{\text{ls}}$ 应满足其最大值不高于核电机组超速保护定值对应的频率 $f_{n0}(f_{n0}=pn/60)$, n 为超速保护的 动作转速, p 为发电机的极对数), 且其最小值不低于低频减载首轮动作值 f_{sh} 。

4 孤网高频问题实例仿真

本节以福建北部电网为研究对象, 对北部电网在高频情形下, 网内机组涉频保护与电网高频切机之间的相互影响进行仿真分析, 并给出相应的控制策略, 验证前述协调控制方法。

4.1 仿真电网概况

福建电网电源分布明显北多南少特点, 大量的负荷则集中在泉州、厦门附近的南部电网中。福建南北部电网通过 500 kV 单回线 12-27, 500 kV 双回线 18-24、24-25 相连。其中 4 号和 20 号为核电站, 均位于北部电网, 分别以四回 500 kV 线路接入电网。

算例基于福建电网 2017 年网架结构, 届时福建电网通过四回联络线通道与华东电网相连。北部区域内的电源包含核电、火电、水电、风电, 总出力 16059 MW, 区域最大负荷 8 666 MW, 外送比例高达 70%。每台核电站分别投运 4 台机组, 单机容量最大的核电机组占最大负荷的比例高达 12.56%, 大机小网问题突出。具体接线方式如图 3 所示。

仿真中考虑到的系统侧的安全稳定控制措施以及核电的保护配置情况如下。

a. 高频切机装置。

电网高频切机的定值在 50.6~51 Hz 之间, 动作延时 0.3 s。具体配置见表 4。

b. 火电厂高频保护装置(部分)见表 5。

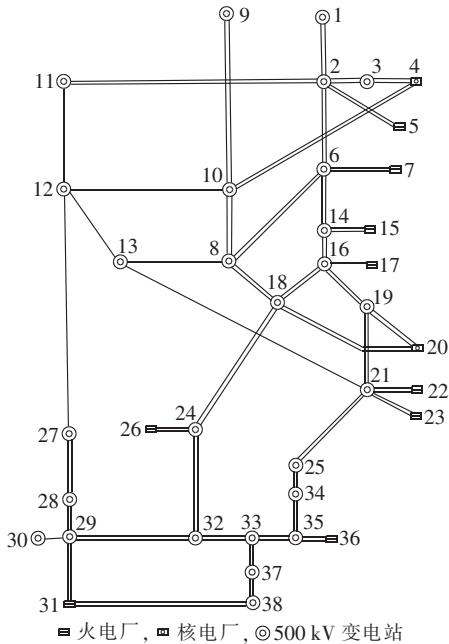


图 3 福建电网 500 kV 接线示意图

Fig.3 Wiring diagram of Fujian 500 kV power system

表 4 福建电网高频切机装置配置

Table 4 Configuration of over-frequency generator tripping device for Fujian Power Grid

电厂	定值/Hz	延时/s	各轮总可切出力/MW
1	50.6	0.3	150
2	50.6	0.3	
3	50.6	0.3	
4	50.8	0.3	640
5	50.8	0.3	
6	50.8	0.3	
7	50.8	0.3	
8	50.8	0.3	
9	50.8	0.3	
10	51.0	0.3	225
11	51.0	0.3	

表 5 福建电网火电厂高频保护装置配置

Table 5 Configuration of over-frequency protection for thermal power plants of Fujian Power Grid

电厂	机组编号	高频定值/Hz	延时/s
1	1	51.5	5
	2	51.5	7
	3	51.5	9
	4	51.5	11
	5	51.5	5
	6	51.5	7
2	1	51.5	10
	2	51.5	10
3	1	51.5	10
	2	51.5	12

c. 福建核电机组涉频保护。

所有核电机组的涉频保护配置一致。其中, 核电机组高频保护定值为 51.5 Hz, 延时为 0.5 s。核电机组 OPC 动作逻辑动作定值为 107% 的额定转速,

复归值为额定转速,延时 1 s。

4.2 现有孤网高频切机措施与机组涉频保护协调优化配置方案存在的问题

考虑 2017 年无厦门特典型方式下,1000 kV 线路 9-10 尚未投运。相对其他方式,网架较为薄弱,本节及后续仿真都将选取这一典型运行方式,针对福建电网南北通道断裂故障进行分析。

假定 2 s 时,500 kV 线路 12-27 相间短路,12 侧主保护拒动;3 s 时,后备保护动作故障清除;4 s 时,500 kV 双回线 18-24、24-25 无故障退出;5 s 时,福建电网与华东电网的联络线退出运行,造成福建北部电网孤网。

现有控制策略下,发生上述故障后,福建北部电网的母线频率偏差曲线如图 4 所示。

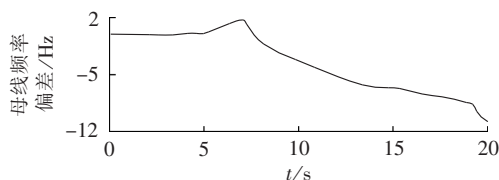


图 4 现有控制措施下母线频率偏差曲线
Fig.4 Curve of bus frequency deviation by existing control strategy

由图 4 可知,在现有控制策略下,依靠高频切机动作无法抑制频率飞升,最终频率升高至核电机组高频保护定值,核电机组高频保护动作切除 8 台核电机组,共计 8000 MW,引发低频问题,现有低频减载方案不能有效控制频率下降,最终导致孤网频率崩溃。期间网内火电机组 OPC 动作,但由于功率缺额过大,无法抑制频率上升。显然,当前采用的配置方案已无法满足新网架结构下的安全稳定需要。针对此类严重故障出现的高频现象,需对该地区机组涉频保护及高频切机协调配合方案进行深入研究。

4.3 2017 年无厦门特小方式下孤网高频协调配合方案的优化

当故障引起的功率缺额过大,仅靠电网高频切机措施无法抑制频率飞升时,单纯增加福建电网高频切机量意义不大。福建电网出现的问题主要在于核电机组高频保护定值不当。分析发现,核电机组发电机高频保护定值与大部分火电机组定值相同,而高频耐受能力却远不及网内大部分火电机组。因而导致电网故障时,核电机组高频保护先于常规机组高频保护动作,造成更大的功率缺额。参考前述分析,对核电机组高频保护及 OPC 定值进行深入研究。

利用第 3 节提出的优化方法,针对 2017 年无厦门特小方式下,南北通道断裂故障时,核电机组涉频保护定值进行优化。不考虑故障发生概率情况下,目标函数可以表示为:

$$\min(P^{ss}(X) + P^{ts}(X)) \quad (5)$$

其中罚函数系数均取 0.5,见式(6)、(7)。

$$P^{ss}(X) = \begin{cases} 0.5(49 - f^{ss}) & f^{ss} < 49 \\ 0 & 49 \leq f^{ss} \leq 51 \\ 0.5(f^{ss} - 51) & f^{ss} > 51 \end{cases} \quad (6)$$

$$P^{ts}(X) = \begin{cases} 0.5(f_{sh} - f^{ts}) & f^{ts} < f_{sh} \\ 0 & f_{sh} \leq f^{ts} \leq f_{n0} \\ 0.5(f^{ts} - f_{n0}) & f^{ts} > f_{n0} \end{cases} \quad (7)$$

由第 3 节分析,发生南北通道断裂故障时,当下孤网高频协调配合方案不能满足系统的要求,无法取得最小值。需要对核电机组保护配置进行整定。

4.3.1 核电机组高频保护定值深化研究

按照《电网运行准则》关于发电机组非正常运行能力的要求,汽轮发电机组应满足在 51~51.5 Hz 频率范围内持续运行不少于 30 s。依照表 1,核电机组应能在 51~52 Hz 范围内运行 5 s。因此,福建电网核电机组高频保护延时整定较为严苛。参考核电机组性能参数以及多个核电机组高频保护的配置情况,提出 3 种高频保护定值方案^[13-15]。

方案 1:福建电网核电机组高频保护定值统一为 51.5 Hz,延时 5 s。

方案 2:福建电网核电机组高频保护定值统一为 51.5 Hz,延时 30 s。

方案 3:福建电网保护定值为 51.5 Hz,每台核电机组的延时不同,分别为 0.5 s、5 s、5 s、30 s。

发生相同故障后,3 种方案下福建北部电网的母线频率偏差曲线如图 5 和图 6 所示。

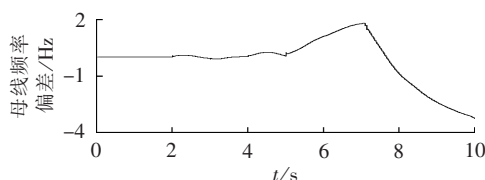


图 5 方案 1 下母线频率偏差曲线
Fig.5 Curve of bus frequency deviation by scheme 1

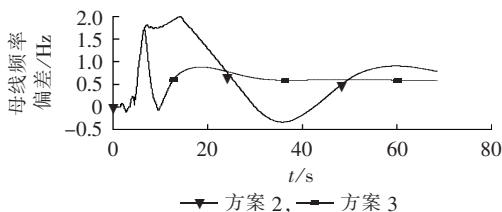


图 6 方案 2、3 下母线频率偏差曲线
Fig.6 Curve of bus frequency deviation respectively by scheme 2 and 3

方案 1 的仿真结果和福建电网原有整定方案相似,核电都过早跳闸,引发巨大功率缺额,最终导致频率崩溃。

方案 2 中,核电机组超速保护定值较高,未动作。而网内频率升高至火电机组 103% 的超速保护范围

内,火电机组超速保护动作,但是仍然无法抑制频率上升,最终网内频率悬浮在 51.5 Hz 之上超过 10 s,导致大量火电机组高频保护动作跳闸,频率骤降,电网频率下降至 OPC 保护复归值时,网内频率回升,如此反复。

方案 3 最终能够使北部电网最终恢复频率稳定。综合比较 3 种方案,方案 1 和方案 2 分别导致孤网频率崩溃和孤网频率振荡,不能够使频率最终稳定在一个合适范围内,从而由于罚函数的存在不能够使目标函数达到最小值。因而,方案 1 和方案 2 提出的控制变量的取值不是目标函数的解。方案 3 最终可以使频率恢复至合理范围,并维持在一个稳定状态,满足所有约束条件,能够使目标函数达到最值,所以方案 3 中,所提出的控制变量取值是目标函数的合理解。

4.3.2 核电机组 OPC 定值的研究

半速核电机组的 OPC 定值较高,对应至电网频率升高至 53.5 Hz 时才动作,发生触发核电机组 OPC 保护动作的事件概率较小。

国内核电机组一般采取统一定值,缺乏差异化的 OPC 策略,核电机组 OPC 同时动作可能导致系统频率骤降,引发孤网功率振荡。但是单台核电机组 OPC 保护定值较低,这样有利于在功率缺额很大的场景下,减小不平衡功率,使网内频率更快趋于稳定。建议核电机组采用差异化 OPC 策略,适当降低 1~2 台核电机组 OPC 动作定值,但要注意和火电机组 OPC 保护的配合。

4.3.3 核电机组与常规机组 OPC 保护协调优化

基于差异性核电机组高频保护方案,比较了 4 种不同的火电机组 OPC 方案,见表 6,表中 OPC 动作定值和复归值为标么值。

采用 4 种 OPC 保护改进方案后,孤网频率恢复曲线如图 7 所示。

表 6 OPC 保护改进方案
Table 6 Improved OPC schemes

方案	OPC 动作定值	延时/s	复归时间/s	复归值
1	1.03	0.2	—	1.00
2	1.03	0.2	—	1.03
3	1.03	0.2	1	—
4	1.03	0.2	3	—

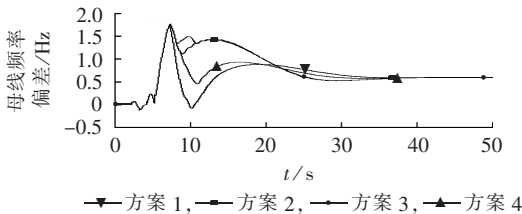


图 7 不同 OPC 方案下母线频率偏差曲线
Fig.7 Curve of bus frequency deviation respectively by different OPC schemes

由图 7 可以看出,4 种方案最终都可以控制孤网频率达到合理范围内。恢复过程中电网暂态最高频率为 51.8 Hz,暂态最低频率基于 OPC 策略的差异而不同。其中方案 1、4 能够迅速降低系统的频率,优于方案 2、3。

综上所述,方案 1 和 4 能够较好地使孤网频率恢复至合理水平。针对福建电网,建议福建电网内部火电机组 OPC 复归逻辑选择为 1.0 定值复归或 3 s 长延时复归。

由上述分析可知,在 2017 年无厦门特小方式下,采取以上控制变量将使目标函数达到最小值,该控制变量是目标函数的合理解。但是要获得实际电网的最优解,所求控制变量还需被其他典型方式校验。

5 结语

制定含有核电孤网的高频控制策略,既要最大限度地考虑核电、火电机组的安全,又要考虑与电网侧其他频率控制措施相协调。

本文提出了含核电的孤网高频切机措施与机组涉频保护协调控制原则以及核电机组与火电机组高频保护与超速保护的协调优化方法。基于 PSD-FDS 中所建立的核电机组仿真模型和 OPC 仿真模型,以福建电网为例,研究了故障后保持孤网稳定运行的机组涉频保护和电网高频切机的协调配合方案,并提出了合理的改进建议。本文的研究为核电机组及其所接入电网的涉频保护定值协调优化和安全稳定运行等提供了参考。但是,本文未对含孤网高频切机策略的优化配置方案进行分析,今后应当加强这方面的研究。

参考文献:

[1] 中国国家发展与改革委员会. 核电中长期发展规划(2005—2020 年)[R]. 北京:中国国家发展与改革委员会,2007.

[2] TREHAN N K,SARAN R. Nuclear power revival[C]//Nuclear Science Symposium Conference. Portland,USA:IEEE,2004:3630-3633.

[3] 孙华东,王雪冬,马世英,等. 贵州主网及其地区电网孤网运行的安全稳定控制[J]. 电网技术,2008,32(17):35-39,45.

SNU Huadong,WANG Xuedong,MA Shiyong,et al. Measures to improve system security and stability for isolated operation of Guizhou main power grid and its regional power networks[J]. Power System Technology,2008,32(17):35-39,45.

[4] 李晓璐,张志强,吴丽华,等. 地区电网火电机组超速保护定值深化研究[J]. 电网技术,2013,37(9):2521-2526.

LI Xiaojun,ZHANG Zhiqiang,WU Lihua,et al. Research on OPC values of thermal power unit in regional power system[J]. Power System Technology,2013,37(9):2521-2526.

[5] 吴国阳,宋新立,仲悟之,等. 大型压水堆核电机组建模研究[J]. 电力科学与技术学报,2012,27(2):31-36.

- WU Guoyang, SONG Xinli, ZHONG Wuzhi, et al. Modeling research on large pressurized water reactor nuclear power plant [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2012, 27(2): 31-36.
- [6] 宋新立, 刘肇旭, 李永庄, 等. 电力系统稳定计算中火电厂调速系统模型及其应用分析[J]. 电网技术, 2008, 32(23): 44-49.
- SONG Xinli, LIU Zhaoxu, LI Yongzhuang, et al. Analysis on speed governing system model for fossil-fuel generating plant and its application in power system stability simulation [J]. Power System Technology, 2008, 32(23): 44-49.
- [7] International Atomic Energy Agency. Introducing nuclear power plants into electrical power systems of limited capacity: problems and remedial measures [R]. Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency Technical Reports Series, 1987.
- [8] 田丰, 张俊杰. 大型机组电超速保护装置综述[J]. 国际电力, 2001(4): 13-18.
- TIAN Feng, ZHANG Junjie. Comment on over-speed protection control system of large size turbine unit [J]. International Electric Power for China, 2001(4): 13-18.
- [9] 邓婧, 李兴源, 魏巍. 汽轮机超速保护控制系统的性能优化及其对电网频率的影响分析[J]. 电网技术, 2010, 34(12): 50-56.
- DENG Jing, LI Xingyuan, WEI Wei. Optimization of over-speed protection controller for steam turbine and its influence on frequency of power grid [J]. Power System Technology, 2010, 34(12): 50-56.
- [10] 卢勇振, 肖振华. 1000 MW 超超临界汽轮机超速保护配置分析[J]. 电源技术应用, 2012(12): 105.
- LU Yongzhen, XIAO Zhenhua. An analysis on OPC configuration of 1000 MW ultra-supercritical steam turbine [J]. Power Supply Technologies and Applications, 2012(12): 105.
- [11] 覃超, 谢诞梅, 董川, 等. 超临界汽轮机超速保护系统分析[J]. 电站系统工程, 2007(1): 57-59.
- QIN Chao, XIE Danmei, DONG Chuan, et al. An analysis of 1000 MW ultra-supercritical steam turbine's OPC system [J]. Power System Engineering, 2007(1): 57-59.
- [12] 傅诗万. 新华 DEH 系统超速保护功能的原理及应用 [J]. 工业控制计算机, 2008(7): 5-6.
- FU Shiwan. Application principles of Xinhua DEH overspeed protection system [J]. Industrial Control Computer, 2008(7): 5-6.
- [13] 袁季修. 防止电力系统频率崩溃的紧急控制 [J]. 电力自动化设备, 2002, 22(4): 1-4.
- YUAN Jixiu. Emergency control for preventing frequency collapse of power system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2002, 22(4): 1-4.
- [14] 王家胜, 邓彤天, 冉景川. 火电机组在孤(小)网中的启动及运行方式研究 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(21): 102-106.
- WANG Jiasheng, DENG Tongtian, RAN Jingchuan. Start-up and operational mode of fossil plant units in an isolated (little) power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(21): 102-106.
- [15] 孙华东, 王雪冬, 马世英, 等. 贵州主网及其地区电网孤网运行的安全稳定控制 [J]. 电网技术, 2008, 32(17): 35-39, 45.
- SUN Huadong, WANG Xuedong, MA Shiyang, et al. Measures to improve system security and stability for isolated operation of Guizhou main power grid and its regional power networks [J]. Power System Technology, 2008, 32(17): 35-39, 45.

作者简介:



王 梦

王 梦(1989—),女,河南商丘人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统分析、安全与控制(E-mail:wm200808606@163.com);

丁 剑(1977—),男,湖南益阳人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统运行控制技术(E-mail:dingjian@epri.sgcc.com);

吴国昶(1974—),男,浙江乐清人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统仿真与分析(E-mail:wugy@epri.sgcc.com)。

High-frequency problem and corresponding coordinative control of islanded grid with nuclear units in large-scale power grid with serious fault

WANG Meng¹, DING Jian², WU Guoyang², SONG Yunting², REN Shuaibing¹,
YANG Xiaodong³, LIN Yi³, HU Zhenda³

(1. Institute of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

3. State Grid Fujian Electric Power Co., Ltd. Economic and Technology Institute, Fuzhou 350012, China)

Abstract: Aiming at the high-frequency problem of islanded grid with nuclear units, a strategy of coordinative control between the frequency-related protection of nuclear and conventional units is proposed. Based on the models of PSD-FDS for the pressurized water reactor nuclear power plant and the OPC (Over-speed Protection Controller) model, the dynamic performances of nuclear power unit and power grid in the condition of serious cascading failures are studied. The action performances of generator over-speed protection, over-frequency protection and grid over-frequency generator-tripping device, as well as their coordination, are emphasized. An improved strategy of coordinative control is proposed, which is verified with an actual power grid and can be used as a reference for the protective setting configuration, unit-grid coordination optimization and stable operation of grid with nuclear units.

Key words: nuclear energy; pressurized water reactor nuclear power plant; islanding operation; abnormal frequency protection; over-speed protection; coordination method