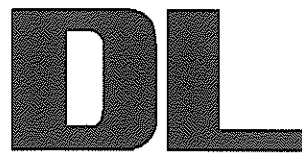


ICS 29.020  
K 07  
备案号: 40064-2013



# 中华人民共和国电力行业标准

DL/T 1234 — 2013

---

## 电力系统安全稳定计算技术规范

Technique specification of power system security and stability calculation

2013-03-07 发布

2013-08-01 实施

---

国家能源局 发布



## 目 次

前言 .....	II
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	1
4 目的和要求 .....	3
5 基础条件 .....	5
6 方法和判据 .....	10
7 安全稳定计算分析和提高稳定性的措施 .....	17
8 安全稳定计算分析的管理 .....	18

## 前 言

为贯彻执行 DL 755《电力系统安全稳定导则》和 DL/T 1040《电网运行准则》的有关要求，指导并规范各有关单位开展电力系统安全稳定分析计算工作，特制定本标准。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由全国电网运行与控制标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：国家电网公司国家电力调度控制中心、中国电力科学研究院、中国南方电网电力调度控制中心、中国能源建设集团有限公司。

本标准主要起草人：汤涌、李明节、孙华东、周济、苏寅生、曾勇刚、常青、何剑、徐式蕴、叶俭、刘志铎、杨攀峰、寇慧珍、刘肇旭、刘增煌、朱方、宋瑞华、仲悟之。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

# 电力系统安全稳定计算技术规范

## 1 范围

本标准规定了电力系统安全稳定计算的术语和定义、目的和要求、基础条件、方法和判据、安全稳定计算分析和提高稳定性的措施以及安全稳定计算分析的管理。

本标准适用于 220kV 及以上电力系统的安全稳定计算分析工作。电力系统规划、设计、建设、生产运行、科学试验、设备制造等单位在开展电力系统安全稳定计算分析时，均应遵守和执行本标准。220kV 以下电力系统的安全稳定计算工作可参照执行。

## 2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 26399 电力系统安全稳定控制技术导则

DL 755 电力系统安全稳定导则

DL/T 1040 电网运行准则

## 3 术语和定义

GB/T 26399、DL 755 和 DL/T 1040 界定的术语和定义及下列术语和定义适用于本标准。

### 3.1

**电力系统的安全性 power system security**

电力系统在运行中承受扰动（例如突然失去电力系统的元件或短路故障等）的能力。通过两个特性表征：

- 电力系统能承受住故障扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况。
- 在新的运行工况下，各种约束条件得到满足。

### 3.2

**电力系统的稳定性 power system stability**

电力系统受到扰动后保持稳定运行的能力。根据电力系统失稳的物理特性、受扰动的大小以及研究稳定问题应考虑的设备、过程和时间框架，电力系统稳定可分为功角稳定、频率稳定和电压稳定三大类以及若干子类。电力系统稳定性分类见图 1。

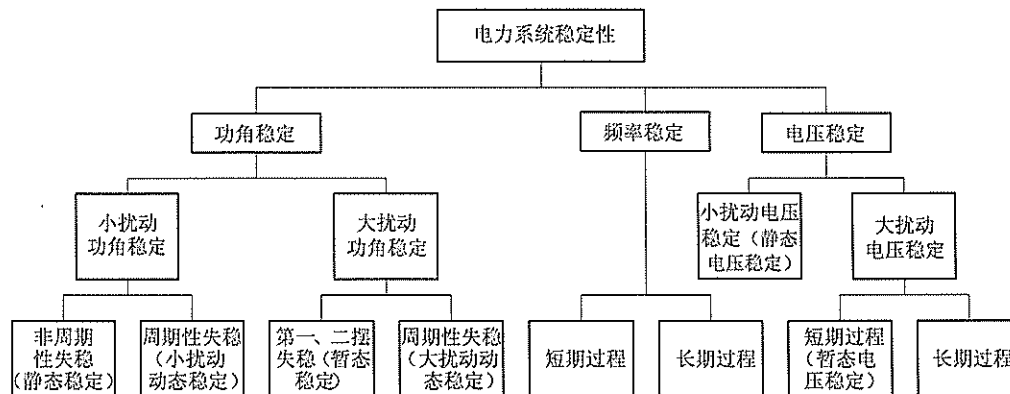


图 1 电力系统稳定性分类

### 3.2.1

#### 功角稳定 rotor angle stability

同步互联电力系统中的同步发电机受到扰动后保持同步运行的能力。功角失稳由同步转矩或阻尼转矩不足引起，同步转矩不足导致非周期性失稳，而阻尼转矩不足导致振荡失稳。

#### 3.2.1.1

##### 小扰动功角稳定 small-disturbance rotor angle stability

电力系统遭受小扰动后保持同步运行的能力，它由系统的初始运行状态决定。小扰动功角失稳可表现为转子同步转矩不足引起的非周期失稳以及阻尼转矩不足造成的转子增幅振荡失稳。

#### 3.2.1.1.1

##### 静态功角稳定 steady-state rotor angle stability

指电力系统受到小扰动后，不发生非周期性失步，自动恢复到起始运行状态的能力。简称静态稳定是小扰动功角稳定的一种形式。

#### 3.2.1.1.2

##### 小扰动动态稳定 small-disturbance dynamic stability

电力系统受到小的扰动后，在自动调节和控制装置的作用下，不发生发散振荡或持续的振荡。是小扰动功角稳定的另一种形式。

#### 3.2.1.2

##### 大扰动功角稳定 large-disturbance rotor angle stability

电力系统遭受严重故障时保持同步运行的能力，它由系统的初始运行状态和受扰动的严重程度共同决定。大扰动功角失稳也表现为非周期失稳和振荡失稳两种形式。

#### 3.2.1.2.1

##### 暂态稳定 transient stability

电力系统受到大扰动后，各同步电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。通常指保持第一、第二摇摆不失步的功角稳定，是大扰动功角稳定的一种形式。

#### 3.2.1.2.2

##### 大扰动动态稳定 large-disturbance dynamic stability

电力系统受到大的扰动后，在自动调节和控制装置的作用下，保持较长过程的功角稳定性的能力。通常指电力系统受扰动后不发生发散振荡或持续的振荡，是大扰动功角稳定的另一种形式。

### 3.2.2

#### 电压稳定 voltage stability

电力系统受到小的或大的扰动后，系统电压能够保持或恢复到允许的范围内，不发生电压崩溃的能力。其物理本质是指：当系统向负荷提供的功率随电流的增加而增加时，系统电压稳定；反之，当系统向负荷提供的功率随电流的增加而减少时，系统电压不稳定。根据扰动的大小，电压稳定分为小扰动电压稳定和大扰动电压稳定。

#### 3.2.2.1

##### 小扰动电压稳定 small-disturbance voltage stability

电力系统受到诸如负荷增加等小扰动后，系统所有母线维持稳定电压的能力。也称为静态电压稳定。

#### 3.2.2.2

##### 大扰动电压稳定 large-disturbance voltage stability

电力系统遭受大扰动如系统故障、失去发电机或线路之后，系统所有母线保持稳定电压的能力。大扰动电压稳定可能是短期的或长期的。短期电压稳定又称暂态电压稳定（transient voltage stability）。

### 3.2.3

#### 频率稳定 frequency stability

电力系统受到严重扰动后，发电和负荷需求出现大的不平衡情况下，系统频率能够保持或恢复到允

许的范围内、不发生频率崩溃的能力。频率稳定可是一种短期或长期现象。

### 3.3

#### 电磁暂态过程 **electromagnetic transient**

电力系统电磁暂态过程的分析,主要研究电力系统中从微秒至数秒之间的动态过程,研究对象主要包括:由系统外部引起的暂态过程如雷电过电压等;由故障及操作引起的暂态,如操作过电压、工频过电压等;谐振暂态,如次同步谐振、铁磁谐振等;控制暂态,如一次与二次系统的相互作用等;电力电子装置及灵活交流输电系统、高压直流输电中的快速暂态和非正弦的准稳态过程等。

### 3.4

#### 机电暂态过程 **electromechanical transient**

电力系统机电暂态过程的分析,主要研究电力系统受到大干扰后的暂态稳定和受到小干扰后的小干扰稳定性能,包括功角稳定、电压稳定和频率稳定,主要考虑几个周波到数十秒的过程。

### 3.5

#### 中长期动态过程 **mid/long term dynamic**

中长期动态过程主要研究电力系统遭受到大的或小的扰动后,系统在长时间过程内维持正常运行的能力。中长期稳定主要考虑数十秒至数十分钟的动态过程。调速控制元件如励磁过励限制、自动发电控制、负荷频率控制等都会对其产生影响。

### 3.6

#### 次同步振荡/次同步谐振 **subsynchronous oscillation/subsynchronous resonance**

次同步振荡是指一种电网和汽轮发电机组在低于工频的一个或几个频率上相互交换能量的非正常运行状态。

次同步谐振是指采用串补装置的输电系统中汽轮发电机组的机械量和电气量振荡,该振荡的能量交换暂态过程可能是弱阻尼或负阻尼。

### 3.7

#### 再同步 **resynchronization**

再同步是指电力系统或个别机组受到大的扰动后,同步电机经过短时间非同步运行过程后再恢复到同步运行方式。

### 3.8

#### N-1 原则 **N-1 principle**

正常运行方式下的电力系统中任一元件(如线路、发电机、变压器、直流单极等)无故障或因故障停运,电力系统应能保持稳定运行和正常供电,其他元件不过负荷,电压和频率均在允许范围内。这通常称为 N-1 原则。

N-1 原则用于电力系统静态安全分析(单一元件无故障断开),或动态安全分析(单一元件故障后断开的电力系统稳定性分析)。

### 3.9

#### 直流调制 **HVDC modulation**

直流调制是指利用直流输电系统所联交流系统中的某些运行参数的变化,对直流功率、直流电流、直流电压或者换流器吸收的无功功率进行自动调整,充分发挥直流系统的快速可控性,用以改善交流系统运行性能的控制功能。

直流调制主要包括紧急功率控制、紧急频率控制、附加功率调制、附加频率调制、无功调制、次同步振荡抑制和快速功率反转等功能。

## 4 目的和要求

### 4.1 目的

电力系统安全稳定计算的目的是通过对电力系统进行详细的仿真计算和分析研究,确定系统稳定问

题的主要特征和稳定水平,提出提高系统稳定水平的措施和保证系统安全稳定运行的控制策略,用以指导电网规划、设计、建设、生产运行以及科研、试验中的相关工作。

#### 4.2 总体要求

电力系统安全稳定计算应根据系统的具体情况和要求,对系统的电压无功、短路电流、静态安全、静态稳定、暂态稳定、动态稳定、电压稳定、频率稳定、中长期动态过程、次同步振荡/次同步谐振以及再同步进行计算与分析,并研究系统的基本稳定特性,检验电网的安全稳定水平,优化电网规划方案,提出保证系统安全稳定运行的控制策略和提高系统稳定水平的措施。

#### 4.3 无功功率平衡和电压波动分析

无功电压分析主要分析无功平衡与电压控制策略,其目的是实现无功的分层分区就地平衡,确保在正常、检修及特殊方式下各电压等级母线电压均能控制在合理水平,并具有灵活的电压调节手段。对于联系薄弱的电网联络线、网络中的薄弱断面等有必要开展电压波动计算分析。

#### 4.4 静态安全分析

电力系统静态安全分析指应用潮流计算的方法,根据  $N-1$  原则,逐个无故障断开线路、变压器、直流单极等单一元件,检查其他元件是否因此过负荷和电网电压水平是否符合要求,用以检验电网结构强度和运行方式是否满足安全运行的要求。

#### 4.5 短路电流安全校核

短路电流安全校核的目的是在规定的运行方式或网络拓扑结构下,检验系统中各母线短路电流水平是否满足相关断路器开断能力的要求,研究限制短路电流水平的措施。

#### 4.6 静态稳定计算分析

4.6.1 电力系统静态稳定计算分析的目的是采用相应的判据确定电力系统各个运行点的静态稳定性,在给定运行方式下求取静态输送功率极限和静稳定储备,检验静稳定储备是否满足要求。

4.6.2 对于大电源送出线、联系薄弱的电网联络线、大受端系统、网络中的薄弱断面等需要进行静态稳定分析。

#### 4.7 暂态稳定计算分析

暂态稳定计算分析的目的是在规定的运行方式和故障形态下,对系统的暂态稳定性进行校验,研究保证电网安全稳定的控制策略,并对继电保护和自动装置以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

#### 4.8 动态稳定计算分析

4.8.1 动态稳定可分小扰动动态稳定和大扰动动态稳定。小扰动动态稳定分析因扰动量足够小,系统可用线性化状态方程描述。大扰动动态稳定分析中,扰动量大到系统应采用非线性方程来描述。

4.8.2 动态稳定计算分析的目的是在规定的运行方式和扰动形态下,对系统的动态稳定性进行校验,确定系统中是否存在负阻尼或弱阻尼振荡模式,并对系统中敏感断面的潮流控制、提高系统阻尼特性的措施、并网机组励磁及其附加控制系统和调速系统的配置和参数优化以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

#### 4.9 电压稳定计算分析

电压稳定计算分析的目的是在规定的运行方式和故障形态下,对系统的电压稳定性进行校验,并对系统电压稳定控制策略、低电压减负荷方案、无功补偿配置以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

#### 4.10 频率稳定计算分析

频率稳定计算的目的是,当系统的全部或解列后的局部出现较大的有功功率扰动造成系统频率大范围波动时,对系统的频率稳定性进行计算分析,并对系统的频率稳定控制对策,包括低频减负荷方案、低频解列方案、高频切机方案、机网协调策略、直流调制以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

#### 4.11 中长期动态过程计算分析

4.11.1 中长期动态过程仿真计算中系统用非线性方程来描述,应采用适用于刚性动态系统的数值积分算法,一般为具有自动变步长的隐式积分算法;应计入在一般暂态稳定计算中不考虑的电力系统慢速动



态元件特性。中长期动态过程计算的时间范围可从几十秒到几十分钟甚至数小时。

4.11.2 中长期动态过程计算分析的目的是在规定的运行方式和扰动形态下，对系统的中长期动态过程进行校验，研究保证电网安全稳定的控制策略，并对继电保护和自动装置以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

#### 4.12 次同步振荡/次同步谐振计算分析

次同步振荡/次同步谐振计算目的是在不同运行方式下，对电力系统的次同步振荡/次同步谐振稳定性进行计算分析，并对输电系统的次同步振荡/次同步谐振稳定控制对策，包括运行方式调整方案、次同步振荡/次同步谐振阻尼控制方案、机组轴系扭振保护措施提出相应的要求。

#### 4.13 再同步计算分析

4.13.1 电力系统再同步计算分析的目的是，当运行中稳定破坏后或线路采用非同步重合闸时，研究系统运行状态的变化趋向，并找出适当措施，使失去同步的机组经过短时间的异步运行，能较快再拉入同步运行。

4.13.2 再同步的计算分析可在特殊要求或事故分析需要时进行。

### 5 基础条件

#### 5.1 计算条件和基础数据

5.1.1 电力系统安全稳定计算分析前应首先确定的基础条件包括：电力系统接线和运行方式、电力系统各元件及其控制系统的模型和参数、负荷模型和参数、故障类型和故障切除时间、重合闸动作时间、继电保护和自动装置的模型和动作时间等。

5.1.2 应通过建模研究和实测工作，建立适用于电力系统安全稳定计算的各种元件、控制装置及负荷的详细模型和参数。计算分析中应使用合理的模型和参数，以保证仿真计算的准确度。对于已完成参数实测的元件和控制装置，应采用实测模型和参数；对于已投产但尚未完成参数实测或尚未投产的元件和控制装置，应采用制造厂家提供的出厂模型和参数，或参照经过实测的同类型设备，选用合理的模型和参数。

5.1.3 在系统设计、生产运行和试验研究的计算分析中，应保证所采用模型和参数的准确性和一致性，在规划设计阶段的计算分析中对现有系统以外部分可采用典型模型和参数。

#### 5.2 运行方式

##### 5.2.1 选取原则

应根据计算分析的目的，针对系统运行中实际可能出现的不利情况，设定系统接线和运行方式。应从下列三种运行方式（正常方式、事故后方式、特殊方式）中分别选择可能出现的对系统安全稳定不利的情况，进行计算分析。

##### 5.2.2 正常方式

包括计划检修方式，和按照负荷曲线以及季节变化出现的水电大发、火电大发、风电最大同时出力、最大或最小负荷、最小开机和抽水蓄能运行工况等可能出现的运行方式。

##### 5.2.3 事故后方式

电力系统事故消除后，在恢复到正常运行方式前所出现的短期稳态运行方式。

##### 5.2.4 特殊方式

包括节假日运行方式、主干线路、变压器或其他系统重要元件、设备计划外检修和设备启动等，电网主要安全稳定控制装置退出，以及其他对系统安全稳定运行影响较为严重的方式。

#### 5.3 电力系统的简化和等值

5.3.1 根据计算分析的目的和要求，必要时可对外部电网等值简化或对所研究电网的低压网络进行合理简化。

##### 5.3.2 网络接线简化原则

电力系统网络接线的简化原则：

- a) 研究网络简化前后各主要线路和输电断面的潮流、电压分布基本不变。
- b) 研究网络原则上应保留 220kV 以上电压的网络接线(可根据需要保留 110kV 及以下电压网络)。负荷宜挂在最低一级电压等级的变压器的负荷侧。低压电磁环网线路原则上应保留。
- c) 被简化的低压网络中的小电源,原则上可与本地负荷抵消,对系统特性影响较大的小电源可根据需要予以保留。

### 5.3.3 互联电网外部系统等值的原则

可根据研究目的,对所研究系统的外部系统进行适当等值。应保持等值前后联络线潮流和电压分布不变,所研究系统稳定特性和稳定水平基本保持不变。

### 5.3.4 动态等值方法

动态等值与电力系统稳定计算分析的物理问题紧密相关。在电力系统安全稳定计算分析中,可根据所研究的问题,分别针对以下情况进行等值:

- a) 适用于大规模电力系统的短路电流、次同步振荡/次同步谐振分析的等值方法,要求研究系统在等值前后有接近的短路电流。
- b) 适用于大规模电力系统的暂态和大扰动动态稳定分析的等值方法,要求研究系统在同一大扰动下,等值前后有接近的转子摇摆曲线。
- c) 适用于大规模电力系统的小扰动动态稳定性分析的等值方法,要求研究系统在等值前后所研究的主要振荡模式和模态分布基本一致。
- d) 适用于大规模电力系统的在线动态安全分析的等值方法,要求研究系统在等值前后所研究的主要动态特性基本一致。

## 5.4 故障类型、地点、重合闸及故障切除时间

### 5.4.1 故障地点和故障类型

故障地点应选取对系统稳定不利的地点。线路故障宜选在线路两侧变电站出口,变压器故障宜选在高压侧或中压侧出口,发电机变压器组出口故障应选在升压变高压侧出口,3/2 断路器接线开关失灵故障宜设为中开关拒动。

故障类型应根据 DL 755 的要求,按照计算的具体需要选取。

在具体计算中,应特别注意如下问题:

- a) 对于双回或多回线路、环网线路,应以线路的三相故障作为稳定校核的主要故障类型。根据 DL 755 规定,对于某些特殊线路的三相短路故障需要采取稳定控制措施时,应对线路单相永久故障、三相无故障断开进行校核。线路单相永久故障、三相无故障断开导致系统稳定破坏时,宜通过调整电网运行方式等方法保证系统稳定,不再采取切机、切负荷等稳定控制措施。
- b) 同杆并架双回线具备分相重合能力时,应考虑异名相或同名相瞬时故障和永久故障,以及重合闸的作用。对于瞬时故障,应在不采取切机、切负荷等稳定控制措施的条件下保持系统稳定。

### 5.4.2 故障切除时间

故障切除时间为从故障起始至断路器断弧的时间,主要包括保护动作时间、中间继电器时间和断路器全开断时间等,按下列数据选取:

- a) 220kV 线路
  - 近故障点侧: 0.12s;
  - 远故障点侧: 0.12s。
- b) 330kV 线路
  - 近故障点侧: 0.1s;
  - 远故障点侧: 0.1s。
- c) 500kV 线路

——近故障点侧：0.09s；

——远故障点侧：0.1s。

#### d) 750kV 线路

——近故障点侧：0.09s；

——远故障点侧：0.1s。

母线、变压器的故障切除时间按同电压等级线路近端故障切除时间考虑。

1000kV 线路、母线和变压器的故障切除时间可参照 500kV 执行，并将依据运行后故障统计数据调整。

对于保护与开关的动作时间不能达到上述故障切除时间要求的老旧设备，应进行整改，完成整改前其故障切除时间可暂按当前实际情况考虑。

### 5.4.3 重合闸时间

重合闸时间为从故障切除后到断路器主断口重新合上的时间，主要考虑重合闸整定时间和断路器固有合闸时间。应根据系统条件、系统稳定的需要等因素确定。

## 5.5 系统元件模型和参数

### 5.5.1 同步电机

采用基于数值积分的时域仿真方法进行电力系统暂态稳定计算、动态稳定计算以及暂态电压稳定计算分析时，同步发电机应采用考虑阻尼绕组的次暂态电动势（ $E'_q$ 、 $E'_d$ ）变化的详细模型。隐极发电机（汽轮发电机）宜采用 5~6 阶次暂态电动势变化模型，凸极发电机（水轮发电机）采用 5 阶次暂态电动势变化模型，同步调相机应按无机械功率输入的发电机处理。

采用基于特征值计算的频域分析方法进行电力系统小扰动动态稳定性计算时，为降低系统阶数，同步发电机可采用暂态电动势（ $E'_q$ ）变化模型（不计阻尼绕组）。

同步发电机采用考虑阻尼绕组的次暂态电动势变化模型时，发电机转子运动方程中的阻尼因子  $D$ （标么转矩/标么速度偏差）应取较小值（建议取  $0 \leq D \leq 0.05$ ）；同步发电机采用不计阻尼绕组的模型时，应考虑阻尼因子  $D$  以反映阻尼绕组的作用（例如：对汽轮发电机，取  $D \approx 1.0 \sim 2.0$ ；对水轮发电机，取  $D \approx 0.5 \sim 1.0$ ）。

同步发电机的参数宜采用实测参数或制造厂家提供的出厂参数。在规划设计阶段，对尚未有具体参数的规划机组，可采用已投产的同类型机组的典型模型和参数。

### 5.5.2 同步电机控制系统

#### 5.5.2.1 励磁系统及其附加控制系统

进行电力系统稳定计算时，应考虑发电机组的励磁系统及其附加控制系统（如电力系统稳定器 PSS）的作用。

励磁系统及其附加控制系统的模型应根据实际装置的调节特性，选用适当的标准仿真模型，其参数原则上应采用实测参数或同类型系统的实测参数。对于特殊的励磁系统可根据其情况采用自定义模型。

#### 5.5.2.2 原动机及其调节系统

采用时域仿真方法进行电力系统稳定计算时，应考虑发电机组的原动机及其调节系统。

采用特征值分析方法进行电力系统小扰动动态稳定计算分析时，允许不考虑机组的原动机及其调节系统，但在进行时域仿真验证时，应考虑机组的原动机及其调节系统。

原动机及其调节系统的参数原则上应采用实测参数或制造厂家提供的出厂参数。

### 5.5.3 负荷模型

负荷模型可采用综合静态模型（综合指数模型）或综合动态模型（电动机模型及综合指数模型），建议采用综合动态负荷模型。

各电网应根据本网的具体情况决定本电网负荷模型的组成和参数。

系统母线上的综合负荷特性参数可根据典型负荷的特性参数和实际负荷设备的构成、容量和使用率等因素来确定，也可根据实测辨识确定，并经系统试验或事故录波的仿真实验验证。

5.5.3.1 综合静态模型反映了负荷有功、无功功率随电压和频率变化的规律，通常可用以下多项式表示：

$$P = P_0(A_p U^2 + B_p U^1 + C_p U^0)(1 + L_{dp} \Delta f) \quad (1)$$

$$Q = Q_0(A_q U^2 + B_q U^1 + C_q U^0)(1 + L_{dq} \Delta f) \quad (2)$$

其中：

$$A_p + B_p + C_p = 1.0;$$

$$A_q + B_q + C_q = 1.0;$$

$$L_{dp} = \left. \frac{dP}{df} \right|_{f=f_0}, \text{ 取值范围为 } 0 \sim 3.0, \text{ 宜取 } 1.2 \sim 1.8;$$

$$L_{dq} = \left. \frac{dQ}{df} \right|_{f=f_0}, \text{ 取值范围为 } -2.0 \sim 0, \text{ 宜取 } -2.0。$$

系数  $A$ 、 $B$ 、 $C$  分别代表负荷的恒定阻抗 ( $Z$ )、恒定电流 ( $I$ )、恒定功率 ( $P$ ) 部分在节点负荷中所占的比例，称为 ZIP 模型。

5.5.3.2 综合动态模型采用等值感应电动机和综合静态模型表示。等值电动机模型应采用三阶机电暂态电动机模型，静态模型采用 ZIP 模型。

5.5.3.3 厂用电负荷应按电动机负荷考虑。

5.5.3.4 小扰动动态稳定计算分析时的负荷模型。采用基于特征值计算的频域分析方法进行电力系统小扰动动态稳定性计算时，负荷模型可选用恒定阻抗模型，也可采用静态负荷模型和动态负荷模型；选用恒定阻抗模型时，负荷的阻尼作用可在本系统的发电机转子运动方程的阻尼因子  $D$  中近似地加以考虑。具体数值由负荷模型中的阻尼作用的大小酌情决定。

#### 5.5.4 线路、高压电抗器和变压器

输电线路和变压器宜按  $\pi$  型等值电路计算，线路、变压器、高压电抗器均采用实测参数。进行不对称故障计算时，也应采用实测的线路零序参数，变压器零序参数应能反映变压器绕组联结方式。如果变压器、高压电抗器中性点通过小电抗接地，零序参数应包含中性点小电抗。

对于规划设计中的新建线路、高压电抗器和变压器，其参数可取典型值。

#### 5.5.5 直流输电

在电力系统稳定计算中，直流输电可采用准稳态模型，并按直流控制系统实际情况模拟。

直流输电如果投入直流调制功能，在稳定计算中应考虑直流调制，并采用实际直流调制功能的控制规律和参数。

在换流站逆变侧附近发生故障，或系统严重低电压时，应考虑直流输电系统发生换相失败的可能性。

次同步振荡计算中应采用直流输电及其控制、保护系统的电磁暂态模型。

#### 5.5.6 稳定控制措施的模型和参数

电力系统中装有稳定控制装置或需要研究系统稳定控制措施时，在电力系统稳定计算中应考虑稳定控制措施的作用。

应根据联锁切机、快速压出力（快关）、联锁切负荷、高频切机、低频自动减负荷、低压自动减负荷、电厂失步解列、电网事故解列等装置的实际动作时间，以及电力电子装置的控制规律，进行电力系统稳定控制措施的仿真计算。

规划阶段可参照继电保护、稳定控制装置的实际动作水平选取典型动作时间。

#### 5.5.7 中长期动态过程计算的相关模型

在进行电力系统中长期动态过程计算时，除了需要详细模拟暂态稳定计算所需要的元件外，还应考虑更详细的原动机及其控制系统、自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）、发电机定子过流限制、

励磁系统的低励限制和过励限制、自动投切的并联电容器和电抗器、水电厂低频自启动、有载调压变压器 (ULTC)、恒温控制负荷、锅炉及其控制系统、水力系统、核反应堆及其控制系统等动态元件和控制系统的数学模型。

#### 5.5.8 风力、光伏发电

在相关分析工作中,应根据计算目的采用风电机组相适应的数学模型,模型的参数应由风电场提供实测参数。对尚未有具体参数的风电机组,暂时可采用同类机组的典型模型和参数,风电机组模型和参数确定以后需重新校核。

仿真计算中对单个风电场可根据计算目的采用详细或等值模型,风电场等值模型应较好地反映风电场的动态特性。

光伏发电系统主要由光伏阵列和逆变器组成。在进行仿真建模研究时,应针对系统的各主要组成部分分别构建其数学模型,将各种模型按实际连接方式进行组合,并依据计算目的和光伏阵列规模,采用详细或等值模型形成光伏发电系统的仿真模型。

### 5.6 初始潮流计算

#### 5.6.1 运行方式安排

5.6.1.1 根据所研究的运行方式,考虑电厂的开停机计划、负荷曲线、网络结构、送受电计划、设备检修计划等实际情况,确定系统的基本潮流计算数据,作为潮流和稳定计算的初始条件。

5.6.1.2 应结合实际负荷的需要调整开机方式,考虑实际可能出现的不利的情况,安排潮流计算方式。

5.6.1.3 负荷的有功功率和无功功率应符合实际。要加强对实际负荷的分析,在计算中体现运行中可能出现的不利情况。负荷的功率因数应根据实际情况进行核实。对某些特殊类型的负荷(如整流负荷)应特别予以关注。

5.6.1.4 有功旋转备用和无功储备应满足 DL 755 的要求。宜按不大于 2%~5% 的实际负荷确定有功旋转备用。在满足旋转备用容量的基础上应少开机组,特别是不留空转机组。为考虑最严重情况,在研究送端系统输电能力时,送端系统可不考虑旋转备用;在研究受端系统失去大电源时,应考虑送端系统实际可能的旋转备用。

5.6.1.5 厂用电应按负荷考虑,不应直接在发电出力中扣除。火电、核发电机组的厂用电负荷按实际情况确定。

#### 5.6.2 潮流计算

在运行方式初始潮流计算时应注意:

- a) 无功功率平衡和补偿按 DL 755 的要求,无功补偿基本分层、分区平衡,避免无功功率在各电压层间流动和长距离输送无功功率。受端系统还应考虑足够的动态无功备用容量。实际运行中不能满足上述要求时,则按实际可能对系统稳定不利的情况进行计算。在系统低谷期间如需要发电机(调相机)吸收无功功率时,按制造厂规定或实际试验结果,以及实际运行可达到的进相程度确定机组吸收无功功率的上限值。
- b) 机组的无功出力要按实际的最大、最小能力来考虑,按照机组实际的  $PQ$  曲线设置无功上下限,当无功达到限值时应自动转换为  $PQ$  节点。
- c) 宜选取系统中大容量调频机组作为平衡机。平衡机的有功及无功功率不应超出正常范围。

#### 5.6.3 初始潮流计算结果

除需要研究的特定潮流方式外,初始正常潮流计算结果应符合:

- a) 电厂母线电压在 0.95~1.05 (标么值) 范围内,并且机组的无功不超发,本标准中选取平均额定电压作为电压基准值。
- b) 线路及变压器均不过载,并满足  $N-1$  静态安全的要求。
- c) 无功功率分布符合分层、分区平衡的原则。

如果不能满足上述要求,则应通过调节机组出力、投退无功补偿装置、调整负荷大小及其功率因数

等方法使之满足要求，并将所进行的调整作为该方式运行的必要条件提出。

## 6 方法和判据

### 6.1 电压无功分析

6.1.1 无功电力平衡的基本原则为分层分区、就地平衡，并符合无功电压相关标准和规定。某电压等级电网感性无功补偿度等于该电压等级电网高压电抗器、低压电抗器容量之和占该电压等级线路充电功率总和的百分比。

无功补偿设备配置宜采用潮流分析的方法，在典型大、小潮流方式下通过调整发电机无功出力、无功补偿设备投切及变压器分接头调整，控制各电压等级母线电压在合理的范围内，实现无功电力分层分区、就地平衡的目标。

6.1.2 电压波动计算分析应首先确定交流联络线潮流波动幅值，并针对系统运行中实际可能出现的不利情况，设定系统接线和运行方式。

联络线功率潮流波动幅值可依据电网实测值确定，在规划阶段可依据电网运行经验确定，也可参照如下经验公式：

$$\Delta P = K \{ (P_{H1} \times P_{H2}) / (P_{H1} + P_{H2}) \}^{1/2} \quad (3)$$

式中：

$P_{H1}$ 、 $P_{H2}$  ——断面两侧的负荷总值，MW；

$K$  ——取 0.75~1.5， $K$  与联络线功率控制方式有关，自动控制时可取 0.75，手动控制时可取 1.5。

电压波动计算应在给定的潮流方式下，采用稳定计算程序在联络线两侧电网施加负荷扰动（应考虑扰动频率与区域间振荡模式的频率基本一致）计算电压波动数值。

根据稳定计算得到的潮流波动引起的电压波动值，对潮流计算确定的静态电压控制范围进行调整，避免在功率波动时电压越限。

## 6.2 短路电流安全校核

### 6.2.1 短路电流计算的数学模型

计算正序系统等值阻抗时，应考虑：

- 发电机阻抗取  $X''_{dsat}$ ，即直轴次暂态电抗饱和值。
- 电厂升压变压器和变电站降压变压器在分接头位置明确并且通常固定情况下，可取实际位置；不明确情况下取额定位置。
- 交流线路考虑电阻、电抗、电容；需考虑高压输电线路并联电抗器。
- 马达负荷可用堵转电抗模拟，静态负荷可用恒阻抗模拟。

计算零序系统等值阻抗时，应考虑：

- 变压器的中性点接地方式和中性点小电抗。
- 直流换流变压器的接地方式。
- 交流线路的零序电阻、零序电抗、零序电容。
- 感性并联无功补偿设备的零序电抗，以及中性点小电抗。
- 等值负荷的零序阻抗，应取馈线零序阻抗与下级变压器的高压侧零序等值阻抗之和。
- 发电厂涉网变压器中性点接地方式。

### 6.2.2 短路电流计算的数学方法

短路电流扫描宜在全接线、全开机条件下采用不基于潮流的方法进行，但当某厂站短路电流水平逼近其开关开断能力时，应在全接线全开机方式下，利用暂态稳定程序进行计算校核，计算模型与暂态稳定计算一致。计算内容为发生短路时的初始对称短路电流  $I_k''$ 。短路故障形式应分别考虑三相短路故障和单相接地故障。短路应考虑金属性短路。

对于三相短路故障，基本计算公式为：

$$I_{k3}'' = \frac{U_0}{\sqrt{3}|\dot{Z}_1|} \quad (4)$$

对于单相短路故障，基本计算公式为：

$$I_{k1}'' = \frac{3U_0}{\sqrt{3}|\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_0|} \quad (5)$$

式中：

$I_{k3}''$  ——三相短路电流，kA；

$I_{k1}''$  ——单相短路电流，kA；

$U_0$  ——短路点正常运行电压，应取可能运行的最高电压，kV；

$\dot{Z}_1$ 、 $\dot{Z}_2$ 、 $\dot{Z}_0$  ——分别为短路点的正序系统等值阻抗、负序系统等值阻抗、零序系统等值阻抗， $\Omega$ 。

### 6.2.3 短路电流安全校核判据

短路电流安全校核的判据是母线短路电流水平不超过其开关的遮断能力并留有一定裕度。

## 6.3 静态安全分析

静态安全分析宜采用  $N-1$  开断计算方法，在所研究的潮流方式基础上，逐个无故障断开线路、变压器、直流单极等单一元件，再进行潮流计算，获得  $N-1$  开断后的潮流分布。

静态安全分析的主要判据是  $N-1$  开断后设备不过载，系统母线电压不超限。750/1000kV 电压等级需分析元件开断后的空充状态下设备的电压水平，并研究设备在出现稳态电压升高问题后应采取的解决方案，如过电压保护、安全自动装置等。

某些元件  $N-1$  开断后可能导致潮流计算不收敛，原因可能是元件开断导致局部孤立子系统或开断导致局部系统有功功率或无功功率不平衡。前者是网络结构导致潮流计算不收敛，后者对系统的稳定性影响较大，应作进一步分析，找出原因，采取措施使潮流收敛，并在后续的稳定计算中予以关注。

直流单极闭锁后的静态安全问题可通过暂态稳定仿真程序模拟直流单极闭锁，并考察暂态和动态过程平息后系统是否存在静态安全问题。

## 6.4 静态功角稳定

### 6.4.1 静态功角稳定判据

静态功角稳定判据为

$$dP/d\delta > 0 \quad (6)$$

相应的静态功角稳定储备系数为：

$$K_p = (P_j - P_z)/P_z \times 100\% \quad (7)$$

式中：

$P_j$ 、 $P_z$  ——线路或断面的极限和正常传输功率。

### 6.4.2 静态功角稳定计算方法

静态功角稳定计算方法有特征根判别法和静态功角稳定实用算法两种。

#### 6.4.2.1 特征根判别法

静态功角稳定分析的特征根判别方法如下：

- 计算给定运行方式下潮流分布和状态量的稳态值。
- 对描述暂态过程的方程式，在稳态值附近线性化。
- 形成特征矩阵，并根据其特征值的性质判断系统的静态稳定性。

静态功角稳定的判据是：没有正实数特征根。

#### 6.4.2.2 静态功角稳定实用算法

静态功角稳定实用算法是采用稳定计算程序，逐步增加送端机组的功率，相应地减少受端的机组功

率或增加受端的负荷，求得输电线路或断面最大输送功率即为静态功角稳定极限。

计算过程中应尽量保证系统的频率和电压在正常范围内，因此，要考虑调速系统和励磁系统，并保证增减功率基本平衡且根据实际情况考虑是否投切无功补偿装置。同时应注意功率的增减方案要符合实际的功率流向。

### 6.4.3 静态功角稳定储备

6.4.3.1 在正常运行方式下，对不同的电力系统，按功角判据计算的静态功角稳定储备系数 ( $K_p$ ) 应为 15%~20%。

6.4.3.2 在事故后运行方式和特殊运行方式下， $K_p$  不应低于 10%。

6.4.3.3 在水电大发期间的水电厂送出线路或次要输电线路，在下列情况下允许只按静态稳定储备送电，但应有防止事故扩大的相应措施：

- a) 如发生稳定破坏但不影响主系统的稳定运行时，可按正常静态稳定储备送电。
- b) 在事故后运行方式下，可按事故后静态稳定储备送电。

## 6.5 暂态稳定

### 6.5.1 暂态稳定计算的数学模型

在暂态稳定计算中的动态元件数学模型主要包括：

- 同步发电机次暂态和暂态电动势变化过程的微分方程；
- 同步发电机转子运动方程；
- 同步发电机的励磁调节系统（包括 PSS）动态特性的微分方程；
- 同步发电机的原动机和调速系统动态特性的微分方程；
- 感应电动机和同步电动机负荷动态特性的微分方程；
- 直流输电系统换流器控制过程的微分方程；
- 其他动态装置（如 SVC、TCSC、STATCOM 等 FACTS 装置）动态特性的微分方程。

在暂态稳定计算中的静态元件数学模型主要包括：

- 电力网络方程；
- 同步发电机电压方程；
- 负荷的静态特性方程；
- 直流线路的电压方程。

### 6.5.2 暂态稳定计算的数学方法

暂态稳定计算分析宜采用基于数值积分的时域仿真程序，即用数值积分方法求出描述受扰运动方程的时域解后，利用各发电机转子之间相对角度的变化、系统电压和频率的变化，来判断系统的稳定性。

### 6.5.3 暂态稳定的判据

功角暂态稳定判据是，电网遭受每一次大扰动后，引起电力系统各机组之间功角相对增大，在经过第一、第二摇摆不失步。

在分析暂态和动态稳定计算的相对角度摇摆曲线时，遇到如下情况，应认为主系统是稳定的。

- 多机复杂系统在摇摆过程中，任两机组间的相对角度超过 180°，但仍能恢复到同步衰减而逐渐稳定。
- 在系统振荡过程中，只是某一个别小机组或终端地区小电源失去稳定，而主系统和大机组不失稳，这时若自动解列失稳的小机组或终端地区小电源，仍然认为主系统是稳定的。
- 受端系统的中、小型同步调相机失去稳定，而系统中各主要机组之间不失去稳定，则应认为主系统是稳定的。对调相机则可根据失稳时调相机出口的最低电压（振荡时电压的最低值）处理。如该电压过低，调相机不易再同步，应采取解列措施；如该电压较高，则调相机可能对系统再同步成功。



## 6.6 动态稳定

### 6.6.1 动态稳定判据

电力系统动态稳定计算分为小扰动动态稳定计算和大扰动动态稳定计算。前者多采用基于电力系统线性化模型的特征值分析方法；后者采用基于数值积分的时域仿真方法。

动态稳定性的判据是阻尼力矩系数或阻尼功率系数大于零，即：

$$dT/d\omega > 0 \quad (8)$$

或

$$dP/d\omega > 0 \quad (9)$$

$dT/d\omega > 0$ ，系统是动态稳定的； $dT/d\omega < 0$ ，系统是动态不稳定的； $dT/d\omega = 0$ ，是临界状态，也应视为不稳定。

### 6.6.2 小扰动动态稳定计算

#### 6.6.2.1 电力系统小扰动动态稳定计算分析的基本内容应包括：

- a) 系统特征值计算。
- b) 系统中主导振荡模式的阻尼比分析。
- c) 系统中负阻尼或弱阻尼振荡模式的模态分析（参与因子分析、特征向量分析、特征值灵敏度分析等）。
- d) 在模态分析的基础上，选定电力系统稳定器的配置方案。
- e) 选择电力系统稳定器的参数。
- f) 校核电力系统稳定器的阻尼效果。

#### 6.6.2.2 基于特征值的阻尼比计算

对于特征值  $\lambda_i = \alpha_i \pm j\omega_i$ ，有：

$$\xi_i = -\alpha_i / \sqrt{\alpha_i^2 + \omega_i^2} \quad (10)$$

$$f_i = \omega_i / 2\pi \quad (11)$$

式中：

- $-\alpha_i$  —— 衰减系数，1/s；
- $\omega_i$  —— 振荡角频率，rad/s；
- $\xi_i$  —— 阻尼比；
- $f_i$  —— 振荡频率，Hz。

#### 6.6.2.3 小扰动动态稳定性运行标准

动态稳定性的判据在频域解上表现为各个振荡模式的阻尼比大于零。为保证系统具有适宜的小扰动动态稳定性，系统阻尼比应满足：

- a) 在正常方式下，区域振荡模式以及与主要大电厂、大机组强相关的振荡模式的阻尼比宜达到 0.03 以上。
- b) 故障后的特殊运行方式下，阻尼比至少达到 0.01~0.02。

### 6.6.3 大扰动动态稳定计算

6.6.3.1 大扰动动态稳定的计算时间应达到 10~15 个振荡周期，根据功角摇摆曲线、有功功率振荡曲线和中枢点电压变化曲线可确定系统的大扰动动态稳定性。进行分析时应去除暂态分量的影响。

6.6.3.2 在其他稳定计算中发现有弱阻尼振荡趋势时，应进行大扰动动态稳定计算。

6.6.3.3 对有可能造成功率大转移、形成局部弱联的故障，也要进行大扰动动态稳定计算分析。

#### 6.6.3.4 基于时域仿真的阻尼比计算

通常采用基于级数分析的工具，例如 Prony 分析等方法对时域仿真得出的机组功角曲线、线路功率曲线等进行 Prony 分析，得出所关心的振荡模式的频率及阻尼比。应关注 Prony 分析的拟合结果与原始

曲线的吻合情况。

若无 Prony 分析工具, 则可采用正弦振荡曲线阻尼比的近似计算方法。但如果所分析的曲线中包含了一个以上的主导振荡模式时, 则不宜采用该近似方法。

正弦振荡曲线阻尼比的近似计算公式如下:

$$\zeta = \ln(A_I / A_{I+N}) / 2N\pi \quad (12)$$

式中:

$\zeta$  —— 阻尼比;

$A_I$  —— 第  $I$  次振荡的幅值;

$A_{I+N}$  —— 第  $(I+N)$  次振荡的幅值。

当时域仿真曲线为非标准衰减正弦曲线时, 上式可用来求得  $N$  次振荡的平均阻尼比。

振荡次数 (衰减到 10%) 与阻尼比的关系见表 1。

表 1 振荡次数 (衰减到 10%) 与阻尼比的关系

阻尼比	0.2	0.1	0.05	0.03	0.02	0.015	0.01	0.005
次数	2	4	7	12	18	24	36	73

小扰动特征根分析方法和大扰动时域仿真方法得出的阻尼比不完全相同时, 以时域仿真方法结果为准。

#### 6.6.4 大扰动动态稳定性的判据

大扰动动态稳定性的判据在时域解上表现为系统在受到扰动后, 在动态摇摆过程中发电机相对功角、发电机有功功率和输电线路有功功率呈衰减振荡状态, 电压和频率能恢复到允许的范围内。

对大扰动动态稳定性的要求是: 在电力系统各种可能的运行方式 (包括按静态稳定极限控制的运行方式和按暂态稳定极限控制的运行方式) 下, 系统受扰动后都是动态稳定的。如果存在动态稳定问题, 则应积极采取安装 PSS 装置等有效措施, 避免因动态不稳定而降低系统主要输电线路和断面的传输功率。

大扰动动态稳定性的运行标准为: 大扰动后系统动态过程的阻尼比应不小于 0.01。

### 6.7 电压稳定

#### 6.7.1 静态电压稳定计算

##### 6.7.1.1 区域负荷有功功率裕度 $K_p$ 的定义为:

$$K_p = \frac{P_{\max} - P}{P} \times 100\% \quad (13)$$

式中:

$P$ 、 $P_{\max}$  —— 初始、临界运行点的有功功率值。

##### 6.7.1.2 母线负荷无功功率裕度 $K_q$ 的定义为:

$$K_q = \frac{Q_{\max} - Q}{Q} \times 100\% \quad (14)$$

式中:

$Q$ 、 $Q_{\max}$  —— 初始、临界运行点的无功功率值。

6.7.1.3 在区域最大负荷或最大断面潮流下, 正常运行或检修方式的区域负荷有功功率裕度应大于 8%;  $N-1$  故障后方式的区域负荷有功功率裕度应大于 5%。

在区域最大负荷或最大断面潮流下,  $N-1$  故障后方式的母线负荷无功功率裕度应大于 5%。

#### 6.7.2 大扰动暂态电压稳定和动态电压稳定计算

大扰动暂态电压稳定和动态电压稳定计算所采用的数学模型和暂态稳定计算基本相同, 可采用常规

的时域仿真程序进行计算分析。

在暂态和动态过程中应考虑负荷动态特性、发电机及其励磁系统和调速系统、发电机过励限制特性、发电机强励动作特性、无功补偿装置、直流输电系统、低压减负荷等元件和控制装置的数学模型。

### 6.7.3 中长期电压稳定计算

中长期动态过程中，除了需要模拟暂态电压稳定计算所要求的元件外，还应考虑 ULTC、发电机定子和转子过流限制、过励和低励限制、自动投切并联电容器和电抗器、电压和频率的二次控制（低励限制、AVC、AGC 等，下同）、恒温控制的负荷等元件的数学模型。

中长期电压稳定计算可采用专门的中长期动态仿真程序或扩展的暂态稳定程序（能够模拟上述元件的动态过程）进行计算分析。

### 6.7.4 电压稳定性判据

在电力系统受到扰动后的暂态过程中，负荷母线电压能够在 10s 以内恢复到 0.80（标么值）以上。

在电力系统受到扰动后的中长期过程中，负荷母线电压能够保持或恢复到 0.90（标么值）以上。通过仿真计算进行判断时，应考虑中长期动态元件和环节的响应，并在达到新的平衡点后进行判断。

实际应用暂态及中长期电压稳定判据时，可将电压监测点选择在负荷母线处。应注意区别由功角振荡导致电压大幅度波动造成的低电压和电压失稳造成的电压严重降低。

## 6.8 频率稳定

### 6.8.1 正常方式下的频率稳定计算

系统出现大功率缺额或系统解列成为孤岛系统出现大的功率不平衡时，需要进行频率稳定计算。计算中应考虑可能出现的最大功率不平衡，系统解列成几个部分运行时，还应考虑解列后各子系统可能发生的最大功率缺额或功率过剩，如系统中最大的（或几个）发电机组切除、系统联络线断开、远距离输电线路断开、直流闭锁等。

频率稳定计算可采用时域仿真程序，系统模型应考虑详细的发电机模型、原动机调速系统模型，以及励磁系统模型。负荷频率特性，应模拟低频自动减负荷、低频解列、高频或低频切机、水轮发电机低频自启动、火电机组超速（包括超加速）保护等频率相关自动装置。长过程频率稳定问题还应模拟发电机组原动机及其动力系统的动态特性，电压和频率的二次控制等元件的长过程动态特性。

在频率稳定的计算中，还应观察系统解列、负荷切除对有关设备和元件的影响，如线路等设备是否过载，系统中枢点电压是否超过允许范围等。

为了保证当整体或事故后可能形成的分片孤立电网发生大容量功率缺额情况下，能够合理地均匀减负荷，阻止频率下降并且不发生大的潮流波动，防止发生频率崩溃事故，同步联网状态下的各电网应采用统一协调的低频减负荷方案，对局部事故后可能出现严重功率缺额或功率过剩的孤立电网，可根据情况适当调整，但应不破坏统一方案的总体效果。

### 6.8.2 孤岛系统的功率平衡

事故过程中，系统发生解列时，应分析解列后各子系统的有功功率平衡情况，采取必要的低频切负荷、高频切机等措施，保证各子系统不发生频率崩溃。

### 6.8.3 频率稳定的判据与标准

频率稳定的判据是系统频率能迅速恢复到额定频率附近继续运行，不发生频率崩溃，也不使事件后的系统频率长期悬浮于某一过高或过低的数值。具体计算标准如下：

- a) 在任何情况下的频率下降过程中，应保证系统低频值与所经历的时间，能与运行中机组的低频保护和电网间联络线的低频解列保护相配合，频率下降的最低值还应大于核电厂冷却介质泵低频保护的整定值（不宜高于 47.0Hz），并留有不小于 0.3Hz~0.5Hz 的裕度，保证这些机组继续联网运行，其他情况下，按照 DL/T 1040 对发电厂和其他相关设备的运行要求，为了保证火电厂的继续安全运行，应限制频率低于 47.0Hz 的时间不超过 0.5s。
- b) 自动低频减负荷装置动作后，应使运行系统稳态频率恢复到不低于 49.5Hz 水平；考虑到某些

特殊情况,应增设长延时的特殊动作轮,使系统运行频率不致长期悬浮在低于 49.0Hz 的水平。

- c) 系统频率不能长期悬浮在高于 51.0Hz 的水平,并应与运行中机组的过频率保护、高频切机等相协调,且留有一定裕度。

## 6.9 中长期动态过程计算

### 6.9.1 中长期动态过程计算的数学模型

在中长期动态过程计算中除了需要考虑暂态稳定中需要考虑的元件模型外,还应考虑的动态元件数学模型。主要包括:

- a) 发电机和励磁系统的保护与控制:低励限制器;过励限制器;电压/频率限制器和保护。
- b) 电网保护与控制:输电系统继电保护; ULTC 和无功补偿控制;配电系统电压调节器;低频率减负荷继电器和低电压减负荷继电器。
- c) 原动机/发电厂供能系统保护和控制:汽轮机超速控制和保护;汽轮机低频保护;锅炉/反应堆控制和保护;水力系统模型及水轮机控制和保护; AGC。
- d) 运行人员的控制操作:调度人员的控制操作;发电厂运行人员的控制操作;运行人员手动切负荷。

另外,还要考虑发电厂的辅机系统、变压器的饱和、电动机负荷对异常电压和频率的响应特性,以及异常频率对输电网络、同步机定子回路、无功补偿装置的影响。

### 6.9.2 中长期动态过程计算的数学方法

中长期动态过程计算分析宜采用适用于刚性动态系统的基于自动变步长数值积分算法的时域仿真程序,即用数值积分方法求出描述受扰运动方程的时域解,然后利用各发电机转子之间相对角度的变化、系统电压和频率的变化判断系统稳定性。

### 6.9.3 中长期动态过程的判据

中长期动态过程的失稳判据可采用功角稳定判据、电压稳定和频率稳定的判据。

## 6.10 次同步振荡/次同步谐振计算

### 6.10.1 数学模型

次同步振荡/次同步谐振时域计算中元件模型包括:

- a) 常规元件如线路、变压器、负荷等的电磁暂态模型。
- b) 发电机电磁暂态模型:电气部分模型;轴系模型,采用若干个弹性联接的集中质量块动态模型。
- c) 发电机励磁系统。
- d) 直流输电一次系统电磁暂态模型及控制。
- e) 串补控制。

另外,还要考虑灵活交流输电系统的电磁暂态模型及控制对次同步振荡/次同步谐振影响。

### 6.10.2 数学方法

电力系统次同步振荡/次同步谐振计算的数学方法包括:

- a) 采用机组作用系数法,对高压直流输电系统的次同步振荡作出初步评估,筛选需研究的汽轮发电机组。
- b) 采用频率扫描法,对含串补的输电系统的次同步谐振作出初步评估,筛选需研究的运行方式。
- c) 采用时域仿真法,一般采用适用于刚性动态系统的数值积分算法的时域仿真程序如电磁暂态仿真软件,用数值积分方法求出描述受扰运动方程的时域解,然后利用发电机组轴系的质块之间扭矩/扭振角/转速偏差的变化,或机端电流/电压中次同步分量的变化,来判断系统的稳定性。

### 6.10.3 稳定判据

电力系统受到小的或大的扰动后,汽轮发电机组的轴系质块之间扭矩/扭振角/转速偏差或机端电流/电压中次同步分量经暂态过程,振荡收敛;质块之间的暂态扭矩引起的疲劳损伤在设备厂家提供的允许范围内。

## 6.11 再同步计算

6.11.1 研究再同步问题的模型与大扰动稳定计算的要求相同。

6.11.2 电力系统再同步计算的校验内容。

电力系统再同步计算的校验内容包括：

- a) 失步的同步电机能否再同步；再同步过程中是否会造成系统中某些节点电压过低，是否影响负荷的稳定，是否会扩大为系统内部失去同步，是否会扩大为系统几个部分之间失去同步。
- b) 在非同步过程中流过同步电机电流的大小是否超过规定允许值，对机组本身的发热、机械变形及振动的影响。
- c) 实现再同步的相应措施。

6.11.3 电力系统再同步的判据，是指系统中任一台同步电机失去同步后，经若干非同步振荡，相对滑差逐渐减少并过零，然后相对角度逐渐过渡到某一稳定点，机组被重新拉入同步运行。

## 7 安全稳定计算分析和提高稳定性的措施

### 7.1 稳定计算分析

#### 7.1.1 稳定计算分析的主要内容和关键问题

7.1.1.1 短路电流安全校核。分析中要注意应用母线短路电流水平校核各开关遮断容量是否满足要求。计算母线短路电流水平时，要注意计算方法、边界条件、影响因素等应满足短路电流计算相关标准要求。

7.1.1.2  $N-1$  静态安全分析。分析中要注意元件过负荷情况、各枢纽点电压情况、电网的薄弱环节。

7.1.1.3 静态功角稳定分析（静态功角稳定实用算法的分析，即  $P-\delta$  曲线分析）。分析中要注意加减线路或断面功率的过程和处理方式上是否接近实际，注意保持电压水平。

7.1.1.4 时域法稳定分析，是进行功角、电压、频率稳定分析时常用的分析方法。分析中要注意计算条件、故障性质和严重故障点、稳定问题的性质、稳定水平的初步估计、系统阻尼情况、直流输电系统的响应、各种自动装置的动作情况、事故后电压恢复、发电机同调性、失稳模式及其后果、系统振荡中心、主要影响因素和稳定措施等，要注意电压稳定（电压的持续降低）与功角稳定（电压的周期性变化）的区别，要注意各区域（或省）电网中被观察机组、母线及线路选取的代表性和合理性。

7.1.1.5 频域法稳定分析，是振荡模式、振荡频率、阻尼比分析时常用的方法。分析中应注意计算条件、主要振荡模式、振荡频率、阻尼比、参与因子、PSS 配置、主要影响因素和稳定措施等。通过以上几个方面的综合分析，确定稳定性质，影响系统稳定性的主要因素，找出薄弱环节，提出选取或改善电网结构的意见，提出提高系统稳定性和保障电网安全稳定运行的措施及控制要求等。

7.1.1.6 进行安全稳定计算分析时，应针对要分析的问题，注意选取可能对安全稳定不利的运行方式进行校验，如要注意开机方式、负荷变化、无功补偿配置、直流输电运行方式、抽水蓄能机组运行工况、远方机组送电水平以及潮流分布、电压水平、旋转备用容量等对稳定性的影响。

7.1.1.7 对汽轮发电机经由串联电容补偿的线路接入系统、通过高压直流输电系统输送功率，或接入系统中配置了灵活交流输电装置，需进行次同步振荡/次同步谐振计算分析，应注意选取可能出现的次同步振荡/次同步谐振问题的运行方式进行校验，如要注意开机方式与出力、串补与线路运行方式、直流输电运行方式等对次同步振荡/次同步谐振评估的影响。

#### 7.1.2 稳定计算结果分析

7.1.2.1 在表述稳定计算结果时，应给出以下内容：

- a) 计算方式：联网方式、接线方式、相关机组开机方式、相关元件的潮流、相关母线的电压、相关设备的投运状态，发电或负荷的调整情况等，主要方式应给出潮流图。
- b) 故障性质：故障元件、故障地点、故障形态、故障切除时间、由继电保护或安全自动装置动作造成网络状态的变化等。
- c) 系统暂态和动态过程的主要信息：如机组间相对角度、母线电压、相关元件潮流的变化情况。

- d) 系统的稳定性质：如功角稳定性、电压稳定性、频率稳定性；静态稳定、暂态稳定、动态稳定等。
- e) 系统稳定性的判断：系统不稳定、临界稳定、稳定和有较大的稳定裕度，以及振荡的变化趋势或阻尼特性等。如计算结果不稳定，应注明失稳开始时间、失稳类型、失稳形态、机群行为、失稳后果和振荡中心等。
- f) 频域分析计算结果中还要给出系统的主要振荡模式、振荡频率、阻尼比、参与因子等。

7.1.2.2 稳定计算结果分析应紧密联系所研究系统的实际运行情况，分析计算结果的适用性；分析影响稳定水平的主要因素；分析稳定问题的机理；推荐的措施（包括网架完善、运行方式调整、安全稳定措施和对继电保护有特殊要求的措施等），并分析措施的效果、可行性、适用性，以及不同措施方案的利弊。

7.1.2.3 稳定计算分析结论的要求：分析评价所研究系统的稳定特性和稳定水平；分析电网存在的主要稳定问题；提出控制条件、对策和措施；编制运行控制方案或稳定规程（包括控制条件说明）。

## 7.2 运行控制方案的编制

7.2.1 运行控制方案是保障电网安全稳定运行的主要技术措施之一，应在稳定计算分析的基础上进行编制。

7.2.2 运行控制方案中的控制要求，可按 DL 755 规定的第一级安全稳定标准的校核结果和相关设备的能力给出。

7.2.3 运行控制方案中应有正常方式和正常检修方式的控制要求。特殊方式和事故后方式的控制要求，应视情况另行处理。

7.2.4 在确定运行控制限额时，可根据实际需要在计算极限的基础上留有一定的稳定储备，如按计算极限功率值的 5%~10%考虑。在确定联络线运行控制限额时，还应适当考虑运行中潮流波动情况。

## 7.3 电网安全稳定措施

7.3.1 电网安全稳定措施是保障电网安全稳定运行的重要技术手段，应在稳定计算分析的基础上制定，并符合 DL 755 的三级安全稳定标准。

7.3.2 合理的电网结构是电网安全稳定运行的物质基础，在提出电网安全稳定措施方案前，应优先考虑完善电网结构。

7.3.3 失步解列、低频减负荷、低压减负荷、低频解列、低压解列、高频（或低频）切机措施适用于 DL 755 规定的第三级安全稳定标准。

7.3.4 对于短路电流超标的情况，应采取措施将其降至开关遮断电流以下。

7.3.5 规划阶段可采取的措施有：选用开断电流较大的开关设备，电网合理分层分区，电源合理接入，采用高阻抗变压器，变压器中性点加装小电抗，采用短路电流限制器等。

7.3.6 运行阶段可采取的措施有：解开电磁环网运行，断开部分线路，母线分列运行，线路出串运行，限制机组开机方式等。

## 8 安全稳定计算分析的管理

### 8.1 计算模型参数的管理

根据电网调度、规划、设计和科研部门对系统进行潮流和稳定计算的要求，应对以下电网计算用数据进行管理：

- a) 发电厂包括发电机组及其励磁系统和附加控制（PSS 等）、原动机及其调节系统等。
- b) 交流输电线路及其并联电抗器参数（包括长期、短期过载能力）。
- c) 变电站设备（包括变电站的主接线、变压器、并联高压电抗器、变电站的中/低压并联电容器和电抗器等）参数（包括长期、短期过载能力）。
- d) 静止无功补偿器等电力电子装置。

- e) 固定和可控串联电容补偿装置。
- f) 直流换流站主接线和主设备、直流输电线路、基本的直流控制保护系统等（包括长期、短期过载能力）。
- g) 安全自动装置及需要特殊说明的继电保护（如变压器过励磁保护）的动作特性、动作定值及时间等。
- h) 综合负荷模型和参数。

已投入生产运行的设备参数应根据相关生产运行部门提供的数据滚动修订维护。

对于 220kV 以上线路跳闸或 300MW 以上机组切除等大扰动故障，应根据现场提供的事故录波，进行事故后的校验分析，提出模型和参数的改进意见。

## 8.2 安全稳定计算分析报告

安全稳定计算分析报告应包括以下主要内容，专题研究时可选择部分内容。次同步振荡/次同步谐振研究应按相关规定形成专项报告。

### 8.2.1 前言

包括计算分析的背景、要求和目的、计算内容提要等。

### 8.2.2 计算条件

报告中的计算条件应包括：

- a) 基本运行方式说明：计算水平年、电网接线方式、开机方式、负荷水平、同杆并架线路说明、安全稳定装置投运情况。
- b) 计算模型：发电机（含励磁系统、调速系统模型说明）、负荷、线路、变压器、直流、无功补偿等模型，以及时域仿真中所采用的基本计算步长。
- c) 系统网络简化/等值说明。
- d) 故障切除及重合闸时间。
- e) 安全稳定装置动作条件，含装置动作门槛值和时间。
- f) 计算程序和版本号。要求在潮流和稳定分析的计算结果文件、潮流图以及稳定曲线输出中，明确标明计算软件名称或程序标志以及准确的版本号。
- g) 其他计算条件说明。

### 8.2.3 潮流分析

潮流分析通常为正常方式（含正常检修方式），分析内容包括基本运行方式和调整后的运行方式。

潮流分析包括：

- a) 潮流图：图上标示或文字说明线路潮流、主要节点电压、主要电厂出力、各分区的计算出力和负荷。对于所关注的变压器，应说明变压器的负载功率。调整后的运行方式应说明相对于基本运行方式的调整内容。
- b) 潮流分布分析。
- c) 电压水平分析。
- d) 无功储备分析。
- e) N-1 静态安全分析。
- f) 对于变电站内母线检修方式，应提供站内主接线图。

### 8.2.4 电压无功分析

通常包括典型大方式和小方式无功平衡分析，针对存在功率波动的网间、省间交流联络线还应包含电压波动分析及其电压控制方案。针对无功容量不足和电压控制困难，应提出改善措施。

### 8.2.5 短路电流安全校核

通常分为全开机方式和大负荷方式两部分，并同时分析三相短路电流和单相短路电流水平。针对短路电流超标的厂站应研究提出解决措施，进行网架结构优化，并根据电网发展变化情况适时提出开关增

容等措施。

#### 8.2.6 静态稳定分析

通常为正常方式（含检修方式），分析内容包括基本运行方式和调整后的运行方式。静态稳定分析应包括静态稳定储备系数。

#### 8.2.7 小扰动动态稳定性分析

通常为正常方式（含检修方式），分析内容包括基本运行方式和调整后的运行方式。分析应包括：

- a) 系统振荡模式和阻尼特性分析。
- b) PSS 配置、模型和参数。
- c) 对于计算中出现负阻尼和弱阻尼的情况，应给出时域仿真校核结果。

#### 8.2.8 单一元件大扰动故障分析

通常为正常方式（含检修方式），分析内容包括基本运行方式和调整后的运行方式。单一元件大扰动故障分析应包括：

- a) 仿真曲线（包括功角、电压、频率等变化曲线）：标有运行方式调整说明，故障形式和故障切除说明，安全稳定控制装置的动作说明等信息。
- b) 系统稳定特性分析。
- c) 提高和保证系统安全稳定运行的措施。

#### 8.2.9 严重故障分析

严重故障通常包括同杆并架线路异名相故障、直流输电线路双极故障、相继故障、开关拒动等严重威胁电网安全稳定的多重故障。严重故障分析内容参考单一元件大扰动故障分析。

#### 8.2.10 安全稳定性总体评价和建议

给出所研究系统安全稳定性的总体评价，指出稳定性质和影响因素，给出必要的灵敏度分析结果，提出系统运行控制限额以及需要采取的措施。确定系统某一元件（或断面）最终的运行控制限额时，应以各项计算极限中的最小值为准，并为运行留出一定裕度。运行控制限额可能包括线路潮流、发电机出力、变压器功率以及相关母线电压等限制条件。也可给出不同运行方式、不同控制措施下的不同限额。

根据系统的稳定特性，提出应采用的安全稳定控制策略和相应的控制措施。在规划设计阶段，还应分析对电网规划方案的影响。

---









中 华 人 民 共 和 国  
电 力 行 业 标 准  
电力系统安全稳定计算技术规范  
DL/T 1234—2013

\*

中国电力出版社出版、发行  
(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)  
北京九天众诚印刷有限公司印刷

\*

2013年8月第一版 2013年8月北京第一次印刷  
880毫米×1230毫米 16开本 1.5印张 41千字  
印数 0001—3000册

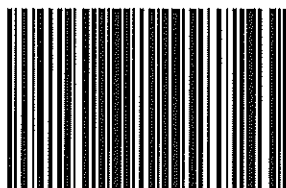
\*

统一书号 155123·1608 定价 13.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪  
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



155123.1608

上架建议：规程规范/  
电力工程/电力安全

