

中国核电厂外部事件安全裕量评估报告

说明：2012 年，国家核安全局要求各运行核电厂开展了外部事件安全裕量评估。由于各核电厂详细评估报告涉及企业知识产权，现仅从国家核安全局 2012 年向国际原子能机构（IAEA）通报的《中国核电厂安全评估报告》中摘录出外部事件安全裕量评估相关内容附后，文中信息是截至报告编写时的实际情况。

3.3 外部事件安全裕量评估

评估的目的

日本福岛核事故发生后，世界各国对核电厂开展了各种各样的安全检查和评估工作，以验证核电厂的安全水平。这些检查和评估基本分成两类，一类是评估核电厂满足设计要求的情况，另外一类是评估核电厂在应对超过设计基准的外部事件时的安全裕量。

国家核安全局联合相关部门按照国务院要求开展了对核电厂的综合安全检查。同时，根据福岛核事故的经验反馈，提出了一系列的改进要求。

为进一步评估核电厂应对超过设计基准的外部事件时的安全裕量，优化和落实改进措施，提高改进措施的有效性，国家核安全局要求运行核电厂开展安全裕量评估工作，制订了《核电厂重要外部事件裕量评价工作方案》。

评估的实施

评估的范围

评估范围为全部运行核电厂。对于同厂址同堆型的核电机组选择

一台典型机组开展分析工作。

评估的内容

评估内容包括极端外部事件情况下的核电厂事故响应、防御措施及事故后果缓解的有效性，特别要考察核电厂可能存在的薄弱环节和陡边效应，从而评估核电厂纵深防御的牢固性及安全裕量，以及目前事故管理措施的恰当性，提出技术设施或程序方面的改进行动措施。

评估方法以确定论的观点为基准，假定在极端自然灾害发展过程中，电厂各道防线相继失效，但不考察失效概率。

初步评估的具体内容包括地震（始发事件）、洪水（始发事件）和全厂断电（安全系统随后失效）。

评估的过程

2012 年 2 月，国家核安全局制定发布了《关于运行核电厂开展外部事件裕量评价工作的通知》，要求运行核电厂进一步评估核电厂应对超设计基准外部事件的安全裕量，优化和落实改进措施，提高改进措施的有效性。2012 年 6 月，各运行核电厂向国家核安全局报送了选定机组的安全裕量初步分析评估报告。2012 年 7 月，国家核安全局组织对运行核电厂重要外部事件安全裕量开展了同行评估，对核电厂裕量评估工作提出意见和建议。

评估的技术要求

（一）抗震裕量评估（SMA）

运行核电厂开展抗震裕量评价（以下简称 SMA），目的是分析在超过设计基准地震情况下能否维持电厂重要的安全功能。通过开展抗震裕量分析，寻找薄弱环节以及可能存在的陡边效应，分析在发生超出设计基准地震时，安全停堆所必须的关键构筑物、系统和部件（SSC）

的可用性，从而得出电厂能够承受的地震强度范围，评价与电厂现行执照基准相比的裕量。

SMA 在国外有成熟的评价方法，常用的 SMA 的方法是 EPRI 和 NRC 的方法。此次国内核电厂 SMA 均采用 EPRI SMA 方法，分析时选择一条或多条成功路径。该评估办法主要是采用确定论的观点，基于经验和专家判断，找出所有用于缓解事故的系统和设备，然后在此基础上选择使核电厂达到安全可靠停堆的成功路径。

（二）洪水安全裕量评估（FMA）

运行核电厂开展洪水安全裕量评价（以下简称 FMA），目的是考虑在超过设计基准洪水情况下能否维持重要的安全功能。评估在不考虑其它外部事件叠加的情况下电厂能够承受的最大洪水位，找出薄弱环节和缓解措施。

FMA 的评价方法，主要是收集设备、系统和厂房的基础数据，寻找最有可能的水淹路径，假定洪水位不断上涨，各系统逐步失效直至堆芯熔化，从而初步推断出洪水导致堆芯失效的最终水位（PRD）。根据各个电厂不同的设计基准标高，得到相应的洪水安全裕量。评价与电厂现行执照基准相比的裕量，找出薄弱环节和陡边效应，以及是否需要采取新的措施。

（三）抗全厂失电裕量评估

针对全厂失电事故，中国各核电厂已经采取了较为完善的应对措施。基于福岛核事故，国家核安全局要求核电厂分别对“地震引发的丧失外电源+全部应急电源失效”和“洪水引发的丧失外电源+全部应急电源失效”两种工况开展裕量评估。因时间的关系，此次各核电厂根据各自具体情况，发生地震和洪水时对直流电源系统的可用性、电

池容量，持续供电时间做初步分析。

全厂失电的评估方法，考虑在没有恢复厂外和应急柴油机电源的情况下，依靠蓄电池供电运行的设备监测重要参数，控制机组状态。供运行人员监视机组的主要参数，此时蓄电池运行时间决定了机组处于可控状态时间的长短。

评估概述

地震

地震可能对核电厂的安全运行造成威胁，为了保证核电厂的安全稳定运行，在核电厂的设计中必须考虑抗震的能力，特别是对安全重要的系统设计，必须考虑能够抵御可能发生最大地震的影响。

在日本福岛事故后，核安全监管当局更加重视外部灾害对核电厂安全运行的影响。2012年2月16日，国家核安全局要求全部运行核电厂对重要外部事件进行全面评估，评估内容应包括每一种极端情况下的事故响应、防御措施的有效性及事故后果的缓解，尤其是核设施薄弱环节和陡边效应，从而复核核电厂纵深防御的牢固性及安全裕量，考虑当前事故管理措施是否恰当以及电厂是否需要在设施和程序上进行安全改进。因此，核电厂抗震裕量分析作为其中重要的一项工作被提出。

核电厂厂址地震背景和抗震设计概述

中国大陆目前运行的核电机组共15台，分别属于三个厂址。浙江秦山厂址有7台机组，包括秦山核电厂1×320MWe PWR机组，秦山第二核电厂4×650MW PWR机组和秦山第三核电厂2×720MW CANDU 6重水堆机组；江苏田湾厂址有2台 WWER1000 机组；广东深圳大亚湾厂址目前有6台运行机组，同属于M310和改进系列。

（一）核电厂厂址地质地震背景

秦山核电厂址位于浙江海盐秦山镇，东北距上海 98.0km，西南距杭州 74.0km(均指直线距离)，厂址东北面临杭州湾。秦山核电厂址属于地震活动区。在厂址半径 30km 的范围内，历史上仅发生过一次破坏性地震，即 1678 年浙江海盐 $4\frac{3}{4}$ 级地震，距厂址约 11km。在该范围内的现代仪器记录的地震也很少，仅记录到 3 次大于 1.0 级地震，最大震级 2.4 级。6 级以上地震距厂址均 200km 以上。厂址区域的地质构造稳定。厂址区的地基条件良好，设施主体建筑位于稳定的基岩之上，无明显的不良地质现象。

田湾核电厂址位于江苏连云港，东临黄海。厂址近区域范围没有破坏性历史地震记录，距厂址最近的为 1445 年海州 $4\frac{3}{4}$ 级地震，距厂址 32 公里。厂址近区域范围现代仪器记录地震也很少厂址的地震影响主要来自位于厂址西侧约 90km 的郯庐断裂带和厂址西侧约 60km 的南黄海海域的地震活动。区域 6 级以上历史强震主要分布在郯庐断裂带和南黄海海域。田湾核电厂厂址区的地基条件良好，设施主体建筑位于稳定的基岩之上。

大亚湾厂址位于广东深圳，滨临大亚湾。厂址区域属于中强地震活动区，区域范围记录到的最大历史地震为 1918 年南澳 7.3 级地震，距厂址约 130km。厂址近区域范围无破坏性历史地震记录，仪器记录记录也很少，仪器记录到的最大地震为 Ms3.3 级地震。大亚湾核电厂厂址区的地基条件良好，设施主体建筑位于稳定的基岩之上。

（二）电厂设计基准地震

根据核电厂选址阶段的地震危险性分析评估结果以及《核电厂抗震设计规范》(GB50267-97)的要求，确定了各核电厂厂址 SL-2 级设

计基准地震动参数。中国各类运行核电厂的实际抗震设计，包括峰值加速度和设计地震反应谱均能够包络特定厂址设计基准地震动的评估值。各核电厂的抗震设计参数以及所在厂址的评估参数见下表：

各电厂设计基准地震（SL2）与厂址评估结果：

电厂名称	反应堆型号	厂址评估值	电厂设计值	设计谱
秦山核电厂	CNP300	0.11g	0.15g	R. G1. 60 标准反应谱
秦山第二核电厂	CNP600	0.11g	0.15g	R. G1. 60 标准反应谱
秦山第三核电厂	CANDU600	0.11g	0.15g	R. G1. 60 标准反应谱
田湾核电厂	WWER1000	0.19g	0.2g	R. G1. 60 标准反应谱
大亚湾、岭澳核电厂	M310	0.19g	0.2g	R. G1. 60 标准反应谱

（三）电厂设计抗震分类

核电厂中凡属于要确保下列安全功能的筑构筑物、系统、设备被定为抗震 I 类：

- a) 保持反应堆冷却剂系统承压边界的完整性；
- b) 实现安全停堆并保持安全停堆状态，以及排出余热；
- c) 对于会导致放射性大量释放到周围环境事故具有防止或减轻其后果的能力。

抗震 I 类构筑物、系统、设备的设计要满足能承受安全停堆地震（SL2）引起的载荷的要求。

所有安全相关的构筑物、系统、部件和设备均属抗震 I 类，这包括安全 1 级、2 级、3 级机械设备和 1E 级电气设备。安全相关的构筑物都是抗震 I 类的。

对于一些非安全级、非抗震 I 类，但有抗震要求的设备，如反应堆厂房内吊车、起重机及其他设备等，为使得其在发生安全停堆地震情况下不会对抗震级的厂房和安全有关设备造成损害，所有这些设备的承载部分都是抗安全停堆地震的。

目前所有运行核电机组均满足上述抗震分类的设计要求。

下表对各电厂抗震 I 类构筑物、系统和设备进行了简单的描述：

电厂名称	构 筑 物	系 统 设 备
秦山核电厂 (1 台机组)	安全壳及内部结构、核辅助厂房、燃料贮存厂房、换料水贮存箱及其管沟、主控制楼、主蒸汽管廊、应急柴油机厂房、排气烟囱。	反应堆冷却剂系统, 化学与容积控制系统, 余热排出系统, 安全注射系统, 乏燃料冷却与净化系统, 应急压缩空气系统, 设备冷却水系统, 辅助给水系统, 安全壳喷淋系统, 安全壳消氢系统, 安全壳隔离系统, 主蒸汽系统和主给水系统 (隔离阀靠近核岛内侧), 重要厂用水系统, 安全相关的通风系统, 重要冷冻水系统, 消防系统, 包容放射性的系统。
秦山第二核电厂 (4 台机组)	核岛厂房、核辅助厂房、燃料贮存厂房、换料水贮存箱及其管沟、主控制楼、主蒸汽管廊、应急柴油机厂房、排气烟囱。	反应堆冷却剂系统, 化学与容积控制系统, 余热排出系统, 安全注射系统, 乏燃料冷却与净化系统, 应急压缩空气系统, 设备冷却水系统, 辅助给水系统, 安全壳喷淋系统, 安全壳消氢系统, 安全壳隔离系统, 主蒸汽系统和主给水系统 (隔离阀靠近核岛内侧), 重要厂用水系统, 安全相关的通风系统, 重要冷冻水系统, 消防系统, 包容放射性的系统。
秦山第三核电厂 (2 台机组)	核岛安全壳厂房及内部结构、汽轮机厂房结构、核辅助厂房结构、MSSV 结构、乏燃料池、乏燃料干式储存模块、副控室 (包括应急供电厂房)、应急堆芯冷却系统高压注射厂房。	燃料通道组件、排管容器以及端屏蔽组件、慢化剂主循环系统、慢化剂净化系统、一次热传输系统主回路、热传输重水供水和排放系统、热传输压力控制系统、热传输轴封回路、热传输净化回路、热传输停堆冷却系统。
田湾核电站 (2 台机组)	反应堆厂房、蒸汽间、安全厂房; 重要用户的冷却水泵房、控制厂房备用柴油发电站 (SDGS) 厂房、辅助厂房、新核燃料贮存库、固体放射性废物贮存库、从备用柴油发电站到安全厂房和反应堆厂房的电缆通道、设备运输闸门龙门架、通风烟囱。	反应堆冷却剂系统, 化学与容积控制系统, 余热排出系统, 安全注射系统, 乏燃料冷却与净化系统, 应急压缩空气系统, 设备冷却水系统, 辅助给水系统, 安全壳喷淋系统, 安全壳消氢系统, 安全壳隔离系统, 主蒸汽系统和主给水系统 (隔离阀靠近核岛内侧), 重要厂用水系统, 安全相关的通风系统, 重要冷冻水系统, 消防系统, 包容放射性的系统。
大亚湾、岭澳核电厂 (6 台机组)	核岛厂房、辅助厂房、电气厂房、燃料贮存厂房、辅助给水箱、连接厂房、安全厂用水泵房及管沟、柴油发电机厂房、安全厂用水系统积水井、核岛废液贮灌厂房、废液贮存管沟、循环水进水管沟。	反应堆冷却剂系统, 化学与容积控制系统, 余热排出系统, 安全注射系统, 乏燃料冷却与净化系统, 应急压缩空气系统, 设备冷却水系统, 辅助给水系统, 安全壳喷淋系统, 安全壳消氢系统, 安全壳隔离系统, 主蒸汽系统和主给水系统 (隔离阀靠近核岛内侧), 重要厂用水系统, 安全相关的通风系统, 重要冷冻水系统, 消防系统, 包容放射性的系统。

电厂抗震裕量分析

（一）抗震裕量分析目的和方法

按照综合安全检查的要求，各运行核电厂结合自身的抗震设计开展了抗震裕量评估分析（SMA）。抗震裕量评价（SMA）的目的在于确认电厂相对于 SL2 地震水平是否仍有足够的裕量以确保电厂安全，同时，通过抗震裕量分析方法寻找可能存在的薄弱环节，并验证在发生超设计基准地震工况下是否存在陡边效应。

核电厂地震安全裕量评估所用的方法，主要参考美国电力研究协会（EPRI）推荐的基于成功路径的抗震裕量评价方法。EPRI 的 SMA 方法需确定能将核电厂带到一个安全稳定状态（热停堆或冷停堆）的成功路径，并维持安全稳定状态至少 72 小时。成功路径上的构筑物、系统、部件（SSC）必须有足够的抗震能力来抵御超过设计基准地震的地震事件。通过 SMA 方法，能够分析在发生不同强度的地震时，安全停堆所必须的关键构筑物、系统和部件（SSC）的可用性，从而得出电厂能够承受的地震强度范围，评价与电厂现行执照基准相比的裕量。

（二）抗震裕量分析对象的选择

考虑到在同厂址存在相同设计或类似机组，本次抗震裕量分析只选择了具有代表性的机组作为目标机组进行抗震裕量分析：

- 秦山厂址分别选择了秦山核电厂 CNP300 机组、秦山第二核电厂 CNP600 3#机组、秦山第三核电厂 CANDU600 1#机组；
- 田湾厂址选择了田湾核电厂 WWER-1000 1#机组；
- 大亚湾、岭澳厂址选择了岭澳核电厂 4#机组。

（三）抗震裕量评估（SMA）步骤

- a) 确定审查级地震水平（RLE）：

由于抗震裕量分析在中国大陆首次展开，因此初步选定 1.5 倍 SL2 作为审查级地震，秦山第三核电厂采用 2 倍 SL2 作为审查级地震。

b) 确定成功路径并找出成功路径中所涉及的系统、设备和构筑物：

分析采用确定论方法，基于经验或专家判断，找出地震情况下可用于将核电厂带到安全稳定停堆（热停堆或冷停堆）状态的系统。

在此基础上选择使核电厂达到安全稳定停堆的成功路径。

各核电厂根据具体情况初步确定一条或数条成功路径进行分析。

c) 建立成功路径上的设备清单 (Seismic Equipment List, SEL)，并对选定的设备清单进行筛选；

找出选用的成功路径中的相关构筑物、系统和设备，以及设备的位置和失效模式。根据抗震能力筛选原则，对可选成功路径中的相关构筑物、系统和设备进行初步筛选生成初步的抗震评价设备清单。

d) 现场勘察 (walkdown)

现场勘察的主要内容有：

- 审查先前建立的成功路径中包含系统及支持系统的部件和结构；
- 现场勘察，进一步确定成功路径中所包含的设备及构筑物的位置；
- 现场勘察，调研了解成功路径中所包含设备的支撑；
- 现场勘察，进一步确认筛选掉的设备和构筑物；
- 现场勘察，确认地震发生时，失效会影响（主要是空间上）成功路径缓解功能的构筑物和部件。并将其增至构筑物和设备列表中。

e) 构筑物、系统和部件 (SSCs) 的地震响应分析和抗震能力分析：

根据选定的审查级地震开展新的楼层反应谱分析工作。

收集构筑物和设备列表中所列构筑物和设备的详细的力学分析报

告或抗震鉴定试验报告。在收集到相应报告后，根据报告先筛选掉一些抗震能力强的构筑物和设备，再根据新的楼层反应谱开展抗震能力分析。

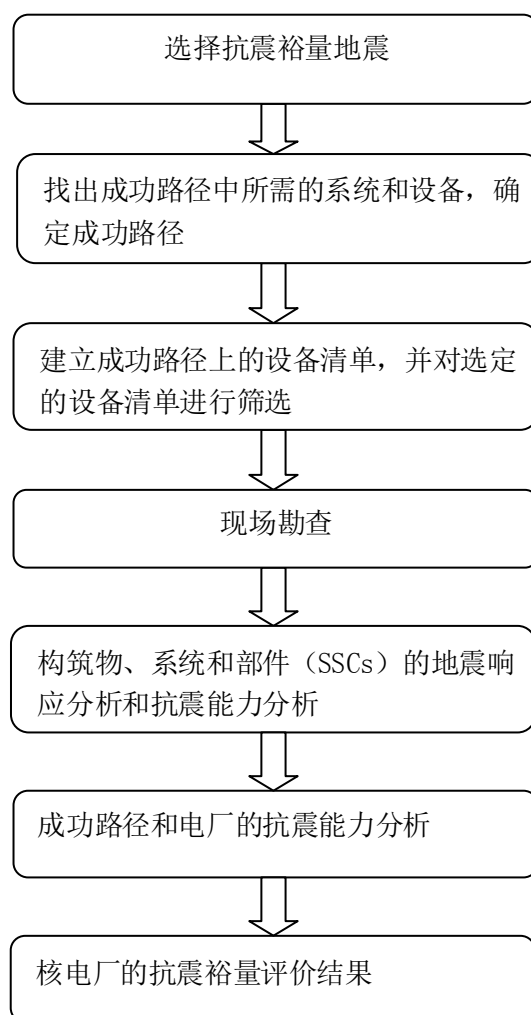
f) 成功路径和电厂的抗震能力分析：

g) 根据系统中包含的部件及相关支持系统的抗震能力分析结果，对电厂抗震能力进行分析。

h) 核电厂的抗震裕量评估：

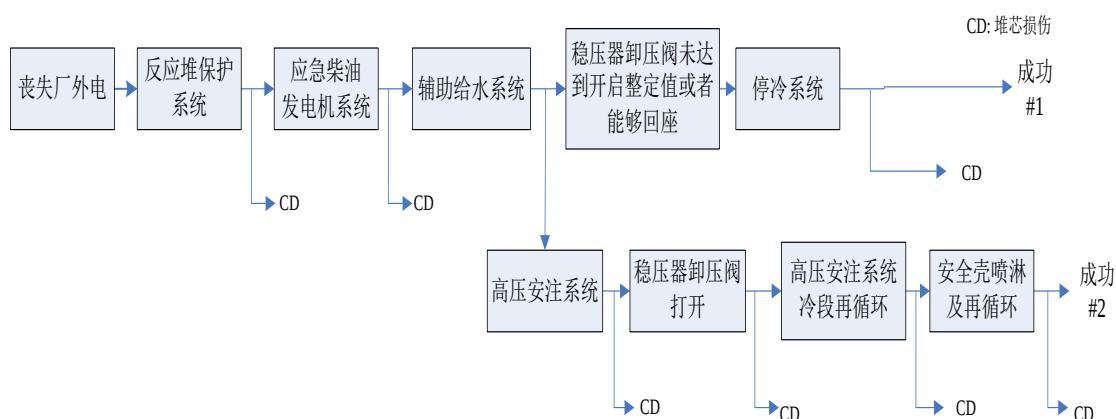
根据构筑物和设备、成功路径和电厂的抗震能力分析，完成抗震裕量评估。

抗震裕量评估（SMA）步骤如下图所示：



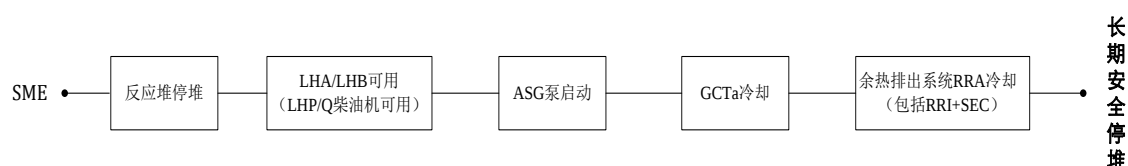
(四) 成功路径的描述

秦山核电厂确定了两条成功路径，一条为考虑了 LOOP 事故缓解的成功路径,另外一条则在此基础上考虑了小破口 LOCA(Loss of Offsite Power), 如下图所示:

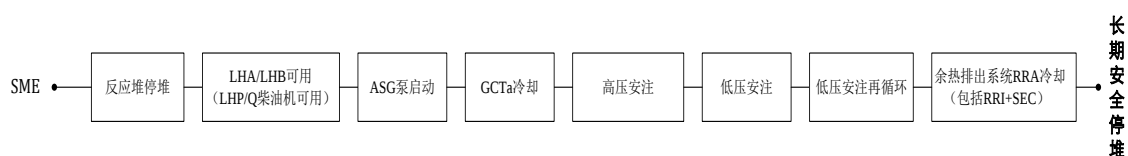


秦山第二核电厂抗震裕量地震 (SME) 后在 LOOP 和 LOOP+SL0CA 情况下将反应堆带至安全停堆的成功路径。分别如下图所示:

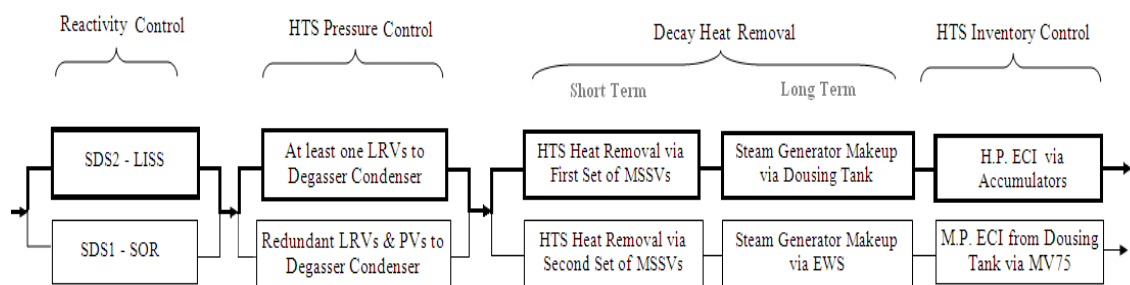
一回路边界完整:



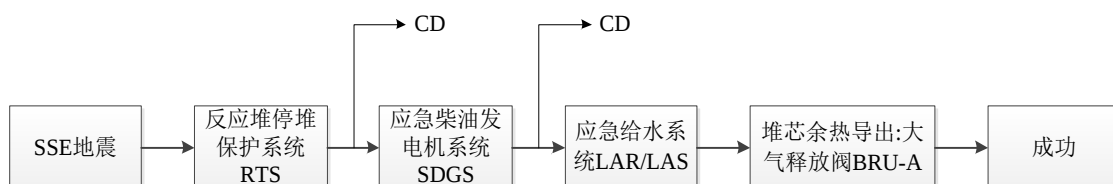
小破口:



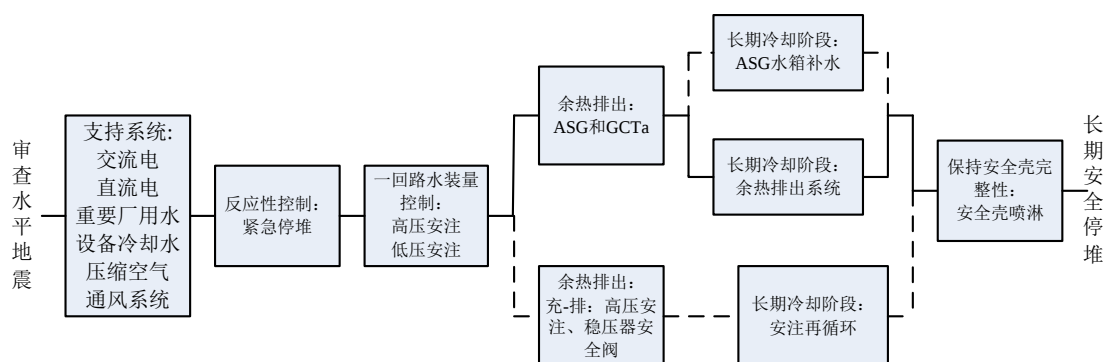
秦山第三核电厂在进行抗震裕量评估时考虑了重水堆的主回路抗震设计,认为在审查级地震水平下主回路将保持完整,不考虑小破口状态,由此所选择的成功路径如下图:



田湾核电厂抗震裕量评估是根据对执行安全功能的系统和部件的分析，结合中国在役核电厂运行经验，并参考相关事故处理规程，确定田湾核电厂抗震裕量评估优选成功路径如下图：



岭澳核电厂 4#机组抗震裕量评估是在功率工况下，地震事件引发厂外电源丧失且在 72 小时内不能恢复，进而导致一回路冷却剂系统小破口事件发生情况下将反应堆带至安全停堆的成功路径。如下图：



图中所示的实线为成功路径

（五）抗震裕量评估的结果

根据目前已完成的抗震裕量分析工作，中国大陆运行核电厂的抗震水平远超出各厂址评估的地震危险性结果，均能满足 1.5 倍或以上设计基准地震（SL2）的抗震要求。下一阶段各核电厂将细化抗震裕量评估，并进一步开展对电仪设备的评估工作。

下表所示为各电厂的 SMA 评估结果汇总：

电厂名称	型号	SMA 结果描述
秦山核电厂	CNP300	在抗震分析中对成功路径中包含的 SSC 进行了筛选，通过对主要构筑物、管系、阀门的整体评估初步确定了这些构筑物和部件的抗震裕量能够满足 1.5 倍 SL2。对于无法通过整体评估筛选掉的设备进行了详细抗震裕量计算，结果表明其抗震裕量能满足 1.5 倍 SL2。
秦山第二核电厂	CNP600	根据成功路径上的主要设备清单，对涉及到的设备进行分类，分别评估设备的抗震能力，再作出总体评估。根据目前所作的抗震裕量评估，在选定的两条路径上的设备的抗震裕量能满足 1.5 倍 SL2。
秦山第三核电厂	CANDU600	对成功路径清单中的所有 SSC 进行了识别，均具有最小 0.3g 的抗震能力值，具有 2 倍 SL2 的抗震裕量。
田湾核电厂	WWER-1000	根据目前所作的设备抗震能力评估，选定的成功路径上的抗震安全裕量大于 1.5 倍 SL2。
大亚湾、岭澳核电厂	M310、CPR1000	a) 构筑物的抗震裕量较大，成功路径上构筑物的抗震能力大于审查地震水平。 b) 目前已完成了 EAS 系统设备的抗震能力评估，对于筛选出的抗震能力需要分析的部件，详细评估结果表明，抗震能力大于 1.5 倍 SL2。

洪水

洪水可能导致核电厂址内大量设施出现故障，特别是导致丧失冷却水供应、丧失电源及核电厂长时间孤岛状态，因此在核设施设计中考虑了洪水所造成的风险。目前中国运行的核电厂均属于滨海厂址，依据《滨海核电厂厂址设计基准洪水的确定（HAD101/09）》（1990），滨海核电厂的设计基准洪水是一个核电厂设计应经受的洪水，它应该

是下列洪水类型中最严重的：

- a) 可能最大风暴潮引起的洪水
- b) 可能最大海啸引起的洪水（如果存在时）
- c) 可能最大假潮引起的洪水（如果存在时）
- d) 由上述 a)、b) 项严重事件的组合所引起的洪水

风浪的作用可单独考虑或者与上述洪水组合在一起考虑。由于中国大陆沿海的海洋水文以及地震活动特征，对沿海核电厂厂址设计基准洪水位起控制作用的是可能最大风暴潮引起的增水，地震海啸和假潮引起的增水很小。在确定滨海核电厂址设计基准洪水位时，所考虑的设计基准洪水组合为：10%天文高潮位、可能最大风暴潮增水及相应的风浪、江河洪水（河口厂址）。关于风浪，目前中国大陆的运行核电厂厂址都是通过修筑防波堤来防御风浪的影响，而且这些防波堤均按照安全相关物项进行抗震设计。

核电厂的防洪设计概述

中国目前运行的核电机组分别分布在浙江的秦山、江苏的田湾和广东大亚湾三个厂址，各厂址的防洪设计情况如下：

（1） 秦山核电厂址

秦山核电厂址位于杭州湾的北岸，钱塘江出海口。秦山核电厂现有 7 台运行核电机组，分三批建设。秦山核电厂（秦山一期）是中国的第一座核电厂，始建于上世纪的 1985 年。秦山核电开始建设时期，国家核安全局尚未成立，相应的核安全法规标准也不完善。秦山核电厂的场坪标高当时定为 5m，防波堤加挡浪墙的顶标高为 9.0m，属于典型的“湿厂址”。在国家核安全局成立后，经审评要求进一步提高防洪标准，将防波堤顶标高增至 9.70m；秦山第二核电厂（秦山二期）始建

于 1995 年，在厂址安全评价中确定的设计基准洪水位为 8.20m，主要考虑了 10%超越概率高潮位、可能最大风暴潮增水、并叠加了 25 年一遇的江河洪水位。秦山第二核电厂的场坪标高确定为 10.93m，在场坪之上建有 1.5m 高的挡浪墙；秦山第三核电厂（秦山三期）始建于 1998 年，场坪标高按照“干厂址”确定为 11.80m，并增设了 1m 高的挡浪墙，使挡浪墙顶标高达 12.80m。2008 年，伴随秦山厂址扩建方家山核电厂工程，对厂址的设计基准洪水位再次进行了复核，由于钱塘江河口水文形势的变化特别是沿杭州湾两岸的围垦，以及对沿海地区发生超强台风研究获得的新认识，使得秦山厂址的设计基准洪水位进一步提高，达到 10.01m，比较早期评价提高近 2m。对此国家核安全局给予高度重视，要求秦山核电基地各核电厂，按照新确定设计基准洪水位重新评估洪水风险，并采取有效措施防范洪水威胁，提高抵御极端洪水的能力。

（2） 田湾核电厂址

田湾核电厂址位于江苏省连云港市，东临黄海。在田湾核电厂设计基准洪水确定过程中，主要考虑了 10%超越概率高潮位、可能最大风暴潮增水和海平面升高。所确定的厂址设计基准洪水位为 7.30m，核岛室外厂坪标高 7.85m，室内地坪标高为 8.0m。在厂区外围临海侧修建护岸防波堤，对于风浪的影响是通过护岸防波堤来防御的，防波堤堤顶高程为 9.5m。为了减少波浪爬高和越浪量，防波堤采用复式梯型断面的型式。

（3） 大亚湾岭澳厂址

大亚湾核电厂在上世纪 80 年代按照法国的规范标准进行设计，在大亚湾核电厂建成后，又扩建了岭澳核电厂。在厂址设计基准洪水评

价中，主要考虑了 10%超越概率天文高潮位和可能最大风暴潮增水，所确定的厂址设计基准洪水位为 6.35m，场坪标高确定为 7.0m。在厂区外围临海侧修建防波堤，对于风浪的影响是通过护岸防波堤来防御的，经验证防波堤在设计基准地震和设计基准洪水（DBF）条件下不丧失功能。

各滨海核电厂址洪水设计

包括设计基准洪水位、厂坪、海堤工程汇总如下表：

厂址、电厂		机组	设计基准洪水位（米）	核岛场地标高（米）	主要防洪设施高度（米，防波堤，挡浪墙）	新设计基准洪水位（米）
秦山*	秦山核电厂	1#	-	+5.000	+8.5+1.2	+10.01
	秦山第二核电厂	1~4#	+7.9	+10.93	+10.93+1.5	
	秦山第三核电厂	1、2#	+8.14	+11.8	+11.8+1.0	
田湾核电厂		1、2#	+7.04	+7.85	+9.5	/
大亚湾	大亚湾核电厂	1、2#	+6.25	+6.50	+14.70~+16.70	/
	岭澳核电厂	1~4#	+6.35	+7.00	+13.8	/

*注：秦山厂址设计基准洪水位，2008 年根据方家山工程最新结论，调整为 10.01 米

核设施的洪水设计重新评估

福島事故后，各核电厂对核设施的防洪设计进行检查，对洪水所造成的风险进行重新评估。重新评估的内容应特别针对核设施所在厂址的防洪设施的最高设计水位，即设计基准洪水位，同时还应考虑导致洪水发生的各种现象及各种现象的组合（高河水水位、风暴、降雨、地面水位上涨、系统失效、积水系统及构筑物故障等）。

2011 年，根据秦山厂址的最新设计基准洪水位 10.01m，开展了“秦山核电厂海堤加高优化方案，波浪水槽模型试验”、“秦山核电基地

秦山第二核电厂、秦山第三核电厂工程海堤前沿可能最大台风浪进行计算与断面模型试验”、“老沪杭公路、淹没水位分析专题”等专题分析评估工作，针对基准洪水位与可能最大台风浪组合的作用过程，对现状海堤的典型代表断面进行水槽模型试验，计算其越浪量、验证其断面稳定性。

通过各专题，得到主要结论如下：

（1）杭州湾海域的波浪基本上以风浪为主，涌浪所占比例较小，台风是造成本工程海区大风、大浪等灾害性海况的主要因素。

（2）秦山厂址各海堤断面均保持稳定，个别发生失稳的断面并不影响主厂区安全。

（3）在最高潮位时刻，各海堤断面有一定量的越浪量产生。

（4）根据越浪量计算结果，在不叠加暴雨因素情况下厂区积水深度初步结论如下：

秦山核电厂在海堤加高方案实施后，安全厂房外最大水淹深度为 1.13m。

秦山第二核电厂场坪内部积水较浅，最大水淹深度也仅为 0.37m；秦山第三核电厂场坪内部积水较深，最大水淹高度分别为 0.98m。

大亚湾核电厂址和田湾核电厂址的设计基准洪水位经评估后没有变化。

各电厂检查后情况汇总如下：

厂址、电厂		机组	设计基准洪水位（米）	主要防洪改进措施
秦山	秦山核电厂	1#	10.01	1)海堤拟从 8.5m 加高到 10.2m、堤面加宽至 14m，堤顶设两道挡浪墙，内挡浪墙 12.7m、 外挡浪墙 11.4m 2) 安全重要厂房加装封堵设施，按照 1.2m 高度进行封堵
	秦山第二核电厂	1~4#		对重要厂房所有开口项进行封堵
	秦山第三核电厂	1#、2#		对重要安全厂房按照 1.2m 高度进行封堵
田湾核电厂		1#、2#	7.04	1) 逐项排查并完成有关门窗、通风口、电缆贯穿和工艺管道贯穿等的防水封堵 2) 制定实施柴油机厂房、重要厂用水泵房等重要厂房的防水淹临时措施
大亚湾	岭澳	1~4#	6.35	在安全重要厂房采用： 周围布置沙袋、安装密封用导槽、周界门底边密封处理、安装防水挡板
	大亚湾	1#、2#	6.25	

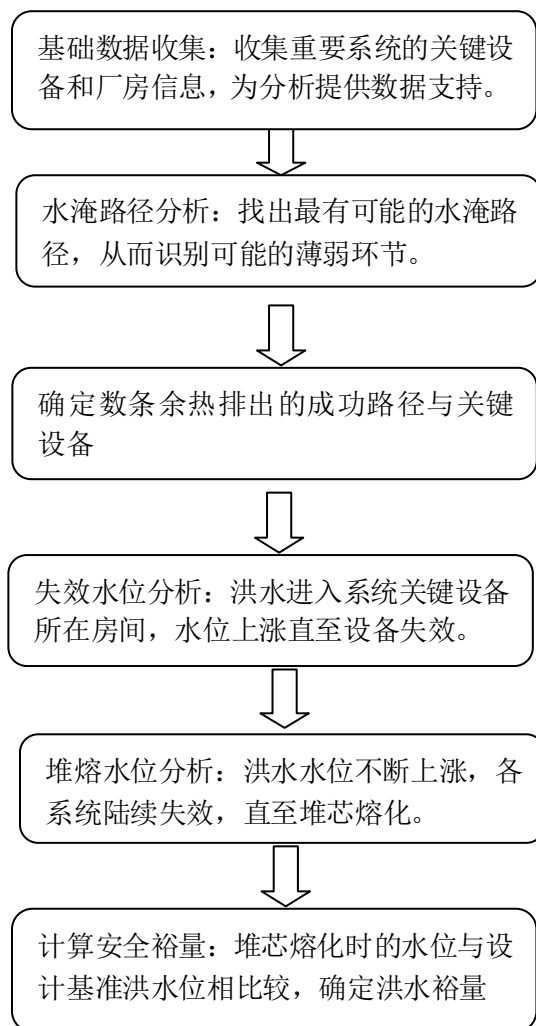
核设施的洪水裕量评估

1) 核设施的洪水裕量评估概述

国家核安全局要求各核电厂分析指明核设施所能承受的洪水水位，在该水位下不会造成燃料损坏（反应堆压力容器及乏燃料池中的燃料）。评估内容应包括每一种极端情况下的事故响应、防御措施的有效性及其事故后果的缓解，尤其是核设施薄弱环节和陡边效应，从而复核核电厂纵深防御的牢固性及安全裕量，考虑当前事故管理程序是否恰当以及电厂是否需要在设施或者程序上进行改进。评估方法以确定论的观点为基准，假定在这些极端自然灾害发展过程中电厂各道防线相继失效，而不考虑失效概率。同一个厂址相同机组选择一个机组进行分析。

根据洪水灾害的特点，各核电厂于 2012 年 6 月完成核设施的洪水裕量分析工作并向国家核安全局提交分析结果报告。洪水裕量评估基

本方法如下：



2) 洪水裕量评估对象的选择

考虑到在同一厂址的相同设计或类似机组，本次洪水裕量评估只选择了具有代表性的机组作为目标机组进行洪水裕量分析，秦山厂址分别选择了秦山核电厂 CNP300 机组，秦山第二核电厂 CNP600 3#机组，秦山第三核电厂 CANDU600 1#机组。田湾厂址选择了田湾核电厂 WWER1000 1#机组，大亚湾、岭澳厂址选择了岭澳核电厂 M310 4#机组。

3) 洪水裕量评估结论

(1) 秦山核电厂址

➤ 秦山核电厂

秦山核电厂分析选择了四条成功路径，二条一次侧成功路径与二条二次侧成功路径。

第一、二两条成功路径需要主给水系统正常运行，主给水泵需要厂外电支持，认为发生洪水灾害时，厂区积水超过 GIS 开关站场地标高 5.150m，保持厂外电已不可信，所以第一、二两条成功路径能承受的水淹高度小于 5.150m。

第三条成功路径需要辅助给水系统投入运行，三台辅助给水泵均布置在电气厂房-6.700m 层面，设备布置标高-6.250m，当水位超过电气厂房挡水槛上沿（标高 6.100m）的时候，电厂厂房 6.100m 以下层面被淹没，辅助给水泵失效，则该条成功路径能承受的最大水淹高度为 6.100m。

第四条成功路径需要安注系统、喷淋系统投入运行，安注泵布置在辅助厂房-6.750m，停冷泵布置在辅助厂房-11.640m，喷淋泵布置在辅助厂房-11.700m。缓解系统的支持系统有设备冷却水系统、重要冷冻水系统、海水系统和应急柴油发电机系统。其中设备冷却水系统和重要冷冻水系统布置在辅助厂房，海水系统在 49#厂房。应急柴油发电机厂房标高 5.300m，安装挡水槛后防水淹高度达 6.100m。当水位超过辅助厂房挡水槛上沿（标高 6.100m）的时候，辅助厂房以下层面全部淹没，安注系统和喷淋系统及支持系统失效，同时柴油发电机厂房也被水淹，则该条成功路径能承受的最大水淹高度也为 6.100m。

需要说明的是在实际情况下，电厂存在的缓解路径可能不止以上四条，但是这些成功路径的水淹裕量均不会超过 6.100m，对最终的结

论无影响，故这里不再一一列出。

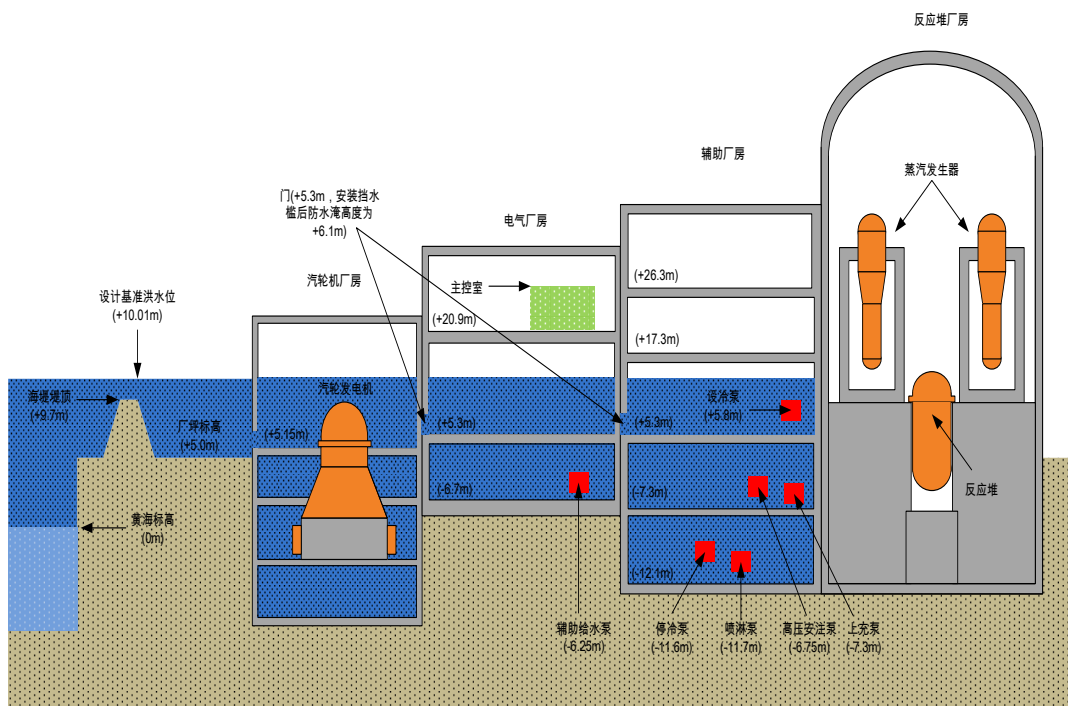
四条路径的分析结论为：

第一、第二条路径能承受的水淹高度为+5.15 M，第三、第四条路径能承受的水淹高度为+6.1M。

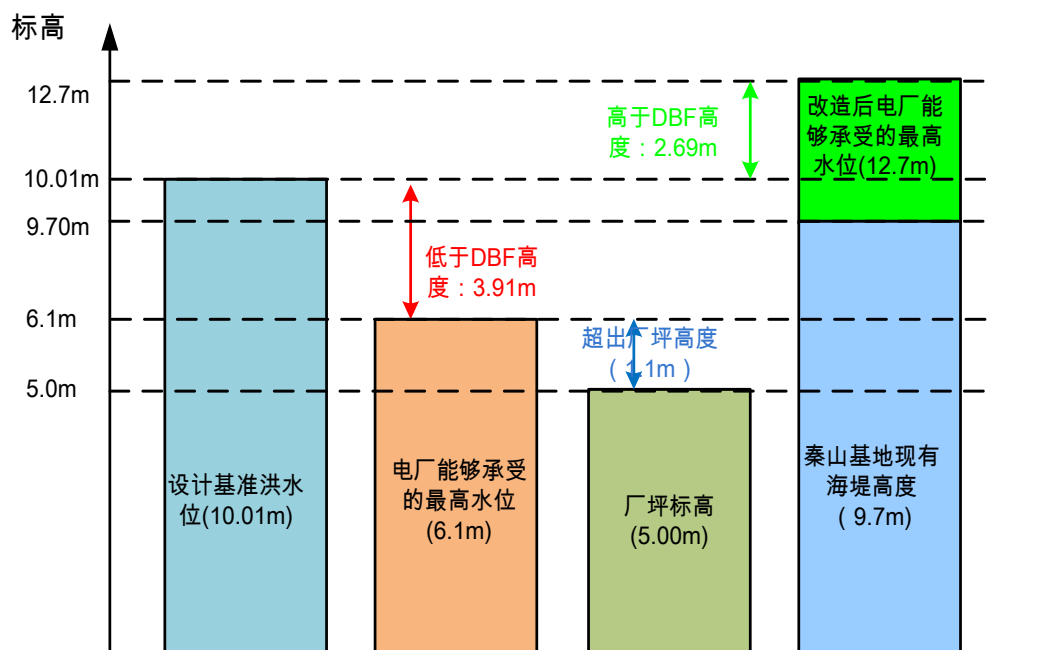
秦山核电厂设计基准洪水位为+10.1m、厂坪标高+5.0m、设计厂区PMP积水深度为0.2m。分析表明秦山核电厂为湿厂址，能承受的最大水淹高度为+6.1m，该水位比设计基准洪水位相比低3.91m。而与厂坪相比则高出1.10米。该值与PMP最大雨水积水深度比为 $1.10/0.2=5.5$ 倍。

当考虑海堤作用及海堤加高至12.7米后，秦山核电厂所能承受的最大洪水高度为12.7米，比设计基准洪水位10.01米高出2.69米。

洪水裕量分析结果显示电厂具有一定的设计裕量。如下图示：



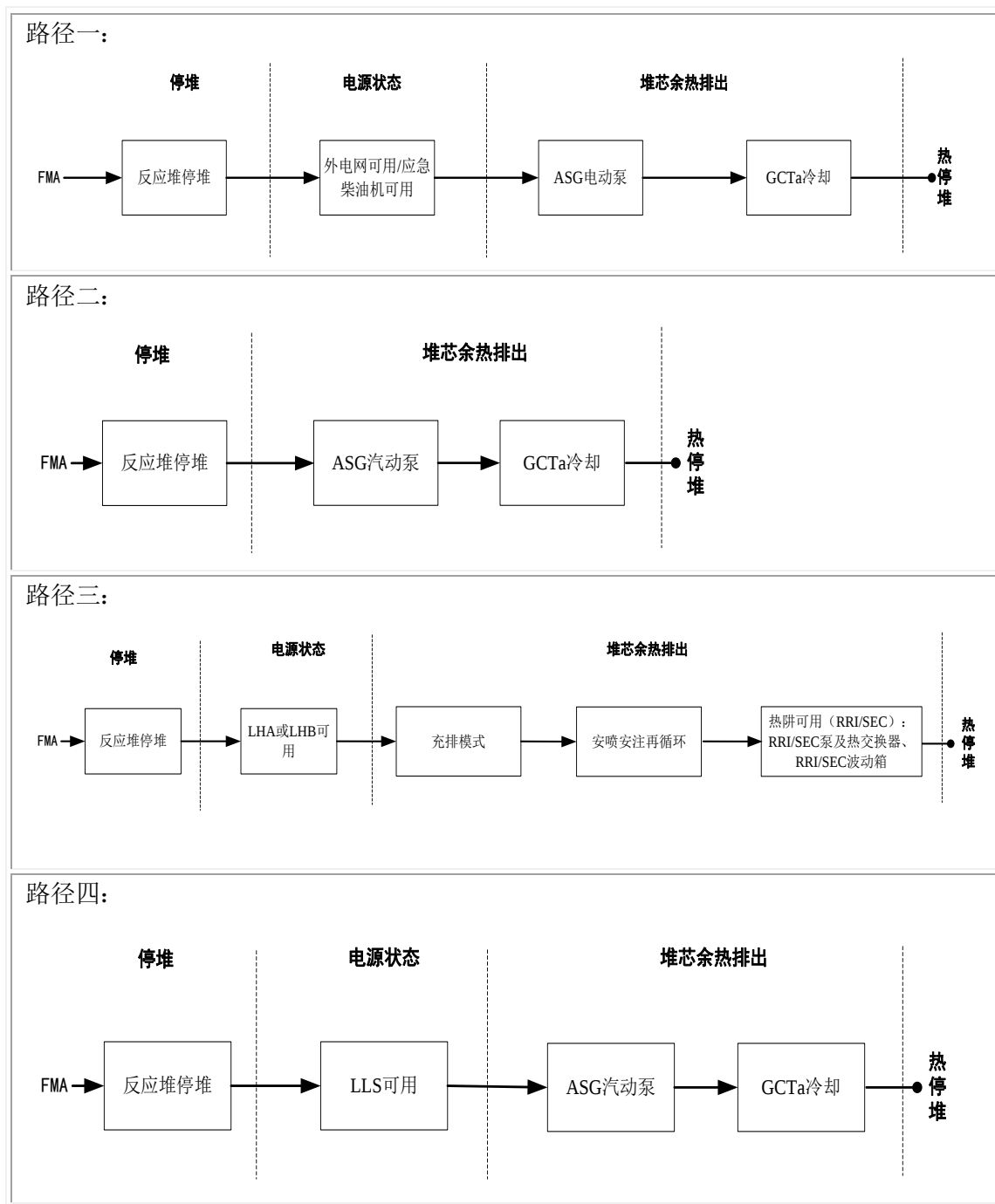
秦山核电厂厂区水淹示意图



秦山核电厂水淹裕量图

➤ 秦山第二核电厂

秦山二期扩建工程在选定的四条路径上的防洪水安全能力分别可到+11.23m(路径一)、+11.48m(路径二)、+11.23m(路径三)和+11.48m(路径四)。成功路径如下图所示:



为将反应堆带至安全停堆状态，需重点关注电源方式和带出堆芯余热的措施。上述四条路径使用的电源方式主要有 LHA/LHB（路径一、二和三）和 LLS（路径四）：用于 LHA/LHB 供电的用户要多于 LLS，因此在严重事故条件下，其更有利于缓解事故并稳定反应堆。因此，在成功路径中优选采用使用 LHA/LHB 电源，即成功路径一、二和三。而上述四条路径排出反应堆余热的措施主要有：通过 ASG 汽动泵和 GCTa 来实现（路径二和路径四），通过 ASG 电动泵和 GCTa 来实现（路径一），通过充排和安注安喷再循环来实现（路径三）。

可见各成功路径采用的排出余热方式与现有事故处理规程 EOP 体系中各规程手段类似，如蒸发器给水完全丧失（H2）处理规程等。

由于采用充排模式及安注安喷再循环方式排出余热涉及的设备相对其他排出余热方式更多，从而其要求可用的设备也相对更多。另外，该方法对事故后处理要求也相对较高。而通过 ASG 和 GCTa 来排出余热的方式为大多数事故规程所采用，其涉及设备也相对较少。因此，对于堆芯余热排出方式，首选通过 ASG 和 GCTa 的方式，即成功路径一、二和四。

对于采用 ASG 汽动泵和 GCTa 排出堆芯余热的路径二和路径四，和采用 ASG 电动泵和 GCTa 排出余热的路径一，其区别主要是采用汽动泵或电动泵。因此这两种方式对于防水淹能力的区别也主要是电动泵和汽动泵防洪水能力的差别。根据上述分析采用 ASG 电动泵的防洪水能力为+11.23m，而采用 ASG 汽动泵的防洪水能力为+11.48m。因此，排出堆芯余热的首选方式应为使用 ASG 汽动泵和 GCTa。

综上，经过分析可得出防水淹的优选成功路径为路径二，路径一；其次为路径四、路径三。目前所选成功路径能保证在一定水位下将反

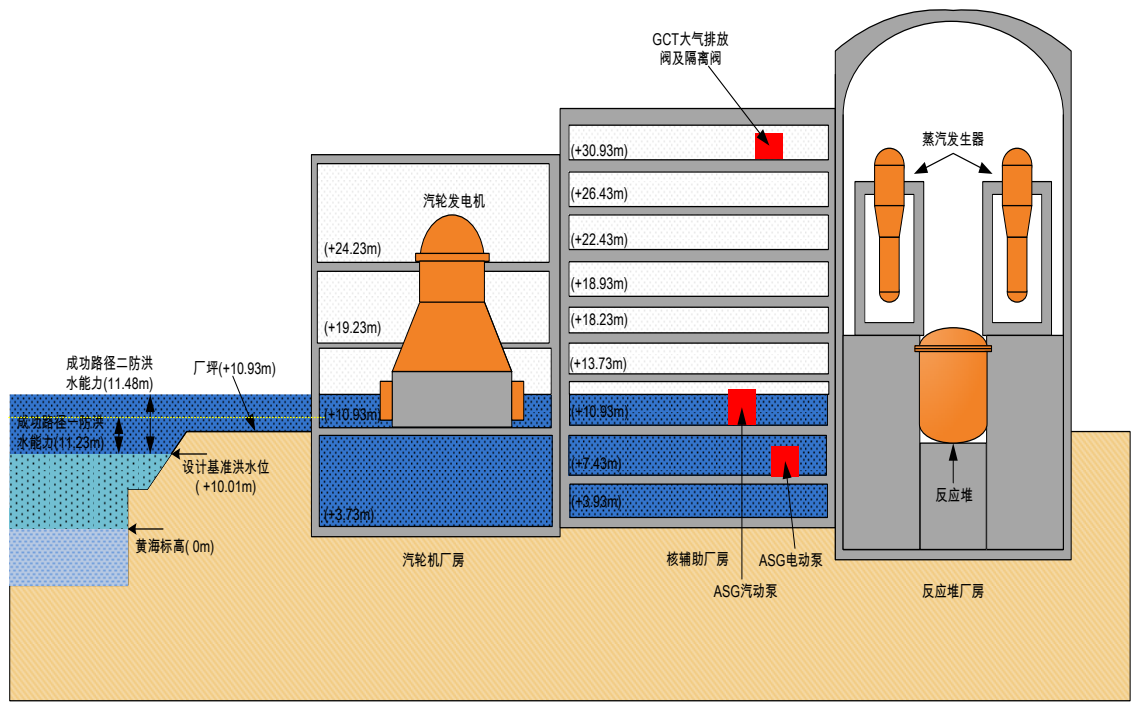
应堆带入安全停堆状态。另外，通过分析也可得出在通过改进相关厂房门槛等措施可提高秦山二期扩建工程的防水淹能力。

四条路径的分析结论为：

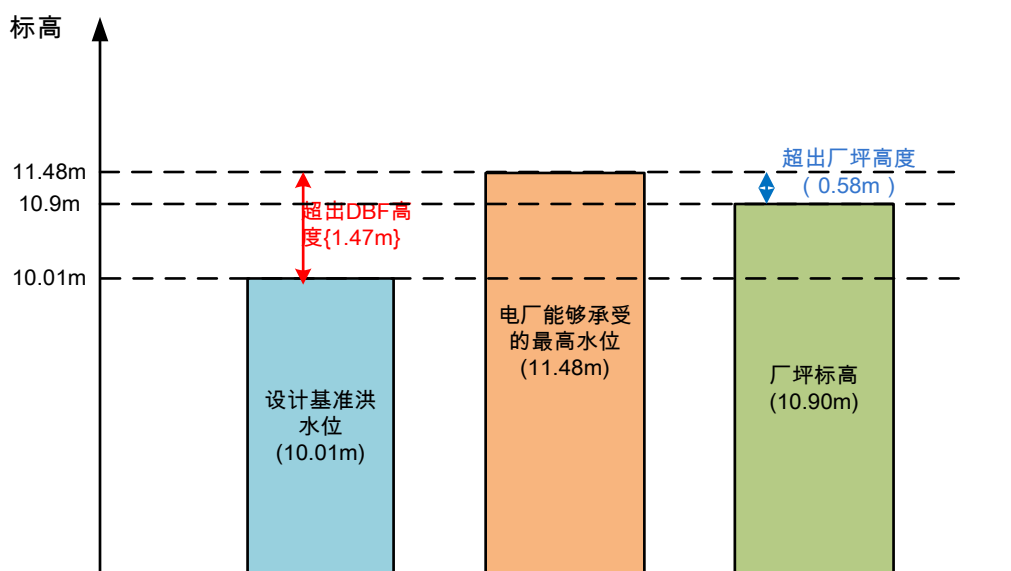
防洪水安全能力分别可到+11.23m（路径一），+11.48m（路径二），+11.23（路径三），+11.48m（路径四）。

秦山第二核电厂设计基准洪水位为+10.1m、厂坪标高+10.9m、设计厂区 PMP 积水深度为 0.2m。分析表明能承受的最大水淹高度为+11.48m，该水位比设计基准洪水位相比高出 1.47m。而与厂坪相比则高出 0.58 米。该值与 PMP 最大雨水积水深度比为 $0.58/0.2=2.9$ 倍。

洪水裕量分析结果显示电厂具有相当大的设计裕量。如下图所示：



秦山第二核电厂厂区水淹示意图



秦山第二核电厂水淹裕量图

➤ 秦山第三核电厂

通过审查秦山第三核电厂的安全分析报告和相关设计文件，梳理出在发生水淹灾害时电厂实现安全停堆的主要成功路径。

第一条成功路径：在电厂接到水淹预警后操纵员手动停堆，主给水泵或辅助给水泵能按要求向蒸汽发生器二次侧供水，主蒸汽安全阀（MSSV）开启（自动或手动），即可使电厂进入安全稳定状态。

第二条成功路径：在电厂接到水淹预警后操纵员手动停堆，MSSV开启（自动或手动，实施蒸汽发生器（SG）降压。若给水系统不可用，操纵员可启动停堆冷却系统，开启停堆冷却系统与热传输系统的隔离阀，利用停堆冷却热交换器和热传输系统泵把热传输系统从 260℃ 开始冷却。若热传输泵不可用，则由操作员启动停堆冷却泵结合停堆冷却热交换器带出堆芯余热，使电厂进入安全稳定状态。

第三条成功路径：在电厂接到水淹预警后操纵员手动停堆，给水

系统不可用，MSSV 开启（自动或手动），实施 SG 降压。若操纵员启动停冷系统后，系统未能正常运行，操纵员应解除应急供水系统（EWS）的闭锁，操作成功后 3461-PV7/107 和 PV41/141 阀门将会自动开启，从喷淋水箱向 SG 二次侧补水。若给水系统不可用且操纵员未能启动停堆冷却系统，SG 压力降为 345KPa 时，3461-PV7/107 和 PV41/141 阀门将会自动开启，从喷淋水箱向 SG 二次侧补水。喷淋水箱安装在反应堆厂房的穹顶且在反应堆运行期间充满水，作为喷淋水和应急堆芯冷却水的应急用水，水容积为 2060m³，若完全用于 SG 二次侧补水，停堆后可为 SG 二次侧补水的时间超过三天 [5]。由于水淹持续时间一般较短，在喷淋水箱的水耗尽后，有足够的时间采取补水措施或采用其它措施实现长期的堆芯冷却。

水淹裕量分析：

第一条成功路径需要主给水或辅助给水系统按要求运行，主给水泵需要厂外电支持，认为发生洪水灾害时，厂区积水超过核岛场地，保持厂外电已不可信。在丧失厂外电情况下，辅助给水系统可依靠柴油发电机供电，而 1 台辅助给水泵和 3 台主给水泵均位于汽轮机厂房的 -0.500m 层，汽轮机厂房和柴油发电机厂房地坪标高为 12.000m，所以这一条成功路径能承受的水淹高度小于 12.000m。

第二条成功路径采用停堆冷却系统对堆芯进行冷却，停堆冷却系统布置在反应堆厂房之内，整个系统处于反应堆集管液位以下。停堆冷却泵和停堆冷却热交换器泵布置在标高 14.784m。反应堆厂房不会进水，停冷系统本身不会被水淹没。但停冷系统需要循环冷却水系统和厂用水系统支持，在厂区水位超过厂房大门标高（12.000m）时，布置在汽轮机厂房内的 6.700m 层面的循环冷却泵已被水淹，导致停堆冷却热交换器无法

带出堆芯余热。也就是说这条缓解路径在水位达到 12.000m 时失效。

第三条成功路径采用喷淋水箱对蒸汽发生器二次侧注水导出堆芯余热，要求蒸汽发生器 MSSV 和应急供水阀可根据信号自动开启。其中四个应急供水阀 3461-PV41/141 和 3461-PV7/107 布置在位于辅助厂房的 5.900m 层，距该层地面高度约 1.800m，这四个阀门在失去一级电源（48V，由蓄电池供给）以及仪表压空之后，均处于故障开启的状态，即水淹导致的丧失一级电源及失去仪表压空都会使得四个阀处于开启位置。主蒸汽安全阀位于辅助厂房的 30.180m 层，该条成功路径可承受的水淹高度达 30.180m。但主控室及主控设备间（相关仪控电源）的标高为 21.220m，水位高于主控室楼板后，主控室及主控设备间被水淹导致丧失对电厂状态的监测和控制能力，认为会导致堆芯损伤。

需要说明的是在实际情况下，电厂存在的缓解路径可能不止以上三条，但是这些成功路径的水淹裕量均不会超过 12.000m，对最终的结论无影响。

三条路径的分析结论为：

一次侧停堆冷却系统成功路径防洪水安全能力可到+12.00m，即与厂坪持平。

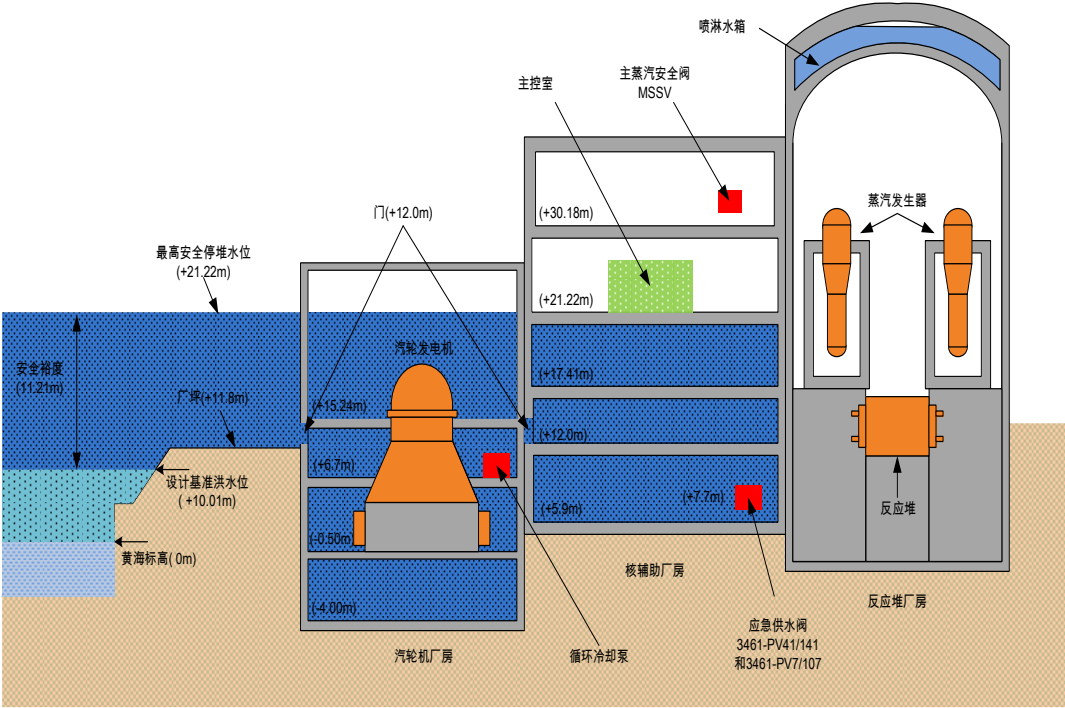
二次侧成功路径辅助给水系统成功路径防洪水安全能力可到+12.00m，即与厂坪持平。

二次侧高位喷淋水箱及相关蒸汽排放系统成功路径可到+21.22m（路径三）。

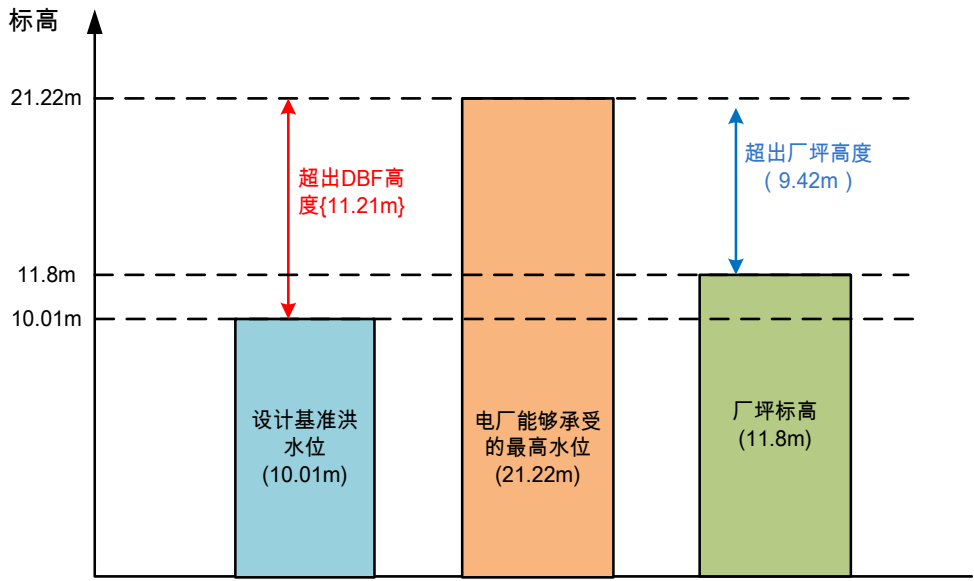
秦山第三核电厂厂区厂坪标高+11.8m，设计厂区 PMP 积水深度为 0.2m。能承受的最大水淹高度为+21.22m，该水位比设计基准洪水位（+10.01 米）相比高出 11.21m。而与厂坪（+11.8 米）相比则高出 10.42

米。该值与 PMP 最大雨水积水深度比为 $10.42/0.2=52$ 倍。

洪水裕量分析结果显示电厂具有相当大的设计裕量。如下图所示：



秦山第三核电厂厂区水淹示意图



秦山第三核电厂水淹裕量图

(2) 田湾厂址

田湾核电设计基准水位为 7.04 米，厂坪标高为 7.85 米，属于干厂址。如果由于内部或者外部原因造成安全相关厂房遭到水淹，需要停堆以及确保反应性控制、余热导出、放射性包容、堆芯状态监视、乏燃料冷却及监视等关键安全功能。对于水淹的影响，按照关键设备筛选——现场查看——后果分析的顺序进行裕量分析。

根据上述设备失效准则，估计关键设备的失效标高，结合严重事故假想分析，得出下面的水淹裕量及结论：

电站厂区厂坪标高+7.85m，室内标高+8.00m，设计厂区 PMP 积水深度为 0.15m。当室内水位达到+8.04m 时（室外积水 0.19m），6kV 应急母线将因水淹失效，发生全厂失去交流电源事故。故田湾核电厂能承受的最大水淹高度为+8.04m。该水位比设计基准洪水位（+7.04 米）相比高出 1.00 米。而与厂坪（+7.85 米）相比则高出 0.19 米。该值与 PMP 最大雨水积水深度比为 $0.19/0.15=1.27$ 倍。

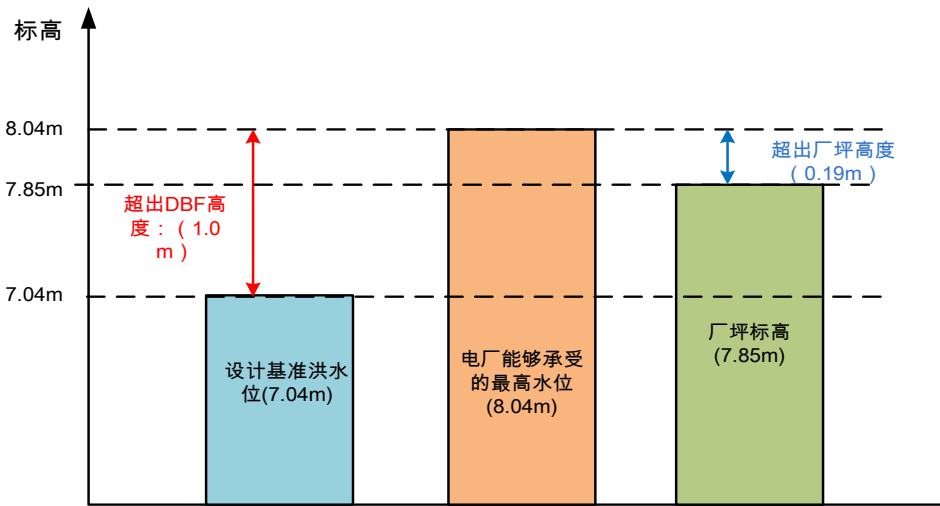
厂房进水后将导致应急柴油机燃油输送泵被淹，被淹的时间与雨水进入厂房的速度有关（在户外积水达到+8.04m 的情况下，燃油输送泵被淹时间约为 12.4 小时），应急柴油机可用时间将缩短。在应急柴油机燃油输送泵被淹后可以继续维持一回路余热导出约 27 小时。在日用油箱可持续补油的情况下可以维持堆芯长期冷却。

当厂区积水深度达到 0.30m，在所有厂房的户外边界门关闭情况下，应急柴油机燃油输送泵会在厂房进水 6.4 小时后失效，再过 16 小时左右应急柴油机将因燃油耗尽而失效，这一时间早于 6kV 应急母线被淹的时间（38.9 小时）。全厂失电后约 15 小时，蒸汽发生器将蒸干，一回路失去冷却。即在厂区积水深度达到 0.30m 时，电站可以维持堆芯

冷却 37.4 小时。采用应急给水泵分时段运行（保持 2 台运行或者一台运行）可以延长维持堆芯冷却的时间。

由于应急柴油机厂房（UBS）边界门较多，而其底部（厂房 0m）空间却很小，导致应急柴油机厂房液位上升较快，燃油输送泵过早失效，成为薄弱点，做好应急柴油机厂房的防水能力，可以提高维持堆芯冷却的能力。

洪水裕量分析结果显示电厂具有一定的设计裕量。如下图示：



田湾核电厂水淹裕量图

（3） 大亚湾厂址

岭澳核电厂 4 号机组的厂址地坪标高确定为 7.00m（P. R. D.），设计基准为 6.35m（P. R. D.），可能最大海啸（PMT）增水为 116cm，最大降雨（PMP）时厂区的最大积水深度为 0.2 m.

结合厂房布置、厂坪标高、维持安全功能所需设备、构筑物及系统设备的分布情况，确定需要进行失效水位分析的关键敏感系统包括 ASG、GCT、RIS、EAS、RCV、RRI、SEC、LLS、LHP、LHQ、主变、辅变

以及 LH*、LBA、LCA、LDA 配电盘等系统的设备。

当核电厂厂区遭受到洪水灾害时，洪水从厂区 0 米开始流向各厂房和地下廊道，水量持续上涨，洪水经厂房和廊道内的孔洞和门洞流向内部，从下向上逐渐淹没设备。

水淹路径的分析原则是：距水源越近洪水越先到达，孔洞越大，洪水越先通过。对于地下廊道，主要考虑 GB 廊道，它的进水口是通风百叶，由于大部分的通风百叶底部标高在 0.2m，廊道的进水高度为 0.2m。核岛厂房进水口是各厂房的边界门，门槛高度大部分为 0.2m，核岛厂房进水高度为 0.2m。

随着洪水水位不断上涨，各系统陆续失效。在厂坪标高（+ 7.00m（P. R. D.））以下的安全设备，厂坪标高（+ 7.00m（P. R. D.））以下无进水的孔洞，在水位未达到厂坪标高时，无水淹的风险，随着水位达到厂坪标高并不断上涨，反应堆的主要失效过程如下：

- 7.2m（P. R. D.）:

由于常规岛进水，蒸汽发生器主给水丧失，反应堆自动停堆。堆芯的热量通过蒸汽发生器带出，蒸汽发生器通过汽动辅助给水泵（ASG003、004PO）从 ASG001BA 取水，通过 GCT-A 将热量排向大气。通过 RCV 泵保持一回路补水和主泵轴封。

电动辅助给水泵、低压安注（RIS）、喷淋系统（EAS）、SEC 因水淹失去。

- 7.5（P. R. D.）:

RCV 泵失去，高压安注泵不可用，因安注系统失效，一回路失去充-排方式冷却堆芯的备用手段（虽然安全阀可用）。

- 7.6m（P. R. D.）:

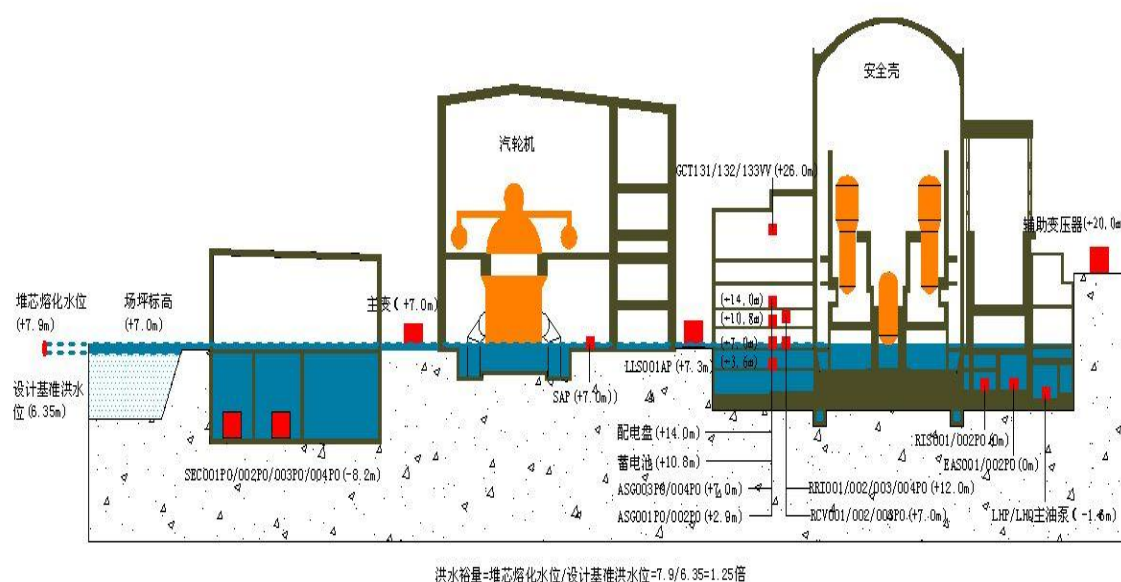
LLS 柴油发电机组因水淹丧失，水压试验泵 8RIS011P0 可通过辅变供电向主泵轴封注水，防止 RCP 系统出现 SEAL LOCA，维持一回路的水装量。

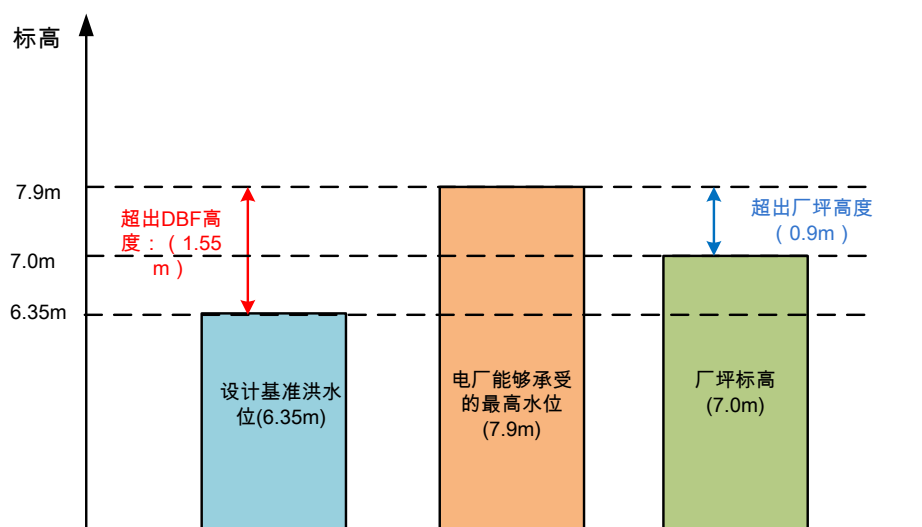
- 7.9m (P. R. D.):

因蒸汽入口跳闸保护阀的电磁脱扣阀进水而导致汽动辅助给水泵 ASG003/004P0 丧失，堆芯失去二回路冷源。一回路温度、压力上升导致稳压器安全阀开启，因安注系统失去无法向堆芯补水，一回路冷却剂大量流失，最终堆芯烧毁。

岭澳 4 号机能承受的最大水淹高度为 7.9m (P. R. D.)。该水位比设计基准洪水位 (+6.35 米) 相比高出 1.55 米。而与厂坪 (+7.0 米) 相比则高出 0.9 米。该值与 PMP 最大雨水积水深度比为 4.5 倍。

洪水裕量分析结果显示电厂具有一定的设计裕量。如下图示：





大亚湾核电厂水淹裕量图

4) 各电厂核设施的洪水裕量评估结论汇总

厂址、电厂		机组	DBF (m)	核岛场 地标高 (m)	承受的 最大水 淹高度 (m)	承受的 最大水淹高 度与 DBF 比较 (m)	承受的 最大水淹高 度与厂坪 比较 (m)	承受的 最大水淹高 度与 PMP 比较 (倍)
秦山 厂址	秦山核电厂	1#	+10.01	+5.00	+6.1	-3.91 (2.69)	1.1	5.5
	秦山第二核电厂	3#		+10.93	+11.48	1.47	0.58	2.9
	秦山第三核电厂	1#		+11.8	+21.22	11.21	10.42	52
田湾厂址		1#	+7.04	+7.85	+8.04	1.00	0.19	1.27
大亚湾 厂址	岭澳核电厂	4#	+6.35	+7.00	+7.9	1.55	0.9	4.5

注：上述表格所列数据大小并不能完全说明各厂防洪防水淹能力的大小，但可以说明各电厂在防洪防水淹能力方面都有一定的裕量。

全厂失电评估

核电厂与常规电厂一个重要区别在即使反应堆链式反应已经停止，也需对反应堆及乏燃料池中的核燃料进行冷却以排出余热。为此，必

须要保证向各关键系统及设备的连续供电（例如冷却系统泵），并确保冷却水连续供应（例如从河中或海中供水）。因此，国家核安全局要求各电厂根据福岛事故的经验反馈信息，对导致以下安全系统丧失的电源丧失（包括场外和场内电源完全丧失）情况进行分析。

国家核安全局认为从各电厂安全大检查情况表明核电厂总体来说满足规范要求。在单纯考虑全厂断电(blackout)情况下各电厂仍有手段维护电厂余热导出。但在一些最不利情况下，有些热阱及电源丧失的情况可导致更严重后果，如水淹叠加全厂断电。

国家核安全局认为各电厂应通过多种途径提高核设施的稳固性，以使其能够应对可能影响厂址内所有核设施的长时间断电或冷却丧失的情况。国家核安全局最近批准的“电站改进通用技术要求”，要求各电站实施增强措施，具体包含在场内外发生超设计基准大规模灾害时电源或冷却系统完全丧失的情况，防止或缓解出现堆芯熔化和乏池冷却丧失的手段，如移动式发电机组、移动柴油机泵、一次侧补水接口、二次侧补水接口及乏池补水等。

配电系统设计

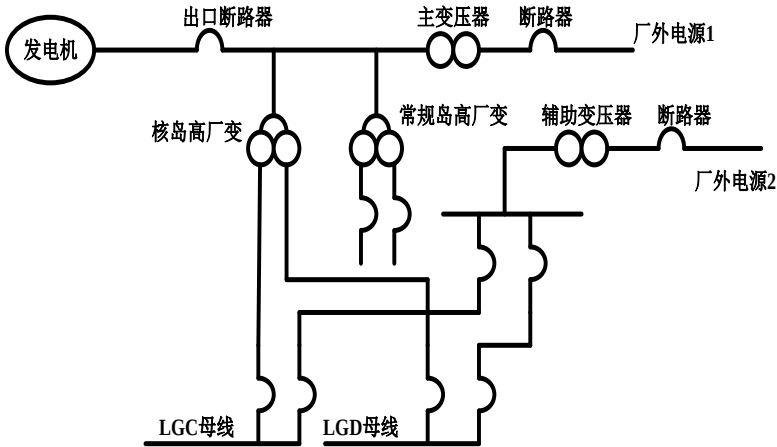
1) 全厂配电系统

中国大陆核电厂均配备了两个独立的厂外电源系统。通过“220KV 或者 500KV 主电源回路”与输电系统连接，将主发电机产生的电能输送至电网，支持反应堆运行所需的设备供电的配电盘通过降压变压器（厂变）获取所需的电能。若主电源回路故障，核电厂将与输电系统断开，但仍通过降压变压器继续向配电盘供电，该过程被称为“孤岛运行”。

当核电厂不再发电时，或是主电源回路不再工作时，厂内配电系

统通过第二条线路，即备用辅线供电，通常为 220KV。在此情况下，反应堆直接通过辅助变压器由输电系统供电。

反应堆两路外电源配置简图如下：



厂用电源按双重通道设计，厂用电源系统的所有电压等级的母线分为奇列和偶列（或 A 和 B）两个通道，双重通道设计提高了配电系统的可靠性。约一半工艺负荷由奇母线供电，另一半负荷由偶母线供电。奇、偶通道各自的设备和电缆桥架在通道之间实行实体隔离，这样能够在正常和非正常情况下最大限度的提高系统的可靠性。

2) 备用或附加电源

各核电厂都配置冗余的备用电源，即应急柴油发电机组、厂址附加柴油发动机组等。该电源向维持安全设备正常运转的配电盘供电。对于每个反应堆，该备用电源的组成至少包括两台应急柴油发电机组。各类反应堆柴油机配置如下：

- CNP300（秦山核电厂）：

失去厂外电后自动启动两台应急柴油发电机组。两台应急柴油发电机组中任一有故障时可手动投入第三台备用柴油发电机组；

- CNP600，M310 及 CPR1000：

每个反应堆配置两台应急柴油发动机组，失去厂外电后这两台应急柴油发电机组会自动启动；每个厂址同型机组配有一台厂址附加柴油发电机组，当任一机组的应急柴油发电机组有故障时可手动投入厂址附加柴油发电机组；另外每两台机组还配备有一台小汽轮机或柴油机驱动的发电机，向安全重要设施提供监视、操作作用的仪控电源及动力电源，如反应堆堆芯和乏燃料池状态监视、余热排出所需的仪表与控制电源及轴封注水动力电源。

● CANDU（秦山第三核电厂）：

每台机组各配备 2 台辅助柴油发电机，2 台机组共用 2 台应急柴油发电机。当失去厂外电时自动启动 2 台辅助柴油发电机。当任一台辅助柴油发电机故障时应急柴油发电机将自动启动各安全重要电源供电。

● WWER（田湾核电厂）：

单堆布置，每台机组配备两台可靠柴油发电机组，在失去工作电源的情况下，为可靠工作母线提供交流备用电源；每台机组配备 4 台应急柴油发电机组，在失去工作电源的情况下，为应急工作母线提供应急交流电源，柴油发电机组的单机容量为 5500kW。同时还额外配置了一台厂址附加柴油发电机。

各电厂柴油发电机配置如下：

电 厂	机组数 (台)	失去厂外电后立即启动的柴油发电机 (台、容量)	厂址附加柴油发电机	汽动或柴油发电机 (小型)	各厂汽/柴油发电机总数 (台)
秦 山 核 电 厂 CNP300	1	2 台、2000KW	1 台 2000KW	—	3
秦山第二核电厂 600	4	每 机 组 2 台、 6000KW	4 机组共用一 台 6000KW	每两机组共用 一台 200Kw 小 型发电机	11

电 厂	机组数 (台)	失去厂外电后立即启动的柴油发电机 (台、容量)	厂址附加柴油发电机	汽动或柴油发电机 (小型)	各厂汽/柴油发电机总数 (台)
秦山第三核电厂 CANDU	2	每机组 2 台 8200KW	两机组共用 2 台 1280KW	—	6
田湾核电厂 WWER	2	每机组 4 台 5500KW	每机组 2 台 5000KW	一台移动柴油发电机	13
大亚湾核电厂 M310	2	每机组 2 台 5400Kw	6 机组共用一台 5400KW	两机组共用一台 200Kw 小型发电机	10
岭澳一期 M310	2	每机组 2 台 5400Kw		两机组共用一台 200Kw 小型发电机	
岭 澳 二 期 CPR1000	2	每机组 2 台 5400Kw		两机组共用一台 200Kw 小型发电机	

*表内未考虑福岛核事故后增设的移动发电装置

3) 蓄电池配置

核电厂通常配置多个直流电源系统，为配电盘提供控制电源，并向机组重要监视仪表提供电源。一般而言，直流电源系统由浮充运行的蓄电池和整流器组成，正常运行时，整流器向用户提供必要的电力，在全厂失电事故工况将直接切换到蓄电池独立供电。

各核电厂主要安全相关直流电源系统配置情况如下：

堆 型	直流电源系统	用 户
CNP300	核岛 220V 直流电源蓄电池	事故照明，应急柴油发电机组控制电源和齿轮油泵，重要仪表电源 UPS 等
	核岛 24V 直流电源蓄电池	1#柴油机直流屏 24V 电源, 05 厂房消防控制箱，剂量控制柜等
CNP600 M310 CPR1000	220V	棒控，逆变器等
	110V 或 125V	断路器操作，测量仪表，驱动装置等
	48V	报警，仪表等

堆 型	直流电源系统	用 户
CANDU	400V 直流电源蓄电池 A, C 通道	安全系统电机、阀门和应急照明。
	220V 直流电源蓄电池 A, B, C 通道	断路器操作、直流马达、保持继电器和 120VAC 逆变器等，逆变器的主要负载为仪表控制和计算机。
	48V 直流电源蓄电池 A, B, C 通道	用于逻辑、测量、报警等。
WWER	220V	TXS 相关设备，消防仪控设备，阀门，应急照明等等
	220V、400V	TXP 相关设备，广播、通信，打印机，母线控制电源等等

在设计上，法规要求直流电源系统的蓄电池设计储备时间为 1 小时，即蓄电池能在最大电流放电的情况下，保证 1 小时的放电时间。各电厂裕量评估，就是评估蓄电池在事故工况下向其下游设备供电的实际时间。

各电厂蓄电池正常运行时通过厂用电系统交流电整流后供电，在丧失外部交流电源后，应急柴油发电机、辅助柴油发动机及备用柴油发动机都能自动启动提供交流电并给蓄电池充电。CNP600、M310 及 CPR1000 核电厂，即使在上述柴油也失去的情况下操纵员还可根据事故规程要求将向重要负荷供电的蓄电池切至小型汽轮或柴油发电机组供电，长期维持对重要安全参数的连续测量和处理。

电站蓄电池，特别是安全重要蓄电池通常安装在高出厂坪 3 到 5 米厂房（第二层以上）。高位布置的蓄电池对防水淹失效非常有利，大大提高蓄电池的可靠性，安全相关的蓄电池系统设计上满足 SL2 抗震等级。

各核电厂应对全厂失电的能力评估

1) 全厂失电事故进程描述

发生丧失厂外电源的事故后，处于热备用的应急柴油发电机组自动启动，带载专设安全设施；如果处于热备用状态应急柴油发电机组不能正常运行，则构成全厂失电工况（SB0）。

全厂失电事故发生后，由于失去控制棒驱动电源，控制棒自动落入堆芯以阻止核裂变链式反应，因而能够保证堆芯处于次临界状态。

一回路主泵失去电源而停运，一回路流量快速下降，当主泵完全停运后，堆芯余热通过自然循环传递到蒸汽发生器。此时电站依靠柴油机辅助给水泵或汽动辅助给水泵将向蒸汽发生器给水，所产生的蒸汽通过大气释放阀排出，以建立自然循环，从而导出堆芯余热。

全厂失电后主泵丧失轴密封冷却水，由于反应堆主系统的水通过主泵轴密封泄漏并且得不到有效补充（形成 LOCA），长时间持续可能会造成轴封损坏，泄漏增加，堆芯裸露。

在长时间的全厂失电事故工况，由于资源消耗完毕或者设备损坏最终可能导致机组状态无法控制，进而造成堆芯损坏，这些情况包括：

- 失去监视和控制电源，未能得到控制机制的必要信息；
- 维持堆芯冷却的水源耗尽；
- 维持堆芯冷却的给水泵和蒸汽排放阀故障，不能完成其安全功能；
- 一回路完整性破坏，冷却剂流失。

2) 各核电厂应对全厂失电的措施

全厂失电首先影响到主泵轴密封失去冷却，导致冷却剂通过主泵轴密封泄漏，形成 LOCA。故应对措施主要是针对尽量减少主泵轴密封泄漏：

● 秦山一厂 CNP300

- 尽快隔离主泵轴封回流和下泄管道、确保主冷却剂系统没有出

现泄漏；

- 利用柴油机辅助给水泵使主系统快速冷却降压：一方面通过利用柴油机辅助给水泵向蒸汽发生器供水保证主系统建立自然循环，另一方面对主系统快速冷却降压。这两方面的操作对于反应堆安全有极其重要的作用，利用自然循环和快速冷却可以带走反应堆余热，快速将压力降至 4.9MPa 后可以将安注箱（ $4 \times 20\text{m}^3$ ）的 2400ppm 硼水注入堆芯，补偿冷却剂的流失。

- CNP600、M310、CRP1000

- 通过汽动辅助给水泵向蒸汽发生器给水和蒸汽大气排放建立自然循环，带出堆芯余热。

- 汽动或柴油发电机向水压试验泵及安全重要蓄电池供电。水压试验泵可以向主泵轴密封提供轴封注水，防止主泵密封出现泄露。蓄电池维持必要的控制和监测提供电源。

- 田湾核电厂 WVER1000 每个机组配备有 6 台柴油发电机，发生全厂失电的概率非常低。

- 秦山第三核电厂 CANDU 6

- 主泵轴封在高温下泄漏流量不会明显增加。

- 具备非能动冷却堆芯能力，在发生全厂失电（SBO）严重事故情况下，堆芯余热可通过自然循环方式经由冷却剂传至蒸汽发生器，并通过自然蒸发将热量排出至大气。蒸汽发生器二次侧降压后，可手动打开相关阀门，喷淋水箱内的轻水在重力作用下注入到蒸汽发生器二次侧，为蒸汽发生器补水。本过程可不需要任何电源。喷淋水箱位于反应堆厂房穹顶，装有约 2060 吨轻水。通过对堆芯余热和可用喷淋水箱装量的计算，确认喷淋水箱的水装量足够支持至少四天的余热排出

时间。

福岛事故后，各核电厂针对全厂失电情况下叠加辅助给水泵不可用的情况，制定了一系列的应急措施，包括：

- 调用厂内外移动式电源。
- 调用移动泵向蒸汽发生器或直接向一次侧注水；
- 调用消防车向蒸汽发生器注水；
- 从其它机组调用生活水向蒸汽发生器注水；
- 利用高位水箱（如果有）自流向蒸汽发生器供水；

● 组织切除部分一回路直流蓄电池负荷，如部分厂房照明，以延长一回路直流蓄电池供电时间；若一回路直流蓄电池电压下降，切除二回路直流负荷（除 220KV 外电源恢复所需电源外），如直流油泵，停用一回路直流蓄电池，并将一回路直流/二回路直流联络运行。

不同的电厂采用具体方案时会不同，但上述措施基本类似，这些措施有些已经具备应用条件，有些措施正在进行设计或施工。

3) 全厂失电情况下防止堆芯裸露的能力

在一回路处于高温高压状态下，主泵轴封处泄漏流量可能增大，堆芯可能在 10 小时后出现裸露。实际上，当一回路温度、压力下降时，主泵轴封的泄漏流量也会下降，堆芯出现裸露时间会大大延长。

CNP600、M310、CPR1000 设置了应急汽动辅助给水泵，由蒸汽发生器二回路主蒸汽隔离阀上游的蒸汽管线供汽驱动，其抗震等级为 1A。汽动辅助给水泵从应急水箱取水，M310、CPR1000 应急水箱的有效容积为 1000m^3 ，满足 SL2 抗震等级。不同电站此容积会有所差别，CNP600 的应急水箱有效容积约为 700m^3 。根据计算，不考虑应急水箱的补水，M310、CPR1000 在事故后 27 小时应急水箱将排空耗干，堆芯将大约在

42 小时内裸露。并可通过高位 SER 水箱对应急水箱靠重力进行补水，满足 3 天的反应堆堆芯冷却需要。

基于不同电站的不同设计，对应急水箱持续补水的手段也会不一样，但维持 3 天的反应堆堆芯冷却的水量是各电厂努力的目标。

蓄电池容量分析

在设计上，虽然直流电源系统的蓄电池放电持续时间通常按不低于 1 小时设计，实际上，应急蓄电池的最大放电电流要远大于全厂失电工况下的负荷电流。全厂失电后，需要对反应堆堆芯和乏燃料池余热排出情况进行监督和控制，如一回路温度、一回路压力、稳压器水位、乏燃料池水位等，这些监督和控制电源在压水堆中来自带有蓄电池直流系统，而重水堆直接来自蓄电池，因此蓄电池的放电时间对全厂失电后的监督和控制非常重要。

在全厂失电后，尽快切除非必要的蓄电池负荷，以延长蓄电池的供电时间是非常重要的。

在评估分析中，一些电厂利用各直流配电盘的正常工况下的实际负荷电流来近似分析全厂失电工况下的负荷电流情况进行蓄电池容量分析。而另一些电厂则按全厂失电后 30 分钟内切除不必要的负荷后的负荷电流进行分析。不同分析方法可能导致不同的裕量结果。

按全部交流电源丧失后采用实际工作电流近似蓄电池直流负荷，采用放电时间计算公式进行持续时间计算。分析的结论见下表：

各机组蓄电池容量比较：

电 厂	蓄电池电压	设计要求 (小时)	持续放电时间 (小时)	正常带载设施	最大放电时间 (小时)	最小带载设施
秦山一厂	220V	1	13.3	事故照明，应急柴油发电机组控制电源和齿轮油泵，开关设备，重要仪表电源 UPS	51.2	重要仪表电源 UPS，开 关 设备 等
	24V	1	6.5	柴油机直流屏 24V 电源，厂房消防控制箱，剂量控制柜	14.5	堆芯冷却和相 关监控
秦山二厂	220V	1	25.8	计算机系统，棒控，核测量系统，模拟机柜，数字化机柜	106.3	核测量系统等
	48V	1	8.5	系统工程控制，交流配电盘柜，报警装置，直流仪表	59.1	报警装置，直 流仪表等
秦山三厂	220V	1	26.9	断路器操作、直流马达、保持继电器和 120VAC 逆变器等，逆变器的主要负载为仪表控制和计算机	431	继 电 器 和 120VAC 逆变器（仪表控制、计算机）
	48V	1	11.8	用于逻辑、测量、报警等	40.6	报警
田湾电厂	220V	2	10	TXS 相关设备，消防仪控设备，阀门，应急照明等等	16	TXS 监视相关设备、照明
	220V 400V	2	8	TXP 相关设备，广播、通信，打印机，母线控制电源等等	12	TXP 监视相关设备，通信
岭澳电厂	220V	1	7.6	正常带载	/	
	125V	1	22.4	正常带载	/	
	48V	1	23.4	正常带载	/	

总之，虽然各电厂蓄电池容量依据标准通常按 1~2 小时设计，但根据实际放电情况或根据 SB0 工况所需要的负荷分析或计算，各电厂在全部失去交流电的情况下采用切除不必要负荷等手段后，蓄电池持续时间可以达到 8 小时以上。

安全裕量评估表明：

中国大陆运行核电厂是参考国际通用做法，结合各电厂实际特点开展安全裕量评估。初步评价结果表明，抗震安全裕量不低于设计基准动的 1.5 倍；具有应对超设计基准洪水的安全裕量，属于湿厂址的秦山核电厂 300MW 机组目前正采取改进措施，完成后将具有应对超设计基准洪水的安全裕量。针对全厂失电事故，各核电厂已经采取了较完善的应对措施，失电后蓄电池具备 8 小时以上的供电能力。中国运行大陆核电厂具备一定的应对超出设计基准的外部事件的能力，其安全裕量不低于国际上同类核电厂的水平。