

# Chapitre 20

## Les règles générales d'exploitation

---

La conception et la réalisation des installations ont une part essentielle dans la prévention d'incidents ou d'accidents mais les conditions d'exploitation et la confrontation permanente entre ce qui était prévu à la conception et ce qui est accessible à l'expérience quotidienne constituent un autre volet indispensable à la sûreté.

Les organismes de sûreté s'intéressent donc de très près à tout ce qui touche à l'exploitation, ce qui, comme pour la conception et la réalisation, ne décharge en rien l'exploitant de ses responsabilités. Celui-ci doit, en effet :

- prévenir les incidents en maintenant le niveau de sûreté de l'installation au niveau retenu à la conception, grâce notamment :
  - au respect de « spécifications techniques » dans toutes les activités d'exploitation,
  - au maintien et à la vérification de la disponibilité et de la fiabilité des matériels importants pour la sûreté par :
    - la réalisation d'essais périodiques,
    - l'entretien préventif ou curatif des équipements (on parle le plus souvent de maintenance – ce sujet est développé au chapitre 26) –,
    - leur requalification après intervention ;
- gérer, dans des conditions conformes aux hypothèses de conception, les incidents et accidents qui se produisent, grâce notamment :
  - à la détection de tout écart dans les conditions d'exploitation par rapport au domaine autorisé,

- à l'établissement et à l'utilisation des procédures de conduite incidente ou accidentelle et à la préparation à la gestion de situations avec fusion du cœur,
  - au plan d'urgence interne assurant l'organisation interne appropriée et les interfaces entre l'installation et les intervenants extérieurs dès que la situation est nettement perturbée;
- chercher à améliorer le niveau de sûreté effectif:
- par la correction d'éventuels points faibles de la conception, de la réalisation ou de l'exploitation mis en évidence par l'expérience acquise ou toutes autres études de sûreté,
  - par la prise en compte de l'évolution des objectifs de sûreté au fil du temps, des prescriptions de l'Autorité de sûreté nucléaire,
  - par la dissémination des bonnes pratiques d'exploitation.

## ***20.1. Les règles générales d'exploitation***

Les études de sûreté menées lors de la conception d'une installation ou dans le cadre des réexamens périodiques permettent de définir des dispositions techniques et d'organisation propres à assurer le fonctionnement sûr de cette installation. Elles ne sont pas, pour autant, directement utilisables dans la vie quotidienne de l'exploitation de cette installation. Il faut les traduire sous une forme plus opérationnelle qui puisse servir de référence aux personnels d'exploitation qui interviennent, tant pour la conduite que pour les activités de contrôle et de maintenance de l'installation.

Les règles générales d'exploitation (RGE) vont permettre d'opérer cette transposition et le lien vers des documents directement opératoires.

Lors de la conception et de la construction des premières tranches du parc électro-nucléaire français, les règles générales d'exploitation faisaient partie des « rapports provisoires de sûreté » puis des « rapports définitifs de sûreté ». Dès 1973, il a été décidé d'en faire un document indépendant, plus facile à gérer et à mettre à jour que les rapports de sûreté. Les décrets d'autorisation de création des différentes tranches de 900 MWe, de 1300 MWe et de 1450 MWe ont prescrit que des propositions de règles générales d'exploitation accompagnent les rapports provisoires puis définitifs de sûreté et fassent l'objet d'une approbation du ou des ministres concernés lors de l'autorisation de chargement puis de l'autorisation de mise en service au sens du décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 modifié, relatif aux installations nucléaires (de base). Dans des modifications apportées à ce décret, il a été précisé que la transmission des premières propositions de RGE devait intervenir au moins six mois avant le premier chargement d'un réacteur en combustible. Ce décret a été abrogé par le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 qui reprend, dans leurs principes, les mêmes dispositions réglementaires. Des propositions de règles générales d'exploitation doivent être transmises à l'Autorité de sûreté nucléaire dans le dossier de demande d'autorisation

de mise en service du réacteur, le délai d'instruction de cette demande étant fixé à une année. Ces règles générales d'exploitation portent sur la protection des intérêts visés à l'article L.593-1 du code de l'environnement: la sûreté nucléaire, la radioprotection, la prévention et la lutte contre les actes de malveillance, la santé et la salubrité publique et la protection de la nature et de l'environnement. Les dispositions visant à accompagner et à favoriser les actions de sécurité civile en cas d'accident font, quant à elles, l'objet des plans d'urgence internes (PUI).

Toute modification ultérieure de ces règles générales d'exploitation doit faire l'objet d'une déclaration à l'Autorité de sûreté nucléaire et de son approbation, ou, pour certaines d'entre elles, d'une autorisation par une instance de contrôle interne à l'exploitant présentant des garanties suffisantes de qualité, d'autonomie et de transparence.

### ***20.1.1. Contenu global des règles générales d'exploitation***

Dans les règles générales d'exploitation, un premier groupe de chapitres traite de l'organisation de l'exploitation (chapitre I), de l'organisation de la qualité en exploitation (chapitre II), des processus de gestion des documents de conduite (chapitre VIII). Il s'agit là de préalables à une exploitation sûre; celle-ci suppose en effet des documents de conduite préétablis, utilisés par un personnel aux compétences et à la formation définies, agissant selon un partage de responsabilités clairement explicité.

Un deuxième groupe de chapitres traite de l'organisation de la radioprotection (chapitre IV) et des procédures de rejets d'effluents radioactifs (chapitre V). Ils s'appuient sur les textes réglementaires généraux relatifs à la radioprotection ainsi que sur les autorisations de rejets d'effluents radioactifs propres à chaque site.

On trouve ensuite les spécifications techniques d'exploitation déjà évoquées plus haut (STE, chapitre III) qui traitent du fonctionnement normal ou en mode « dégradé » de l'installation et définissent les conditions à respecter pour maintenir l'installation dans un état sûr, cohérent avec les études de sûreté à la conception.

Les programmes de contrôles et d'essais périodiques des systèmes (chapitre IX), ainsi que ceux des essais physiques du cœur (chapitre X) permettent de vérifier périodiquement le respect d'exigences sur lesquelles repose la démonstration de sûreté et de détecter une dégradation des performances des équipements de façon à prévenir leur défaillance.

Enfin, les règles générales d'exploitation définissent la conduite à tenir en cas d'incident ou d'accident (chapitre VI).

C'est à ces trois derniers ensembles que l'on s'intéressera le plus dans la suite de ce chapitre.

Il est à noter que seuls les chapitres III, VI, IX et X des règles générales d'exploitation font l'objet d'une approbation formelle par l'Autorité de sûreté nucléaire.

Le contenu des règles générales d'exploitation sera précisé à terme par une décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (en cours de préparation) et sera vraisemblablement complété sur différents aspects (la maintenance, la prévention et la limitation des conséquences des agressions, les principes de conduite applicables en cas d'accident grave, la limitation des nuisances dues à l'exploitation du réacteur, les transports internes de matières dangereuses...).

### **20.1.2. Limites des règles générales d'exploitation**

Les règles générales d'exploitation ne couvrent pas la protection de l'installation en tant qu'outil de production d'électricité. Toute règle qui n'est pas associée à la démonstration de sûreté est reportée dans d'autres documents d'exploitation ou d'organisation. Cela concerne, par exemple, des moyens permettant d'améliorer la disponibilité ou le rendement de l'installation.

Il est également à noter que les règles de contrôle et d'exploitation des équipements qui sont soumis à un référentiel réglementaire suffisamment précis ne sont pas introduites dans les règles générales d'exploitation. C'est notamment le cas des dispositions de contrôle des appareils à pression constitutifs du circuit primaire principal et du circuit secondaire principal, qui relèvent de la réglementation relative à ce qui est dorénavant désigné par ESPN (équipements sous pression nucléaires).

## **20.2. Les spécifications techniques d'exploitation**

Les études de conception et de sûreté permettent de déterminer des limites dans lesquelles il convient de maintenir l'installation pour que, en cas d'incident ou d'accident, l'installation reste dans l'enveloppe des situations étudiées, pour lesquelles il a été vérifié que les critères techniques d'acceptation sont respectés. Pour les besoins de l'exploitation, ces limites sont traduites en domaines autorisés.

Il s'agit donc :

- de borner les domaines d'exploitation normale de l'installation pour que celle-ci soit maintenue à l'intérieur de limites qui assurent un bon comportement des barrières de confinement lors des incidents et des accidents retenus pour la conception et le dimensionnement des systèmes de protection et de sauvegarde,
- de prescrire la disponibilité appropriée des systèmes de contrôle, de protection et de sauvegarde dans tous les domaines autorisés du réacteur pour que ceux nécessaires à l'application des procédures de conduite incidentelle ou accidentelle soient effectivement disponibles, si nécessaire,
- de fixer la conduite à tenir lors de l'indisponibilité d'un équipement ou d'un système qui devrait normalement être disponible dans le domaine d'exploitation où se trouve l'installation ou en cas d'évolution anormale d'un paramètre important pour la sûreté.

Les spécifications techniques d'exploitation (STE) traduisent ces limites en termes directement utilisables pendant les différentes phases d'exploitation normale du

réacteur<sup>628</sup>. Leur application stricte est de nature à faire en sorte que les structures, systèmes et composants importants pour la sûreté restent dans un état conforme aux exigences qui leur sont attribuées et à éviter une dégradation importante du cœur du réacteur en cas d'accident.

### **20.2.1. Contenu des spécifications techniques d'exploitation**

Les spécifications techniques d'exploitation sont constituées de trois sections :

- la section I est un document standard, applicable à un type de réacteurs (palier...);
- la section II regroupe des compléments au document standard, spécifiques à un site ou à un réacteur;
- la section III regroupe des amendements au document standard, applicable à un type de réacteurs.

Neuf chapitres composent le document standard.

Le premier chapitre, intitulé « Généralités » (GEN), regroupe les éléments de doctrine ayant servi à l'élaboration des spécifications techniques d'exploitation, rappelle leur rôle, définit les domaines d'exploitation autorisés du réacteur et les règles à appliquer en cas d'apparition d'un (ou plusieurs) événement(s).

Les six chapitres suivants sont consacrés aux prescriptions relatives aux différents domaines d'exploitation, depuis l'état dans lequel le réacteur est en production d'électricité jusqu'à l'état correspondant au réacteur avec le cœur complètement déchargé.

Le huitième chapitre, intitulé « Définitions » (DEF), précise la définition de quelques termes utilisés dans le document standard des spécifications techniques d'exploitation.

Le neuvième chapitre, intitulé « Incident réseau généralisé » (IRG), regroupe des variantes aux prescriptions des six domaines d'exploitation, applicables uniquement dans la situation particulière d'un incident généralisé sur le réseau électrique.

Les spécifications techniques d'exploitation sont écrites de façon à ce que les prescriptions à respecter dans un domaine d'exploitation soient autoportantes. Pour chaque domaine d'exploitation, les prescriptions concernent :

- la maîtrise de la réactivité,
- le refroidissement du combustible,
- le confinement des produits radioactifs,
- les fonctions transverses et supports<sup>629</sup>.

---

628. Elles ne s'appliquent donc pas au fonctionnement incidentel ou accidentel pour lequel la sûreté est garantie par le respect de procédures de conduite dédiées.

629. Les fonctions transverses et supports correspondent aux matériels et systèmes qui fournissent les fluides nécessaires au bon fonctionnement des matériels et systèmes assurant les fonctions de sûreté (électricité, air, eau de réfrigération).

Par ailleurs, les spécifications techniques d'exploitation ont introduit la notion de fonction chaudière d'exploitation normale (FCEN) associée à la stratégie des procédures de conduite accidentelle suivant l'approche par états (APE), en définissant une liste de fonctions dont la perte ne permet plus le maintien en l'état ou le « repli » de la chaudière par les procédures d'exploitation normale et qui nécessite, pour au moins un domaine d'exploitation, l'utilisation de moyens de substitution de l'APE pour opérer un « repli » du réacteur dans un état sûr.

Plusieurs des notions utilisées dans les spécifications techniques d'exploitation méritent d'être explicitées.

### 20.2.1.1. Domaines d'exploitation et états standards

Six domaines d'exploitation d'un réacteur à eau sous pression ont été définis :

- le réacteur en production (acronyme RP),
- le réacteur en arrêt normal refroidi par les générateurs de vapeur (AN/GV),
- le réacteur en arrêt normal refroidi par le circuit RRA (AN/RRA),
- le réacteur en arrêt pour intervention (API),
- le réacteur en arrêt pour rechargement du combustible dans le cœur (APR),
- le réacteur complètement déchargé (RCD).

Pour chaque domaine d'exploitation, les STE indiquent les équipements et les fonctions supports qui doivent être disponibles pour que les fonctions fondamentales de sûreté soient assurées, ainsi que la conduite à tenir en cas d'indisponibilité d'un équipement.

Les limites de ces domaines sont exprimées sous la forme d'une combinaison de conditions relatives au niveau de puissance du réacteur, à la réactivité du cœur et aux moyens de la maîtriser (grappes absorbantes, concentration de bore), aux valeurs de la pression et de la température moyenne du circuit primaire et, éventuellement, au niveau de l'eau dans le circuit primaire.

Les domaines d'exploitation regroupent les « états standards » d'un réacteur (qui sont les domaines d'études de conception et de fonctionnement correspondant à des limites de pression et de température du circuit primaire), tenant compte de conditions plus précises comme l'état d'ouverture du circuit primaire : ces états standards sont (les valeurs numériques n'étant données qu'à titre indicatif pour le cas des réacteurs de 1300 MWe) :

1. l'arrêt à froid pour rechargement (arrêt pour rechargement – APR)<sup>630</sup> ; dans cet état, la piscine du réacteur est pleine d'eau borée à 2385 ppm de bore, le couvercle de la cuve est retiré ; le circuit primaire est à la pression atmosphérique

630. Les domaines d'exploitation recouvrant ces états standards sont mentionnés entre parenthèses.

- et sa température comprise entre 10 et 60 °C; la puissance résiduelle du réacteur est évacuée par le circuit RRA;
2. l'arrêt à froid pour intervention (API) avec le circuit primaire suffisamment ouvert, cœur chargé; les conditions de pression et de température sont les mêmes que pour l'état précédent mais la piscine du réacteur n'est pas pleine d'eau; dans cet état, le niveau d'eau dans le circuit primaire peut être abaissé jusqu'à un niveau proche du plan médian des tuyauteries primaires; il permet notamment la pose ou la dépose d'obturateurs (ou tapes) à la liaison entre les boucles primaires et les boîtes à eau des générateurs de vapeur<sup>631</sup>;
  3. l'arrêt à froid pour intervention (API) avec le circuit primaire entrouvert; dans cet état, le circuit primaire est à la pression de l'atmosphère de l'enceinte et peut être vidangé jusqu'à un niveau proche du plan médian des tuyauteries primaires (pour ensuite sa mise sous vide à 200 millibars absolus);
  4. l'arrêt à froid pour intervention (API), circuit primaire fermé à une pression inférieure à cinq bars absolus;
  5. l'arrêt à froid normal (AN/RRA); dans cet état, le circuit primaire est fermé, plein d'eau, sa pression peut aller jusqu'à 31 bars absolus et sa température jusqu'à 90 °C;
  6. l'arrêt intermédiaire avec un refroidissement par le circuit RRA (AN/RRA) et avec l'eau du circuit primaire « monophasique »; dans cet état, la température de l'eau du circuit primaire peut aller jusqu'à 180 °C et sa pression jusqu'à 31 bars absolus; en l'absence d'un matelas de vapeur dans le pressuriseur, la maîtrise de la pression est assurée par le circuit de contrôle chimique et volumique (RCV); le circuit primaire est protégé des surpressions par les soupapes du circuit RRA;
  7. l'arrêt intermédiaire avec l'eau du circuit primaire « diphasique » aux conditions (de raccordement) du RRA (AN/RRA); cet état se distingue du précédent par la présence de vapeur dans le pressuriseur qui contrôle la pression; la chaudière peut être refroidie soit par le circuit RRA, soit par un ou plusieurs générateurs de vapeur;
  8. l'arrêt intermédiaire avec l'eau du circuit primaire « diphasique », la puissance résiduelle étant évacuée par les générateurs de vapeur (GV), circuit RRA isolé (arrêt normal sur GV – AN/GV), la température du circuit primaire restant compatible avec la connexion du circuit RRA;
  9. l'arrêt intermédiaire avec l'eau du circuit primaire « diphasique » et avec les générateurs de vapeur (AN/GV); cet état est caractérisé par une température moyenne de l'eau du circuit primaire comprise entre 160 °C et 295 °C et par sa pression entre 27 et 139 bars absolus, le couple pression-température moyenne restant à l'intérieur d'un domaine défini (voir le paragraphe 20.2.2);

---

631. Voir les figures 22.1 et 23.2 montrant la localisation de ces tapes. Leur mise en place permet le contrôle des tubes des générateurs de vapeur sans décharger le combustible.

10. l'arrêt à chaud (à puissance nulle, AN/GV); dans cet état, le réacteur est sous-critique; les conditions de pression et de température moyenne du circuit primaire s'étendent de celles de l'état précédent à celles qui permettent le démarrage du réacteur;
11. l'approche critique avant la divergence (relève du domaine «réacteur en production» – RP); dans cet état, le bore présent dans l'eau du circuit primaire est dilué jusqu'à l'obtention de la concentration en acide borique permettant d'atteindre la criticité;
12. l'attente à chaud (RP); cet état correspond aux conditions de démarrage du réacteur de la divergence jusqu'à une puissance inférieure ou égale à 2 % de la puissance nominale; le réacteur est critique;
13. le fonctionnement en puissance (RP), celle-ci étant comprise entre 2 % et 100 % de la puissance nominale.

### 20.2.1.2. Prescriptions et indisponibilités

Une spécification sur les positions des grappes de contrôle, une liste de matériels ou de systèmes requis pour assurer la sûreté, des spécifications chimiques pour les différents fluides... sont associées à chaque domaine d'exploitation, voire à chaque état standard.

Chaque chapitre des spécifications techniques d'exploitation relatif à l'un des six domaines d'exploitation est composé de deux parties: une partie prescriptive pour chaque fonction de sûreté et une deuxième partie précisant, sous forme de tableaux, la conduite à tenir en cas de non-respect de l'une des prescriptions de la première partie. Ces écarts sont appelés événements et sont représentatifs de l'indisponibilité partielle ou totale d'une fonction de sûreté. Lorsqu'un matériel ou un système qui assure une fonction de sûreté prescrite par les spécifications techniques d'exploitation devient indisponible ou est découvert indisponible, les conditions de fonctionnement du réacteur sont dégradées et la conduite à tenir définie par les spécifications techniques d'exploitation vise à réduire les risques qui en résultent. À cet effet, les spécifications techniques d'exploitation peuvent imposer le repli du réacteur dans un état standard jugé plus sûr.

Une indisponibilité peut être:

- fortuite si elle résulte de la découverte inopinée d'une anomalie de fonctionnement de l'équipement concerné, détectée par un des moyens à la disposition de l'exploitant,
- programmée au titre d'une règle ou d'une exigence d'exploitation (réalisation d'opérations de maintenance préventive ou d'essais périodiques),
- autre, par exemple occasionnée par la réalisation (voire la requalification) d'une modification matérielle.



### 20.2.1.3. États et délais de repli

Un état de repli est un état qu'il est possible de rejoindre et dans lequel l'installation peut être maintenue dans des conditions de sûreté acceptables, compte tenu de l'indisponibilité et de l'état initial du réacteur.

Cette notion ne s'applique évidemment pas aux indisponibilités qui provoquent directement l'arrêt du réacteur. À titre d'exemple, une indisponibilité de l'alimentation électrique des mécanismes des grappes absorbantes provoque la chute gravitaire de celles-ci puisqu'elles ne sont plus retenues.

À l'égard des indisponibilités des équipements importants pour la sûreté, les spécifications techniques d'exploitation définissent un état de repli parmi les états standards et un délai d'amorçage du repli qui tient compte, en particulier, d'une estimation de l'augmentation de risque due à l'indisponibilité.

Deux aspects interviennent dans le choix de l'état de repli :

- il existe un ou des états standards pour lesquels le matériel ou le système défaillant n'est plus nécessaire ou, *a minima*, a moins d'importance pour la sûreté ;
- il est possible de passer de l'état initial à l'état de repli en utilisant les procédures normales d'exploitation. Le repli doit être réalisé en respectant les durées maximales des transitoires de repli, indiquées au chapitre GEN des spécifications techniques d'exploitation.

Les délais d'amorçage d'un repli ont été déterminés de façon pragmatique, en tenant compte de deux éléments complémentaires :

- le délai autorisé vise à permettre une intervention minimale de durée réaliste en vue de rétablir la situation. Si, compte tenu du risque engendré, le délai ne permet pas une intervention, il est préférable de procéder au repli sans délai ;
- la durée autorisée de maintien en fonctionnement avec une indisponibilité ne doit pas être trop longue par rapport aux délais réalistes d'intervention, pour inciter l'exploitant à ne pas laisser le réacteur dans un état dégradé.

À cet égard, les études probabilistes de sûreté permettent d'apporter un éclairage quant à la meilleure conduite à tenir, en termes d'actions à mettre en œuvre et de délai maximal autorisé pour leur réalisation (voir le paragraphe 14.5.3.2).

Un exemple de délais et d'états de repli est donné ci-après en montrant leurs relations avec la conception des installations.

Le système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) des réacteurs de 1 300 MWe est doté de deux motopompes et de deux turbopompes. L'indisponibilité fortuite d'une quelconque de ces pompes est tolérée, réacteur en puissance, pendant trois jours et l'état de repli est l'arrêt intermédiaire « diphasique » aux conditions du RRA, circuit RRA connecté.

Pour les réacteurs de 900 MWe pour lesquelles le système ASG est doté de deux motopompes mais d'une seule turbopompe, l'indisponibilité d'une motopompe est tolérée trois jours comme dans le cas précédent alors que celle de la turbopompe ne l'est que 24 heures. L'état de repli est le même.

#### **20.2.1.4. Notions d'événements et de groupes d'événements**

Les événements sont classés en deux groupes, selon l'importance de leurs conséquences pour la sûreté.

Les événements de groupe 1 concernent les écarts qui mettent en cause le respect des exigences et des hypothèses d'étude de la démonstration de sûreté. Il est interdit de provoquer volontairement un événement de groupe 1, en dehors de ceux qui sont clairement identifiés et autorisés dans les conditions limites (voir plus loin) des spécifications techniques d'exploitation et dans les règles d'essais des chapitres IX et X. Un exploitant ne peut changer l'état d'exploitation si, ce faisant, il génère un événement de groupe 1. La divergence du réacteur avec un événement de groupe 1 en cours est interdite.

La conduite à tenir associée à un événement de groupe 1 impose généralement l'amorçage du repli du réacteur dans un délai allant de une heure à sept jours.

Le groupe 2 regroupe les écarts qui défilabilisent une fonction importante pour la sûreté, sans remise en cause directe de la démonstration de sûreté. À ce titre, il est acceptable de provoquer volontairement un événement du groupe 2, par exemple pour réaliser une opération de maintenance préventive ou un essai périodique, sous réserve d'appliquer les mêmes règles que celles qui sont relatives à un événement fortuit (respect des délais de réparation, application de dispositions palliatives, respect des règles de cumul d'événements – voir le paragraphe suivant).

Un événement « disparaît » après la réparation et la requalification satisfaisante du matériel ou système concerné ou lorsque le réacteur est dans un état où la fonction de sûreté indisponible n'est plus requise.

L'apport des études probabilistes de sûreté pour la définition des règles à adopter à l'égard des événements des groupes 1 et 2 est abordé au paragraphe 14.5.3.2 du présent ouvrage.

#### **20.2.1.5. Cumuls d'indisponibilités**

N'ont été évoquées plus haut que des indisponibilités individuelles. Il se peut aussi que plusieurs indisponibilités soient simultanées. Les spécifications techniques d'exploitation indiquent également la conduite à tenir dans de tels cas.

De plus, des règles ont été établies à l'égard des cumuls d'événements d'un même groupe (il n'y a pas de notion de cumul d'événements de groupes différents). Pour le groupe 1, un cumul d'événements diminue le délai d'amorçage du repli. En cas de cumul de plus de deux événements du groupe 1 affectant des systèmes élémentaires différents, le repli du réacteur doit être amorcé sous une heure. Le réacteur doit être

conduit à l'état de repli correspondant à l'un des événements, qui est le plus proche de l'arrêt pour intervention (API). Pour le groupe 2, le repli du réacteur, ou un délai de réparation plus court, sont prescrits à partir d'un certain nombre d'événements.

À titre d'exemple, si la seule défaillance d'une pompe de l'alimentation de secours des générateurs de vapeur d'un réacteur de 1300 MWe est tolérée pendant trois jours, réacteur en puissance, cette défaillance ne peut pas être cumulée plus de 24 heures avec la défaillance d'une pompe d'injection de sécurité à moyenne ou à basse pression.

### **20.2.1.6. Notions de condition limite et de prescription particulière**

Des prescriptions particulières et des conditions limites ont été introduites dans les spécifications techniques d'exploitation pour certaines situations, en complément des prescriptions générales.

Une condition limite permet le fonctionnement du réacteur alors qu'il n'est pas en conformité stricte avec une prescription générale. Cette condition limite ne doit être utilisée que pendant le temps strictement nécessaire à la réalisation d'impératifs d'exploitation (conduite, maintenance, contrôles). Aux conditions limites peuvent être associées des dispositions palliatives à respecter. Le recours à une condition limite est pris en compte comme un événement de groupe 1.

Une prescription particulière autorise aussi le fonctionnement du réacteur alors qu'il n'est pas en conformité stricte avec une prescription générale, mais, dans ce cas, il s'agit d'une variante pour laquelle la démonstration de sûreté est assurée. À une prescription particulière peuvent être associées des conditions d'application à respecter.

### **20.2.2. *Domaine de pression et de température moyenne du circuit primaire***

La figure 20.1 illustre les limites du domaine de pression et de température moyenne du circuit primaire dans les différents états de la chaudière (ces limites délimitent ce qui est communément appelé « la chaussette »). Les justifications indiquées montrent comment se fait la transposition des choix de conception en limites d'un domaine autorisé.

Le maintien du couple pression-température moyenne du circuit primaire dans le domaine défini garantit le respect des limites de sécurité associées à la deuxième barrière de confinement, le circuit primaire.

En particulier :

- le respect de la limite [ $P_{sat}$ , ( $T_{sat} - 30$  °C)] – voir les courbes de saturation représentées sur la figure 20.1 – laisse une plage de fonctionnement suffisante pour le pressuriseur et évite l'ébullition dans le reste du circuit primaire ;
- le respect de la limite [ $P_{sat}$ , ( $T_{sat} - 110$  °C)] restreint la différence maximale de température entre le pressuriseur et la branche chaude du circuit primaire et donc la fatigue du pressuriseur et de la ligne d'expansion qui relie le pressuriseur

à l'une des branches chaudes; les mouvements d'eau dans cette ligne sont, en effet, nombreux lors des passages entre arrêt à froid et arrêt à chaud et lors des transitoires de puissance;

- le respect de la limite  $[(P_{\text{sat}} + 110 \text{ bars}), T_{\text{sat}}]$  permet d'éviter que la différence de pression entre le circuit primaire et le circuit secondaire excède 110 bars, valeur maximale retenue pour la conception des générateurs de vapeur;
- le respect de la limite inférieure de température (160 °C) de l'état d'arrêt intermédiaire diphasique avec les générateurs de vapeur permet de conserver une marge par rapport à la valeur de la NDTT<sup>632</sup> du métal de la cuve en fin de vie pour une pression de 172,3 bars (seuil d'ouverture des soupapes du pressuriseur). En deçà de cette température, le refroidissement et la protection du circuit primaire contre les surpressions doivent être assurés par le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA);
- la limite inférieure de température (120 °C) de l'état intermédiaire diphasique aux conditions de raccordement du RRA est une valeur en dessous de laquelle le « matelas de vapeur » du pressuriseur ne doit pas être maintenu; cette limite provient des bases de conception de la ligne d'expansion du pressuriseur.

D'autres valeurs de pression ou de température ont pour origine des limites technologiques dont les justifications résumées sont les suivantes:

- il ne faut pas connecter le circuit RRA au circuit primaire au-dessus de 31 bars absolus afin de conserver une marge suffisante par rapport au seuil de tarage des soupapes de sûreté de ce circuit;
- les pompes primaires ne peuvent pas être maintenues en service en dessous de 25 bars (cette valeur est de 27 bars pour les températures de l'eau primaire supérieures à 160 °C);
- le fonctionnement satisfaisant des mécanismes des grappes absorbantes n'est pas garanti en dessous de 4,5 bars absolus;
- la cristallisation de l'acide borique est évitée avec une marge suffisante si la température de l'eau est supérieure à 10 °C pour une solution à 2385 ppm de bore;
- le fonctionnement d'une au moins des pompes primaires n'est plus nécessaire en dessous de 70 °C;
- 90 °C est la température maximale permettant d'assurer l'éventage du circuit primaire sans risque de vaporisation, après un arrêt pour rechargement ou pour intervention.

632. *Nil Ductility Transition Temperature*, température au-dessous de laquelle le métal a un comportement fragile et peut se rompre brutalement, en présence d'un défaut, sous l'effet d'une mise en pression brutale. Cette température, inférieure à 0 °C à l'origine, croît sous l'effet de l'irradiation par les neutrons par accumulation de « dommages » dans le réseau cristallin.

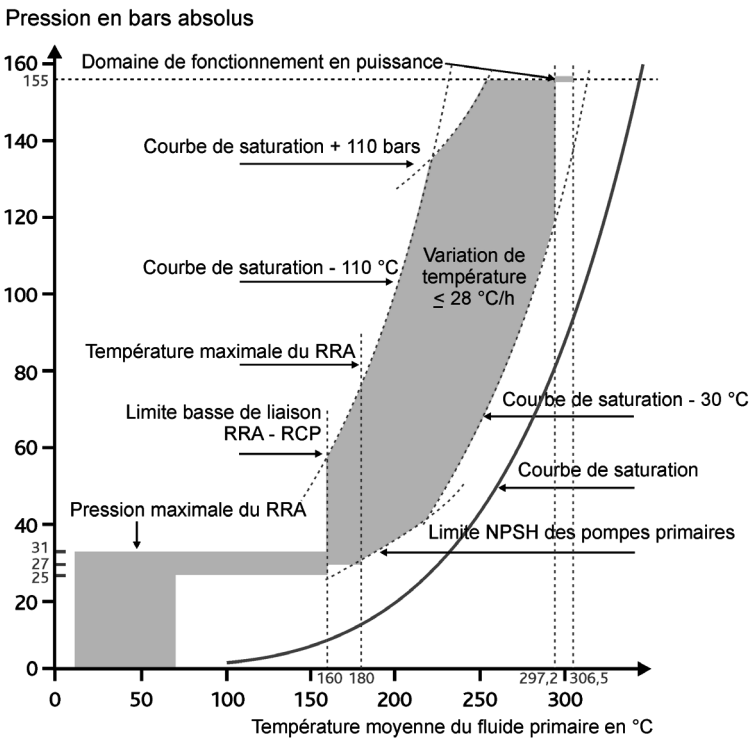


Figure 20.1. Domaines de pression et de température moyenne (1300 MWe). IRSN.

### 20.2.3. Évolution des spécifications techniques d'exploitation

Les réacteurs nucléaires à eau sous pression français ont, au début du programme électronucléaire, été exploités avec une adaptation des spécifications techniques fournies par le bailleur de licence Westinghouse. Elles ne concernaient que le fonctionnement en puissance; seuls étaient traités les systèmes de protection et de sauvegarde.

La conduite à tenir en cas d'indisponibilité de matériel et la définition d'états de repli ont été étudiées après l'accident de Three Mile Island.

L'expérience d'exploitation, tant en France qu'à l'étranger, a ensuite montré que la sûreté dans les situations d'arrêt nécessitait une étude systématique des besoins en équipements disponibles dans ces situations. Ces études ont conduit à l'adoption, en 1986, de spécifications techniques relatives aux états pour lesquels la température du fluide primaire est inférieure à 90 °C. Cette démarche a impliqué de définir une liste minimale d'équipements dont la disponibilité est nécessaire pour garantir la sûreté du réacteur tout en rendant possible la maintenance des équipements.

Les études relatives à la conduite dans les situations incidentelles et accidentelles ont aussi conduit à étendre le champ couvert par les spécifications techniques

d'exploitation aux dispositifs de mesure nécessaires au diagnostic de ces situations et au choix des procédures de conduite appropriées.

Des spécifications ont également été établies pour des systèmes annexes comme ceux de ventilation, de protection contre l'incendie et de surveillance de la radioactivité. Il est en effet important que des systèmes qui contribuent, même de façon moins directe, à la sûreté de l'installation ne puissent pas rester indisponibles sans limitation de durée.

Le retour d'expérience et les études probabilistes de sûreté ont ultérieurement conduit à prendre également en compte des défaillances multiples (voir le chapitre 13 relatif au « domaine complémentaire »), en considérant qu'elles peuvent survenir non seulement lorsque le réacteur fonctionne en puissance mais aussi dans les autres états du réacteur. Des spécifications techniques d'exploitation ont alors été définies pour des équipements considérés comme nécessaires à la gestion de telles situations.

Le « référentiel » relatif aux accidents avec fusion du cœur, situations prises en compte pour la conception du réacteur EPR, a été décliné dans les STE du réacteur EPR Flamanville 3. Au fur et à mesure des réexamens périodiques, les STE des réacteurs de 900 MWe, de 1300 MWe et de 1450 MWe intègrent ce référentiel; les premiers réacteurs qui en ont bénéficié sont ceux de 1300 MWe (à l'occasion de leurs VD3), suivis de ceux de 1450 MWe (VD2), puis ceux de 900 MWe dans le cadre de leurs VD4.

Le réexamen périodique associé aux VD4 des réacteurs de 900 MWe est également l'occasion de commencer l'intégration des agressions dans leurs STE, qui a également été réalisée pour le réacteur EPR Flamanville 3. Les réexamens périodiques associés aux VD3 des réacteurs de 1300 MWe et ceux associés aux VD2 des réacteurs de 1450 MWe ont permis l'introduction partielle dans les STE d'éléments concernant les agressions.

Lorsque surviennent des situations pour lesquelles il apparaît que les STE ne peuvent pas être respectées ou qu'elles pourraient conduire à un état jugé défavorable pour la sûreté, Électricité de France effectue une modification des spécifications techniques d'exploitation, qu'il déclare à l'Autorité de sûreté nucléaire. De telles modifications sont l'occasion de détecter des rédactions ambiguës ou inapplicables, qu'il faut alors corriger, mais aussi des cas où c'est le mode d'exploitation ou l'installation qu'il faut modifier pour respecter un principe établi par les spécifications techniques qu'il n'apparaît pas souhaitable de modifier.

Pour permettre aux personnels d'exploitation d'avoir une bonne connaissance des spécifications techniques d'exploitation, il est toutefois souhaitable que celles-ci aient une stabilité suffisante. Ainsi, même si la prise en compte des évolutions des « référentiels » de sûreté dans le cadre ou à l'issue des réexamens périodiques ainsi que dans le cadre du retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs conduit à des amendements réguliers ou occasionnels des documents standards des différents paliers, ceux-ci ne modifient ni l'ergonomie du document, ni la démarche de transcription de la démonstration de sûreté dans les STE.

### **20.3. Essais initiaux et essais périodiques**

Les essais de démarrage d'un réacteur nucléaire (voir le chapitre 19) constituent une phase très importante de préparation à son exploitation future ; outre la validation des choix de conception, ces essais contribuent à la mise au point des règles générales d'exploitation et à la formation du personnel.

Les essais périodiques des équipements importants pour la sûreté contribuent à la surveillance de la disponibilité de ces équipements et permet de prévenir leur défaillance.

Les règles d'essais périodiques des éléments importants pour la protection en matière de sûreté nucléaire (désignés par l'acronyme EIPS) constituent le chapitre IX des règles générales d'exploitation. Seuls les EIPS qui sont soumis à une réglementation de contrôle précise et suffisante et ceux qui sont sollicités de manière certaine selon une période suffisante pendant la conduite normale (dans des conditions comparables à celles des situations incidentelles ou accidentelles) et surveillés par des moyens qui garantissent la détection rapide d'un écart ne font pas l'objet de programmes d'essais périodiques.

Le chapitre IX des règles générales d'exploitation comporte une section qui définit l'objectif général des essais périodiques, leur champ d'application, les principes à observer pour assurer leur représentativité, les principes de prise en compte des incertitudes de mesure ainsi que les conditions de satisfaction d'un essai et de traitement des écarts détectés.

Les essais périodiques contribuent à apporter des assurances sur :

- l'absence d'évolution défavorable des caractéristiques du matériel ou du système concerné par rapport à celles qui ont été retenues lors de leur conception,
- le respect des hypothèses retenues pour les études d'accident (les valeurs retenues sont souvent différentes des valeurs nominales de fonctionnement),
- la disponibilité des matériels et des systèmes qui permettent de prévenir, de maîtriser ou de limiter les conséquences d'un accident.

Chaque fonction importante pour la sûreté nucléaire fait l'objet d'une analyse qui vise à déterminer de manière exhaustive l'ensemble des contrôles à mener pour obtenir une garantie satisfaisante de la disponibilité des équipements dont la capacité fonctionnelle est nécessaire. Cette analyse doit assurer la cohérence entre les premiers essais de vérification de la conformité faits au cours de la construction et du démarrage du réacteur ou lors des modifications ultérieures de l'installation et les essais périodiques prévus pour assurer le maintien de ces caractéristiques dans le temps.

Pour un système élémentaire, cette analyse est traduite en une règle d'essais périodiques qui précise les conditions de réalisation dont dépendent la représentativité des essais, les critères à respecter (qualitatifs ou quantitatifs) et la période entre deux essais identiques.

Si l'exploitant ne peut pas réaliser certains essais périodiques dans des conditions compatibles avec les STE, la mise en application du chapitre IX des règles générales

d'exploitation, soumis à l'approbation de l'Autorité de sûreté nucléaire, a valeur de modification générique des spécifications techniques d'exploitation lors de ces essais.

Les gammes d'essais, qui sont les documents directement utilisés par ceux qui sont chargés de réaliser les essais périodiques, sont rédigées par le personnel des centrales à partir des règles d'essais, en tenant compte des particularités de chaque installation. Chaque intervenant est muni de son propre document sur lequel il note les résultats et qui sert de compte rendu d'essai.

Les règles d'essais périodiques doivent être régulièrement révisées en tenant compte des modifications de l'installation et à la lumière du retour d'expérience; l'expérience de construction, de mise en service et d'exploitation est en effet une source d'informations à exploiter autant que nécessaire ou opportun. Cette expérience peut en effet montrer que :

- la fréquence de défaillance constatée par les contrôles et essais est plus importante que prévu ou que des pannes se produisent à l'occasion de transitoires; la fréquence des essais périodiques peut alors être adaptée en conséquence;
- des essais ne sont pas réalisés dans des conditions suffisantes de représentativité; les modalités des essais sont alors modifiées; c'est ce qui a été fait, par exemple, pour les essais des turbopompes de l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur des réacteurs de 900 MWe;
- la difficulté de certains tests manuels est à l'origine d'incidents, comme cela a été le cas pour certains tests du système de protection des réacteurs de 900 MWe; un automate programmé a été étudié, testé et mis en place dans ces réacteurs;
- des essais trop fréquents ou effectués dans des conditions trop sévères sont à l'origine de dégradations et d'un vieillissement prématuré de matériels; les programmes sont alors modifiés en conséquence. L'exemple le plus caractéristique concerne les groupes électrogènes à moteur diesel que des démarrages rapides inutiles « fatiguaient »; des conditions particulières d'essai ont été définies, qui ne nécessitent qu'un démarrage « doux » des groupes électrogènes, l'ordre correspondant s'effaçant automatiquement en cas de sollicitation réelle; cet effacement automatique fait lui-même l'objet d'essais;
- des essais d'endurance réalisés en usine par les constructeurs ne sont pas représentatifs des conditions d'exploitation sur les sites et de l'influence du reste du circuit;
- des incertitudes de mesure ne sont pas prises en compte de façon satisfaisante dans les essais périodiques. À ce sujet, les règles d'essais ont évolué de façon à prendre systématiquement en compte les incertitudes des mesures réalisées avec des capteurs d'exploitation. Pour les mesures réalisées avec une instrumentation particulière d'essai, Électricité de France a rédigé des guides d'aide à la prise en compte des incertitudes.

De manière générale, chaque fois que les conditions d'un essai périodique nécessitent de modifier l'état d'un matériel ou d'un système, des précautions particulières



s'imposent. Il convient en particulier de vérifier que les moyens provisoires mis en place pour le déroulement de l'essai et susceptibles de perturber ou d'empêcher le bon fonctionnement de systèmes de protection ou de sauvegarde qui ne fonctionnent qu'à la demande ont tous été retirés.

## 20.4. Les procédures de conduite incidentelle et accidentelle

La conduite à tenir en cas d'incident ou d'accident est décrite, dans les principes, au chapitre VI des règles générales d'exploitation.

Les stratégies et pratiques de conduite à mettre en œuvre (figure 20.2) en situation incidentelle ou accidentelle (sous l'appellation générique de procédures) sont développées dans différents documents mis à la disposition des équipes de conduite. Cette répartition est l'une des leçons qui fut tirée de l'accident de Three Mile Island.

Le premier document, dénommé règle de conduite, est un document à caractère stratégique, justificatif et pédagogique, utilisé pendant les périodes de formation.

Le second, qui constitue la consigne de conduite de référence, est un document qui assure un intermédiaire entre la règle de conduite et le troisième document qui est la consigne de conduite de tranche, seule utilisée en temps réel en cas d'incident ou d'accident. La consigne de conduite de référence est rédigée à partir de la règle de conduite et détaille les actions à mener pour l'accomplissement de la stratégie retenue. La consigne de conduite propre à chaque tranche tient compte des spécificités de celle-ci (repérage des matériels, état des modifications, cotes particulières...). Une directive particulière interne à l'exploitant fixe les limites des différences acceptables entre consignes de conduite de référence et consignes de conduite des tranches; en particulier, la stratégie de conduite ne peut pas être modifiée localement.

Les consignes de conduite de référence ont fait l'objet de nombreux essais sur simulateurs en vue d'améliorer leur présentation et de réduire les risques d'erreurs.

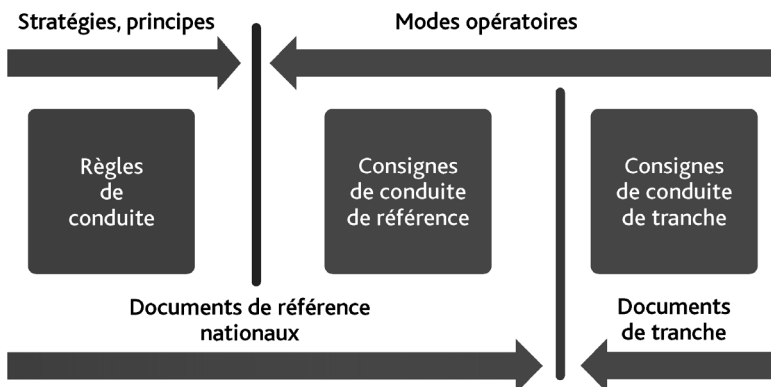


Figure 20.2. Organisation des documents de conduite incidentelle ou accidentelle. IRSN.

Dans les réacteurs français (jusques et y compris ceux du palier N4), chaque opérateur dispose en salle de commande d'un document propre à sa fonction (conduite du cœur et du circuit primaire, conduite de la partie secondaire). Le superviseur (voir le paragraphe 25.3.1) dispose lui aussi d'un document particulier qui lui permet de suivre les actions des opérateurs et d'assurer leur coordination.

Lors de l'application d'une procédure de conduite incidentelle ou accidentelle, le chef d'exploitation, puis l'ingénieur de sûreté, suivent en permanence l'état de la chaudière selon une procédure particulière. Ils assurent ainsi une diversification pour le diagnostic et le suivi de l'efficacité des mesures prises.

Les études de conception du réacteur EPR ont conduit Électricité de France à explorer une évolution de l'équipe de conduite. Pour le réacteur Flamanville 3, il avait envisagé :

- une conduite dans les situations incidentelles ou accidentelles identique à celle qui est décrite ci-dessus,
- pour le fonctionnement normal, qu'un seul opérateur (opérateur « action ») soit en charge du cœur, du circuit primaire et du circuit secondaire, l'autre opérateur surveillant l'état de l'installation et les activités en salle de commande (opérateur « stratégie »).

Toutefois, les campagnes de validation qu'il a réalisées sur un simulateur pleine échelle l'ont conduit, au début des années 2010, à abandonner ce choix pour reconduire les dispositions adoptées pour les réacteurs précédents (voir le paragraphe 25.3).

Dans les procédures de conduite, les conditions de fonctionnement automatique du système de protection et de mise en service des systèmes de sauvegarde étant celles des études d'incidents et d'accidents du rapport de sûreté, les actions demandées à court terme aux opérateurs doivent elles-mêmes être en accord avec ces études.

À la suite de l'accident de Three Mile Island, toutes les procédures ont été reprises par Électricité de France,

- en considérant la gestion de l'accident sur une durée beaucoup plus longue,
- sur la base d'études physiques réalistes (il est rappelé ici que les études du rapport de sûreté sont réalisées avec des hypothèses conservatives),
- en recherchant la stratégie de conduite la plus adaptée à moyen et à long termes,
- en veillant à l'ergonomie des documents.

La mise au point d'une procédure de conduite nécessite d'examiner soigneusement de multiples aspects : le domaine couvert par la procédure, les symptômes et les informations permettant le choix des stratégies de conduite les mieux adaptées, les interfaces avec les documents de conduite des parties non affectées de l'installation, la liste exhaustive des équipements et des moyens d'information nécessaires pour l'ap-

plication de la procédure, leur qualification y compris leur gamme de mesure et leur précision.

Cet examen doit notamment conduire l'exploitant à considérer différentes parties des règles générales d'exploitation. Un équipement nécessaire pour l'application d'une procédure doit, en effet, faire partie des équipements disponibles dans l'état initial de la tranche correspondant à l'accident (conformément aux spécifications techniques d'exploitation), avoir les caractéristiques et, notamment, la précision et la fiabilité attendues (essais périodiques).

On peut donner ici deux exemples, déjà anciens, d'évolution des procédures.

Le premier concerne la stratégie de conduite événementielle en cas de rupture d'un tube de générateur de vapeur. Initialement, la baisse de la pression dans le circuit primaire était obtenue par refroidissement du fluide primaire au moyen des générateurs de vapeur sains, associé à l'ouverture volontaire de la décharge du pressuriseur. Les vannes à ressort alors utilisées pour cette décharge présentant un risque non négligeable de coincement en position ouverte, cette ouverture volontaire a été supprimée, la baisse de pression n'étant plus que le résultat du refroidissement du fluide primaire. Le remplacement ultérieur des vannes à ressort par des tandems SEBIM™ qui ne présentent pas le même risque de rester en position ouverte n'a pas pour autant conduit à abandonner cette stratégie de conduite qui donne satisfaction.

Le deuxième concerne les conséquences pour la conduite accidentelle de la faible précision du dispositif de mesure analogique du niveau d'eau dans la cuve lorsque ce niveau est très faible (incertitude de l'ordre de 30 % au lieu des 12 % escomptés); les conditions d'arrêt des pompes primaires dans ces conditions ont dû être modifiées.

