République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : -ANNAG Zineb

-ALLALI Amina

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hygiène et Sécurité industrielle

OPTION : Hygiène et Sécurité industrielle

Thème

Identification, Évaluation et Amélioration des Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS) dans les Installations Classées Hydrocarbures

Application au Four Rebouilleur du Module MPP0 — SONATRACH Hassi R'Mel

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
- Dr. HANNACHI Manelle	MCA	Président
- Dr. ZERROUKI Hamza	MCA	Examinateur
- Dr. HASSANI Mouaadh	MCB	Rapporteur

Promotion : 2025/ 2026

REMERCIEMENTS

Avant tout, nous remercions Allah, le Tout-Puissant, qui nous a accordé la force, le courage et la patience nécessaires pour mener à bien ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer nos plus vifs remerciements et notre profonde gratitude à notre encadrant, **Docteur Hassani Mouadh**, pour avoir accepté de diriger ce travail. Nous le remercions chaleureusement pour ses précieux conseils, sa disponibilité constante, sa patience ainsi que pour la rigueur scientifique qu'il nous a transmise tout au long de la réalisation de ce projet.

Nos sincères remerciements s'adressent également à **l'Université Amar Telidji de Laghouat**, ainsi qu'à l'ensemble du corps enseignant et administratif de la faculté pour la qualité de la formation qu'ils nous ont dispensée durant notre parcours universitaire.

Nous tenons aussi à exprimer notre gratitude aux membres du jury qui ont accepté d'examiner et d'évaluer ce travail. Leurs remarques, suggestions et observations contribueront sans aucun doute à l'enrichissement de cette étude.

Enfin, nous adressons nos remerciements à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Dédicace

Avant tout, je remercie Allah, le Tout-Puissant, de m'avoir accordé la force, le courage et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

Je dédie ce modeste travail :

À la mémoire de mon cher père, qu'Allah lui accorde Sa vaste miséricorde et l'accueille dans Son Paradis.

À ma très chère mère, qu'Allah la protège, la préserve et lui accorde santé, bonheur et longue vie.

À mon frère **Sofiane**.

À mes chères sœurs : **Houda**, **Ratiba**, **Hanane**, **Ibtissam** et **Ahlam**, pour leur affection, leur soutien et leurs encouragements.

À tous mes amis, et tout particulièrement à **Amina.**

J'adresse également mes sincères remerciements à mon encadrant, **Docteur Hassani Mouadh**, pour son accompagnement, ses précieux conseils, sa disponibilité et son soutien tout au long de la réalisation de ce projet.

À tous ceux qui m'aiment.

À tous ceux que j'aime.

Je dédie ce travail avec toute ma reconnaissance et mon affection.

Zineb

Dédicace

Avant tout, je remercie Allah, le Tout-Puissant, de m'avoir accordé la force, le courage et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

J'adresse également mes sincères remerciements à mon encadrant, **Docteur Hassani Mouadh**, pour son accompagnement, ses précieux conseils, sa disponibilité et son soutien tout au long de la réalisation de ce projet.

Je dédie ce modeste travail à ma très chère mère, pour son amour inconditionnel, ses sacrifices, ses prières et son soutien constant tout au long de mon parcours.

À mon cher père, pour tous les efforts qu'il a consentis et les valeurs qu'il m'a transmises.

À ma tendre grand-mère, dont les bénédictions et les douces douas m'ont toujours accompagnée.

À mes chères sœurs, **Zineb**, **Sara** et **Khadidja**, ainsi qu'à **Celia** et Abdallah, pour leur affection, leurs encouragements et leur présence chaleureuse.

À ma chère **tante Hanna** et à son fils, mon cousin **Taha**, pour leur soutien, leur attention et leur bienveillance.

À ma chère amie **Zineb**, ainsi qu'à tous mes amis proches, pour leur fidélité, leurs encouragements et leur précieuse présence dans les moments de doute comme dans les moments de joie.

Amina

Sommaire

REMERCIEMENTS……..... **I**

DEDICACE……... **II**

DEDICACE……... **III**

SOMMAIRE……. **VI**

LISTES DES TABLEAUX……... **VII**

LISTES DES FIGURES……..... **VIII**

LISTE DES ABREVIATIONS……. **IX**

RÉSUMÉ……... **XI**

INTRODUCTION GÉNÉRALE…….. **1**

Chapitre 1 : Fondements Conceptuels, Réglementaires et Méthodologiques des EIPS dans les Installations Classées Hydrocarbures

1.Introduction…….. 4

2.Cadre Réglementaire et Normatif…….. 5

2.1 Réglementation nationale algérienne…….. **5**

2.2 Référentiels internationaux……. **6**

3.Définitions et Concepts Fondamentaux……. 7

3.1 Les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)..... **7**

3.2 Les Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS)..... **8**

3.3 Les Barrières de Sécurité..... **9**

4.Objectifs des Éléments Importants pour la Sécurité..... 10

5.Typologie des Éléments Importants pour la Sécurité..... 11

5.1 Classification selon la Fonction de Sécurité..... **11**

5.2 Classification selon la Nature Physique..... **12**

5.3 Classification selon le Danger Maîtrisé..... **13**

5.4 Classification selon le Niveau d'Intégrité de Sécurité (SIL)..... **14**

6.Méthodologie d'Identification et de Gestion des EIPS..... 16

6.1 Processus d'Identification des EIPS..... **16**

6.2 Cycle de Gestion des EIPS..... **17**

6.3 Synthèse Méthodologique……... **18**

6.4 Exemple d'Application : Station de Compression de Gaz Naturel…… **19**

7.**Conclusion……. 20**

Chapitre 2 : Identification et Évaluation des EIPS du Four Rebouilleur H401 par Décomposition Structurelle et Analyse par Arbre de Défaillances

1. Introduction……. 22

2. Présentation du Site et de l'Installation…… 23

2.1 Le Gisement de Hassi R'Mel…….. **23**

2.2 Le Module de Production MPP0…… **24**

3. Description Technique du Four Rebouilleur H401…….. 25

3.1 Rôle et Principe de Fonctionnement……... **25**

3.2 Architecture Thermique et Zones de Fonctionnement…… **25**

3.3 Composants Principaux…….. **26**

3.4 Paramètres Opératoires de Référence……. **27**

4. Caractérisation des Risques Majeurs du Four H401……... 28

5. Application de la Démarche EIPS au Four H401…… 29

5.1 Identification et Classification des EIPS du Four H401……. **29**

5.2 Décomposition Structurelle et Fonctionnelle……. **30**

5.2.1 Sous-système d'Alimentation (SS1)…….. **30**

5.2.2 Sous-système de Contrôle (SS2)……... **31**

5.2.3 Sous-système d'Alarme (SS3)……... **32**

5.2.4 Sous-système d'Arrêt d'Urgence SIS/ESD (SS4)…….. **33**

5.3 Synthèse des EIPS Identifiés et Leur Classification……... **34**

6. Évaluation du Niveau SIL du Système ESD par Arbre de Défaillances……..... 36

6.1 Modélisation du Sous-Système Capteurs……... **36**

6.2 Modélisation du Sous-Système PLC (Automate Triconex TMR)…….. **37**

6.3 Modélisation du Sous-Système Actionneurs…….. **38**

6.4 Interprétation et Synthèse de l'Analyse par Arbre de Défaillances…… **39**

7. Conclusion…… 40

Chapitre 3 : Plan d'Actions Correctives et Réévaluation des EIPS du Four H401

1. Introduction…… 43

2. Identification des Réserves et Grille de Cotation……. 43

2.1 Grille de Cotation du Niveau de Risque des Réserves……... **43**

2.2 Réserves Identifiées sur le Système EIPS du Four H401……... **44**

3. Plan d'Actions Correctives des EIPS……. 46

4. Calendrier de Mise en Œuvre…… 50

5. Réévaluation des EIPS après Actions Correctives……... 51

5.1 Méthodologie de Réévaluation……... **51**

5.2 Résultats de la Réévaluation par EIPS…… **52**

6. Discussion……. 53

6.1 Pertinence et Faisabilité du Plan d'Actions Correctives……. **53**

6.2 Limites de la Réévaluation et Perspectives……. **53**

6.3 Impact sur le Niveau de Risque Résiduel de l'Installation…….. **54**

7. Conclusion…… 55

CONCLUSION GÉNÉRALE……... **57**

Références Bibliographiques…… **60**

Liste des tableaux

N°	*Titre*	*page*
Tableau 1	Classification des EIPS selon la fonction de sécurité assurée dans les installations hydrocarbures	***12***
Tableau 2	Classification des EIPS selon leur nature physique dans les installations hydrocarbures	***13***
Tableau 3	Classification des EIPS selon le danger maîtrisé exemples dans les installations hydrocarbures	***14***
Tableau 4	Niveaux d'intégrité de sécurité (SIL) selon la norme IEC 61511:2016 applications en industrie des hydrocarbures	***15***
Tableau 5	Exemples d'EIPS instrumentés par type d'installation hydrocarbure avec niveau SIL associé	***15***
Tableau 6	Synthèse méthodologique de la gestion des EIPS en cinq phases actions, outils et livrables	***18***
Tableau 7	Paramètres opératoires critiques du four rebouilleur H401, seuils de surveillance et actions de sécurité associées	***27***
Tableau 8	Caractérisation des risques majeurs du four rebouilleur H401 mécanismes, conséquences et niveaux de criticité	***28***
Tableau 9	Décomposition structurelle et fonctionnelle du sous-système d'alimentation SS1 Four H401	***31***
Tableau 10	Décomposition structurelle et fonctionnelle du sous-système de contrôle SS2 Four H401	***32***
Tableau 11	Décomposition structurelle et fonctionnelle du sous-système d'alarme SS3 Four H401	***33***
Tableau 12	Décomposition structurelle et fonctionnelle du sous-système d'arrêt d'urgence SIS/ESD SS4 Four H401	***34***
Tableau 13	Synthèse des EIPS identifiés sur le four H401 classification selon la fonction, la nature, la criticité et le niveau SIL	***35***
Tableau 14	Synthèse de l'analyse par arbre de défaillances caractéristiques de fiabilité des sous-systèmes du système ESD H401	***39***
Tableau 15	Grille de cotation du niveau de risque des réserves EIPS	***44***
Tableau 16	Réserves identifiées sur les EIPS du four H401 nature, localisation et niveau de risque	***45***
Tableau 17	Plan d'actions correctives des EIPS du four H401 réserves, niveau de risque, actions correctives/EIPS alternatifs, responsables et échéances	***50***
Tableau 18	Calendrier prévisionnel de mise en œuvre des actions correctives (diagramme de Gantt simplifié M = mois après approbation du PAC)	***51***
Tableau 19	Réévaluation comparative des EIPS avant et après actions correctives niveaux SIL estimés	***52***

Liste des figures

N°	*Titre*	*page*
Figure 1	Approche méthodologique de détermination et de sélection des éléments importants pour la sécurité (EIPS) Source : adapté du guide OLF 070 [9]	***9***
Figure 2	Schéma représentative du champ gazier de Hassi R'mel	***23***
Figure 3	Organisation fonctionnelle des sections du module MPP0 (Hassi R'Mel) Source : Documentation technique SONATRACH	***24***
Figure 4	Architecture du four rebouilleur H401 du module MPP0 Source : Documentation technique SONATRACH [12]	***26***
Figure 5	Décomposition structurelle et fonctionnelle (PID) du four rebouilleur H401 du module MPP0 Source : Documentation technique SONATRACH [12]	***30***
Figure 6	Arbre de défaillances du sous-système capteurs du système ESD — Four H401	***36***
Figure 7	Arbre de défaillances du sous-système PLC Triconex TMR du système ESD Four H401	***37***
Figure 8	Arbre de défaillances du sous-système actionneurs (électrovannes UV1 et UV2) Four H401	***38***
Figure 9	Arbre de défaillances global du système ESD du four H401 décomposition en trois sous-systèmes (logiciel GRIF)	***40***

LISTE DES ABREVIATIONS

AdD : Arbre de Défaillance

APR : Analyse Préliminaire des Risques

ATEX : Atmosphère Explosive

BLEVE : Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion

DCS : Distributed Control System

EDD : Étude de Danger

EIPS/E : Éléments Importants pour la Sécurité / Environnement

ESD : Emergency Shutdown System (Système d'Arrêt d'Urgence)

FAL : Flow Alarm Low (Alarme de Bas Débit)

FALL : Flow Alarm Low Low (Alarme de Très Bas Débit)

FF : Failure Frequency (Fréquence de Défaillance)

FSH/L : Flow Switch High/Low (Contacteur de Débit Haut/Bas)

FT : Flow Transmitter (Transmetteur de Débit)

FV : Flow Valve (Vanne de Débit)

GMAO : Gestion de la maintenance assistée par ordinateur

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié

HAZOP : Hazard and Operability Study

HFT : Hardware Fault Tolerance

ICPE : Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

IEC : International Electrotechnical Commission

IPPS : Installations Importantes Pour la Sécurité

IR3 : Détecteurs Infrarouges de Flammes

ISO : International Organization for Standardization

OIPS : Opérations Importantes Pour la Sécurité

OLF : Norwegian Oil and Gas Association (Association norvégienne du pétrole et du gaz)

PAH : Pressure Alarm High (Alarme de Haute Pression)

PAHH/LL : Pressure Alarm High High / Low Low (Alarme de Très Haute / Très Basse Pression)

PAL : Pressure Alarm Low (Alarme de Basse Pression)

PCV : Pressure Control Valve (Vanne de Régulation de Pression)

PFD : Probability of Failure on Demand

PFDavg : Average Probability of Failure on Demand

PLC : Programmable Logic Controller (Automate Programmable Industriel)

PSH/L : Pressure Switch High/Low (Contacteur de Pression Haute/Basse)

PT : Pressure Transmitter (Transmetteur de Pression)

QRA : Quantitative Risk Assessment

SEVESO : Directive européenne pour la prévention des accidents industriels majeurs

SIL : Safety Integrity Level

SIS : Système Instrumenté de Sécurité

TAH : Temperature Alarm High (Alarme de Haute Température)

TAHH : Temperature Alarm High High (Alarme de Très Haute Température)

TI : Temperature Indicator (Indicateur de Température)

TMR : Triple Modular Redundancy

TSHH : Temperature Switch High High (Contacteur de Très Haute Température)

TV : Temperature Valve (Vanne de Température)

Identification, Évaluation et Amélioration des Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS) dans les Installations Classées Hydrocarbures

Application au Four Rebouilleur du Module MPP0 SONATRACH Hassi R'Mel

RÉSUMÉ

Ce mémoire applique la démarche des Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS) au four rebouilleur H401 (complexe gazier Hassi R'Mel, Algérie). Le premier chapitre pose le cadre réglementaire algérien (loi 03-10, décrets 06-198, 21-331) et international (IEC 61511, OLF 070, SEVESO III), et définit la méthodologie EIPS en cinq phases. Le deuxième chapitre identifie sept EIPS sur le four H401 et évalue qualitativement le niveau SIL du système ESD par arbre de défaillances (logiciel GRIF), révélant que l'architecture 1oo1 non dédiée des capteurs SIS limite l'atteinte du SIL 2 cible. Le troisième chapitre formalise sept réserves (deux Critiques, trois Majeures, deux Mineures) et élabore un plan d'actions correctives sur 18 mois. La réévaluation post-PAC projette le système ESD vers le niveau SIL 2 global, sous réserve d'une validation quantitative et d'une certification par un organisme tiers.

Mots-clés : EIPS , Installations classées, Four rebouilleur, SIS, SIL, Arbre de défaillances (AdD) , Plan d'actions, Sécurité fonctionnelle IEC 61511, Sonatrach, Hassi R'Mel

ABSTRACT

This thesis focuses on the application of the Safety Important Elements (SIE/EIPS) methodology to classified hydrocarbon installations, using the H401 reboiler furnace at the MPP0 production module of the Hassi R'Mel gas complex (SONATRACH, Algeria) as a case study. The research is structured in three chapters. The first chapter establishes the conceptual, regulatory and methodological foundations of the EIPS approach, drawing on the Algerian regulatory framework (Law No. 03-10 of July 19, 2003, Executive Decrees No. 06-198 and 21-331) and international normative references (IEC 61511:2016, IEC 61508:2010, OLF 070 guideline, SEVESO III Directive). It defines four EIPS classification typologies

by safety function, physical nature, hazard controlled and SIL level and formalizes a five-phase identification and management methodology. The second chapter applies this methodology to the H401 furnace: characterization of six major risk categories, structural decomposition into four sub-systems (feed, control, alarm, SIS/ESD emergency shutdown), identification and classification of seven EIPS, and qualitative assessment of the ESD system Safety Integrity Level (SIL) using Fault Tree Analysis (FTA) with the GRIF software. Results reveal that the 1oo1 non-dedicated architecture of SIS sensors is the limiting factor preventing attainment of the target SIL 2 level. The third chapter formalizes seven rated reservations (two Critical, three Major, two Minor) and develops an 18-month structured corrective action plan (CAP), incorporating alternative EIPS, designated responsible parties and deadlines. Post-CAP re-evaluation projects the H401 ESD system toward the global SIL 2 target level, pending quantitative validation and third-party independent certification.

Keywords: Safety Important Elements (SIE/EIPS) , Classified installations , Reboiler furnace , SIS, SIL) , Fault Tree Analysis (FTA), Action Plan, Functional safety — IEC 61511 , Sonatrach Hassi R'Mel

ملخص

يتناول هذا المذكرة تطبيق منهجية العناصر المهمة للسلامة (EIPS) في المنشآت الهيدروكربونية المصنفة، مُتَّخِذاً من فرن إعادة الغليان H401 التابع لوحدة الإنتاج MPP0 في مجمع الغاز بحاسي الرمل (سوناطراك، الجزائر) نموذجاً للدراسة التطبيقية. يتضمن البحث ثلاثة فصول متكاملة ومتدرجة. يُرسي الفصل الأول الأسس المفاهيمية والتنظيمية والمنهجية للمقاربةEIPS ، مستنداً إلى الإطار التشريعي الجزائري المتمثل في القانون رقم 03-10 المؤرخ في 19 يوليو 2003 والمرسومين التنفيذيين رقم 06-198 و21-331 ، فضلًا عن المعايير الدولية المرجعية كـ IEC 61511:2016 و
IEC 61508:2010ودليل OLF 070 والتوجيه الأوروبي .SEVESO III كما يُحدِّد أربعة تصنيفات للـ — EIPS وفقاً لوظيفة السلامة، والطبيعة الفيزيائية، والخطر المُسيطَر عليه، ومستوى نزاهة السلامة — SIL ويُضفي الطابع الرسمي على منهجية التحديد والإدارة في خمس مراحل. يُقدِّم الفصل الثاني التطبيق الكامل لهذه المنهجية على الفرن H401، من خلال: تحليل ست فئات من المخاطر الكبرى، والتفكيك الهيكلي والوظيفي إلى أربعة أنظمة فرعية (التزويد، والتحكم، والإنذار، والإيقاف الطارئ(SIS/ESD ، وتحديد سبعة عناصر EIPS رئيسية وتصنيفها، وتقييم نوعي لمستوى نزاهة السلامة SIL لنظام الإيقاف الطارئ ESD باستخدام طريقة شجرة الأعطال عبر برنامج .GRIF كشفت النتائج أن البنية الأحادية (1 (1oo1غير المخصصة لمجسات نظام SIS تُمثِّل العقبة الرئيسية الحائلة دون بلوغ المستوى المستهدف .2 SILيضع الفصل الثالث سبعة تحفظات مُقيَّمة (اثنان حرجان، وثلاثة رئيسية، واثنان ثانويان)، ويُطوِّر خطة إجراءات تصحيحية منظمة على مدى ثمانية عشر شهراً، تتضمن عناصر EIPS بديلة ومسؤولين محددين وآجالًا دقيقة. يُقدِّر التقييم اللاحق للخطة وصول نظام الإيقاف الطارئ للفرن H401 إلى المستوى العالمي 2 SIL المستهدف، رهناً بالتحقق الكمي والاعتماد من طرف ثالث مستقل ومؤهَّل.

الكلمات المفتاحية:

العناصر المهمة للسلامة ، المنشآت المصنفة ن فرن الغليان ، نظام الأجهزة الأمنية، مستوى نزاهة السلامة ، شجرة الأعطال ، خطة الإجراءات التصحيحية ، السلامة الوظيفية ن — IEC 61511 ، سونطراك حاسي الرمل

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GÉNÉRALE

1. Contexte général et enjeux

Le secteur des hydrocarbures constitue l'épine dorsale de l'économie algérienne : avec des recettes représentant historiquement plus de 90 % des recettes en devises du pays et environ 60 % des recettes budgétaires, il conditionne directement la capacité de financement du développement national. À la tête de cet édifice économique se trouve SONATRACH, la Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures, première entreprise africaine et opérateur majeur à l'échelle mondiale, dont les activités couvrent l'exploration, la production, le transport par canalisation, la liquéfaction et la commercialisation du gaz naturel, du pétrole brut et des produits raffinés.

Au cœur de ce dispositif industriel, le gisement de Hassi R'Mel l'un des plus grands gisements de gaz à condensat au monde joue un rôle stratégique de premier plan. Avec une superficie de 3 150 km² et des installations de traitement parmi les plus complexes du continent africain, il concentre des équipements à haute énergie (fours, compresseurs, colonnes de distillation, échangeurs de chaleur) dont le fonctionnement sûr et continu constitue un impératif absolu, tant pour la continuité de la production que pour la protection des personnes, des biens et de l'environnement.

Dans ce contexte industriel exigeant, la gestion des risques majeurs incendies, explosions, rejets de gaz toxiques, fuites d'hydrocarbures sous pression constitue un enjeu de sécurité critique. Les accidents industriels survenus dans le secteur pétrolier et gazier mondial au cours des dernières décennies Piper Alpha (1988, 167 victimes), Texas City (2005, 15 victimes), Macondo/Deepwater Horizon (2010) rappellent avec force que la défaillance des systèmes de sécurité dans les installations à hauts risques peut avoir des conséquences catastrophiques et irréversibles. Ces événements ont profondément remodelé les approches normatives et réglementaires de la sécurité industrielle à l'échelle mondiale.

En Algérie, ce contexte a conduit à l'élaboration progressive d'un cadre réglementaire adapté, articulé autour de la loi n° 03-10 du 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement[**1**], des décrets exécutifs n° 06-198 relatif aux établissements classés[**2**] et n° 21-331 relatif à la mise en conformité règlementaire des installations hydrocarbures[**3**].Ces texte simposent aux exploitants d'installations classées l'identification et le maintien en performance des barrières de sécurité critiques, au premier rang desquelles figurent les Éléments Importants pour la Sécurité et l'Environnement .

2. Problème

3. attique de la recherche

Malgré l'existence de ce cadre réglementaire et normative, la mise en œuvre opérationnelle de la démarche EIPS dans les installations algériennes de traitement des hydrocarbures reste insuffisamment formalisée et documentée. De nombreuses installations, notamment celles mises en service avant l'entrée en vigueur des textes réglementaires récents, présentent des lacunes dans l'identification, la classification et le suivi des éléments critiques de leurs systèmes de sécurité. Le four rebouilleur H401 du module MPP0 de Hassi R'Mel, entré en service en 1961, illustre typiquement cette situation : équipement clé du procédé de traitement du condensat, il opère avec des interfaces complexes entre systèmes de contrôle-commande (DCS) et systèmes instrumentés de sécurité (SIS), et présente des vulnérabilités architecturales qui n'ont pas été formellement évaluées au regard des exigences normatives actuelles.

4. Objectifs de la recherche

En réponse à cette problématique, ce mémoire poursuit quatre objectifs principaux, qui structurent l'organisation de ses trois chapitres :

Établir les fondements conceptuels, réglementaires et méthodologiques de la démarche EIPS, en articulant le corpus réglementaire algérien avec les référentiels normatifs internationaux reconnus (IEC 61511, IEC 61508, OLF 070, SEVESO III) [**4, 5, 6,7**].

Appliquer la démarche EIPS de manière complète et rigoureuse au four rebouilleur H401, en conduisant une caractérisation des risques majeurs, une décomposition structurelle et fonctionnelle en sous-systèmes, et une évaluation qualitative du niveau SIL du système ESD par la méthode de l'arbre de défaillances.

Identifier, formaliser et coter les réserves affectant les EIPS du four H401, et élaborer un plan d'actions correctives structuré intégrant des actions prioritaires, des EIPS alternatifs, des responsables et des échéances précis.

Réévaluer les EIPS après actions correctives et conduire une discussion critique sur les gains attendus en termes de niveau d'intégrité de sécurité et de risque résiduel, ouvrant la voie à une validation quantitative complète.

Ce mémoire est organisé en trois chapitres thématiques progressifs, encadrés par la présente introduction et une conclusion générale. Le Chapitre 1 établit les fondements théoriques, réglementaires et méthodologiques de la démarche EIPS, constituant le référentiel conceptuel de l'ensemble du travail. Le Chapitre 2 procède à l'application complète de cette démarche au four rebouilleur H401, de la description technique de l'installation à l'évaluation du niveau SIL du système ESD par arbre de défaillances. Le Chapitre 3 valorise les résultats de cette évaluation sous la forme d'un plan d'actions correctives opérationnel, et conduit une réévaluation des EIPS .

01

Chapitre 1

Fondements Conceptuels, Réglementaires et Méthodologiques des EIPS dans les Installations Classées Hydrocarbures



Fondements Conceptuels, Réglementaires et Méthodologiques des EIPS dans les Installations Classées Hydrocarbures

1. Introduction

Dans le domaine des activités liées aux hydrocarbures, la maîtrise des risques majeurs constitue un impératif absolu, tant pour la protection des personnes et des biens que pour la préservation de l'environnement. La complexité croissante des installations industrielles raffineries, plateformes offshore, stations de compression, dépôts de stockage et la nature intrinsèquement dangereuse des fluides traités (inflammables, toxiques, sous haute pression) imposent une approche structurée et rigoureuse de la gestion des risques.

Au cœur de cette approche se trouvent les Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS), désignés également sous l'acronyme EIPS/E lorsqu'ils incluent une dimension environnementale. Ces éléments qu'ils soient matériels (vannes d'arrêt d'urgence, détecteurs de gaz, soupapes de sûreté, systèmes d'extinction) ou immatériels (procédures opératoires, formations certifiées, plans d'intervention) constituent les barrières techniques et organisationnelles dont le maintien en état de fonctionnement conditionne la maîtrise des scénarios accidentels majeurs. Leur défaillance non maîtrisée peut conduire à des événements catastrophiques tels qu'un incendie, une explosion ou une dispersion de substances toxiques.

La notion d'EIPS s'inscrit dans une logique systémique héritée des approches de fiabilité industrielle développées depuis les années 1970 dans les secteurs nucléaire et pétrolier. Elle repose sur trois piliers fondamentaux : (i) l'identification exhaustive de toutes les fonctions de sécurité critiques à partir d'une analyse approfondie des dangers ; (ii) la classification de chaque élément selon des critères de criticité et de niveau d'intégrité de sécurité (SIL) définis par les normes internationales ; et (iii) la gestion opérationnelle rigoureuse incluant la maintenance préventive, les tests périodiques de bon fonctionnement et l'audit de conformité.

Ce chapitre présente de manière structurée les fondements conceptuels, réglementaires et méthodologiques des EIPS dans le contexte spécifique des installations classées hydrocarbures. Il s'appuie sur le cadre normatif algérien en vigueur ainsi que sur les référentiels internationaux reconnus, en particulier les normes IEC 61511 et IEC 61508 relatives aux systèmes instrumentés de sécurité, la directive SEVESO III et le guide de

Référence OLF 070 de l'Association norvégienne du pétrole et du gaz [**4, 5,7 ,6**]. L'objectif est de fournir aux ingénieurs de sécurité, aux exploitants et aux bureaux d'études un guide opérationnel couvrant l'ensemble du cycle de vie des EIPS, depuis leur identification initiale jusqu'à l'amélioration continue de leur performance.

2. Cadre Réglementaire et Normatif

2.1 Réglementation nationale algérienne

L'Algérie dispose d'un corpus réglementaire progressivement renforcé pour encadrer la gestion des risques industriels majeurs dans le secteur des hydrocarbures. Ce cadre s'articule autour de plusieurs textes législatifs et réglementaires qui définissent les obligations des exploitants en matière de sécurité, d'identification des risques et de maintien des barrières de protection.

Le texte fondateur en matière de protection de l'environnement est la loi n° 03-10 du 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable [**1**]. Cette loi pose le principe général de prévention des risques industriels et constitue le socle juridique sur lequel s'appuient l'ensemble des textes réglementaires sectoriels. Elle établit notamment les obligations d'information, d'étude d'impact et de prévention à la charge des exploitants d'installations dangereuses.

Le décret exécutif n° 06-198 du 31 mai 2006 relatif aux établissements classés pour la protection de l'environnement constitue, en droit algérien, le texte réglementaire de référence pour la gestion des ICPE tous secteurs confondus [**2**]. Ce décret, pris en application de la loi n° 03-10, définit les régimes de classement des établissements (déclaration, enregistrement, autorisation), les procédures d'instruction des dossiers, ainsi que les obligations permanentes des exploitants en matière de sécurité et de prévention. Il a fait l'objet de plusieurs modifications visant à renforcer les exigences en matière de gestion des risques et d'intégrité des équipements.

Plus récemment, le décret exécutif n° 21-331 du 25 août 2021 relatif à la mise en conformité des installations hydrocarbures a imposé aux exploitants d'installations antérieures un programme de mise en conformité intégrant explicitement l'intégrité des équipements, l'étude et l'évaluation des éléments importants pour la sécurité EIPS [**1**]. Ce texte témoigne de la volonté des autorités algériennes d'aligner progressivement les installations existantes sur les standards de sécurité modernes.

2.2 Référentiels internationaux

Au-delà du cadre national, la gestion des EIPS dans les installations hydrocarbures s'appuie sur plusieurs référentiels internationaux qui font autorité dans la profession et dont l'application est souvent recommandée, voire imposée, par les opérateurs et les assureurs industriels.

La directive européenne SEVESO III (2012/18/UE), applicable dans l'Union européenne et prise comme modèle de référence par de nombreux pays, impose aux exploitants d'établissements classés « seuil haut » une politique de prévention des accidents majeurs (PPAM) intégrant la fiabilité des barrières de sécurité. Elle constitue un cadre de référence méthodologique pertinent pour les installations algériennes, notamment en ce qui concerne l'identification et la gestion des EIPS [**7**].

La norme IEC 61511:2016 (reprise en Europe sous la référence EN 61511) relative aux systèmes instrumentés de sécurité (SIS) pour le secteur des procédés définit les exigences du cycle de vie des SIS, depuis leur conception jusqu'à leur déclassement [**4**]. Elle introduit la notion de niveau d'intégrité de sécurité (SIL) et constitue la référence normative principale pour la qualification des EIPS de type instrumentation.

La norme IEC 61508:2010, norme générique sur la sécurité fonctionnelle des systèmes électroniques programmables, constitue la norme de référence pour l'évaluation des systèmes instrumentés de sécurité embarqués dans les EIPS logiciels [**5**]. Elle définit les exigences en termes de probabilité de défaillance à la demande (PFD) et les méthodes d'évaluation de la fiabilité.

Le guide OLF 070 de l'Association norvégienne du pétrole et du gaz (Norwegian Oil and Gas Association) fournit une méthodologie détaillée pour l'identification, la classification, la maintenance et la traçabilité des EIPS dans les installations pétrolières et gazières. Bien que non contraignant sur le plan légal en Algérie, il est largement reconnu comme une référence de bonnes pratiques dans l'industrie mondiale [**6**].

La norme ISO 13702:2015 relative au contrôle et à la réduction des incendies et explosions sur les installations pétrolières et gazières offshore, ainsi que les codes ASME et les publications API (notamment l'API RP 14C pour les systèmes de sécurité de surface des puits), complètent ce corpus normatif en fournissant des spécifications techniques détaillées pour différentes catégories d'EIPS [**8**].

3. Définitions et Concepts Fondamentaux

3.1 Les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)

Une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE) est toute installation exploitée ou détenue par une personne physique ou morale, publique ou privée, qui peut présenter des dangers ou des inconvénients pour les intérêts protégés par la réglementation environnementale (sécurité, santé, salubrité publique, agriculture, nature, environnement). Cette définition large englobe l'ensemble des activités industrielles et agricoles présentant un risque potentiel pour l'environnement ou les populations environnantes.

La législation n'est pas appliquée de manière uniforme à toutes les installations, mais selon le principe de proportionnalité : plus une installation présente des risques importants (incendie, pollution, explosion, nuisances), plus la réglementation qui lui est applicable est stricte. Les activités concernées sont répertoriées dans une nomenclature officielle organisée en rubriques (1xxx, 2xxx, 3xxx, 4xxx), dont les seuils quantitatifs (capacités de stockage, quantités de produits dangereux, puissances installées) déterminent le régime de classement applicable.

En droit algérien, conformément au décret exécutif n° 06-198 du 31 mai 2006 et à ses textes d'application, trois régimes principaux de classement sont définis selon le niveau de risque présenté par l'installation [**2**]:

Régime de Déclaration (D) : applicable aux activités présentant les risques les moins élevés. L'exploitant est tenu de déclarer son activité auprès de l'autorité compétente et de respecter des prescriptions techniques générales définies par arrêté ministériel. Un sous-régime de déclaration avec contrôle périodique (DC) impose en outre des vérifications par un organisme agréé.

Régime d'Enregistrement (E) : régime d'autorisation simplifiée s'appliquant à des activités aux risques connus et standardisés (stations-service, certains entrepôts logistiques). L'exploitant dépose un dossier technique démontrant le respect de prescriptions générales applicables à sa catégorie d'activité, et l'autorisation est délivrée après consultation du public.

Régime d'Autorisation (A) : régime le plus strict, réservé aux installations présentant les risques les plus graves pour l'environnement ou la sécurité. L'exploitant doit constituer un dossier complet comprenant une étude d'impact environnemental et une étude de dangers

(EDD), soumis à enquête publique. L'autorisation est délivrée par arrêté préfectoral assorti de prescriptions techniques individualisées. Les installations hydrocarbures relevant du décret n° 05-304 sont généralement soumises à ce régime.

3.2 Les Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS)

Les éléments importants pour la sécurité et l'environnement (EIPS/E) sont des composantes critiques équipements, systèmes, procédures ou infrastructures dont la défaillance ou le dysfonctionnement est susceptible d'engendrer ou de ne pas prévenir un accident majeur, une pollution environnementale grave ou une atteinte à la santé des populations. Leur identification constitue l'une des étapes fondamentales de toute étude de dangers portant sur une installation industrielle classée.

> Définition normative (adapté de la directive SEVESO III et du guide OLF 070) : « Un EIPS est tout équipement, système ou procédure dont la mise en défaillance est susceptible de conduire à un accident majeur ou dont le bon fonctionnement est nécessaire pour limiter les conséquences d'un tel accident. »

La gestion efficace des EIPS repose sur un cycle intégré comprenant leur identification rigoureuse à partir des analyses de risques formelles (HAZOP, étude de dangers, analyse bow-tie), leur évaluation en termes de criticité et de performance requise, leur documentation dans un registre dédié, leur maintenance préventive et curative, ainsi que l'audit régulier de leur conformité aux exigences réglementaires et normatives [**4,5**].

La Figure 1 ci-dessous illustre l'approche systématique de détermination et de sélection des EIPS, depuis l'identification des scénarios d'accidents majeurs jusqu'à la définition des actions de maintien en performance.

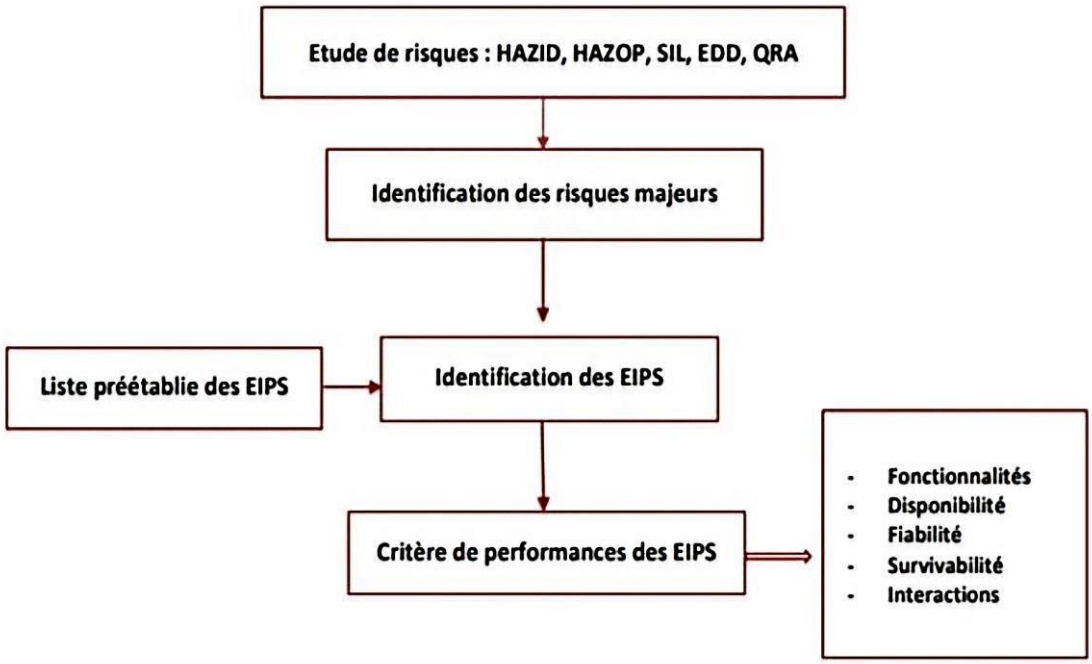


Figure 1. Approche méthodologique de détermination et de sélection des éléments importants pour la sécurité (EIPS) Source : adapté du guide OLF 070 [6]

Il convient de distinguer trois grandes catégories d'éléments importants pour la sécurité selon leur nature : les équipements (EIPS stricto sensu), les installations ou systèmes (IIPS Installations Importantes Pour la Sécurité), et les opérations humaines (OIPS Opérations Importantes Pour la Sécurité). Cette tripartition reconnaît que la sécurité d'une installation ne repose pas uniquement sur ses composants matériels, mais également sur les systèmes organisationnels et les actions humaines qui contribuent au maintien des fonctions de sécurité.

3.3 Les Barrières de Sécurité

La notion de barrière de sécurité est centrale dans la démarche EIPS. Une barrière de sécurité est définie comme tout dispositif matériel ou organisationnel destiné à interrompre ou modifier le scénario d'un accident de manière à en réduire soit la probabilité d'occurrence, soit la gravité des conséquences. Le modèle des barrières s'intègre naturellement dans le cadre conceptuel du « nœud papillon » (bow-tie), qui représente graphiquement les scénarios accidentels entre leurs causes profondes et leurs conséquences ultimes [**9**].

Les barrières de sécurité se subdivisent en deux grandes familles : les **barrières de prévention**, qui s'opposent au développement du scénario accidentel en agissant sur les causes, et les **barrières de protection**, qui interviennent après l'événement initiateur pour

en limiter les conséquences. Un même EIPS peut remplir une ou plusieurs de ces fonctions selon sa position dans la chaîne causale du scénario.

Sur le plan structurel, les barrières de sécurité sont classées selon leur nature en barrières techniques et barrières organisationnelles. Les barrières techniques comprennent les éléments matériels actifs (vannes, détecteurs, systèmes d'extinction) et passifs (cuves de rétention, murs coupe-feu), ainsi que les systèmes instrumentés de sécurité (SIS). Les barrières organisationnelles regroupent toutes les activités humaines formalisées procédures d'exploitation, formations, permis de travail, exercices d'urgence dont le bon déroulement conditionne la maîtrise des risques.

Les exemples de barrières de prévention comprennent notamment : les programmes réguliers d'entretien préventif des équipements ; les inspections et audits terrain des activités en cours ; les procédures d'exploitation détaillées et les modes opératoires ; la formation et l'habilitation du personnel ; les systèmes de verrouillage automatique interrompant les équipements avant la survenance d'un accident lorsque des conditions potentiellement dangereuses sont détectées.

Parmi les barrières de protection figurent : les appareils de détection avec alerte (détecteurs de fumée, de gaz, de flamme) ; les murs et écrans de sécurité résistant au feu ; les cuvettes de rétention et les barrages de confinement ; les systèmes fixes d'extinction (sprinklers, déluge, mousse) ; les plans d'intervention et d'urgence ; les procédures d'évacuation et les exercices de simulation ; ainsi que les systèmes de contrôle d'accès et de détection d'intrusion.

4. Objectifs des Éléments Importants pour la Sécurité

L'objectif fondamental des Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS) est d'assurer la maîtrise des risques majeurs en garantissant, à tout moment et dans toute circonstance opérationnelle, le maintien des fonctions de sécurité nécessaires pour protéger les personnes, les biens et l'environnement contre les conséquences d'un accident potentiel incendie, explosion, rejet toxique, pollution majeure.

En d'autres termes, les EIPS constituent les barrières de défense ultime qui doivent demeurer efficaces même en présence de dégradations partielles d'autres équipements, de variations des conditions opératoires ou d'erreurs humaines. Cette robustesse intrinsèque justifie qu'ils fassent l'objet d'exigences spécifiques et plus strictes que celles applicables aux équipements de production ordinaires, notamment en termes de conception, de maintenance, de tests et de documentation.

Les objectifs spécifiques de la démarche EIPS peuvent être déclinés en cinq dimensions complémentaires :

Prévention des accidents majeurs : identifier et maintenir les barrières dont la mise en défaillance rendrait probable ou inévitable la survenance d'un accident de grande ampleur.

Limitation des conséquences : garantir la disponibilité des systèmes de protection et d'atténuation dont l'activation peut réduire significativement la gravité des conséquences d'un accident en cours.

Conformité réglementaire : démontrer aux autorités compétentes que les obligations découlant de l'étude de dangers et des arrêtés d'autorisation sont effectivement satisfaites et maintenues dans le temps.

Optimisation de la maintenance : concentrer les efforts et les ressources de maintenance sur les équipements dont la criticité justifie un suivi prioritaire, dans une logique de management des risques par les priorités.

Amélioration continue : capitaliser sur le retour d'expérience (RETEX) des défaillances et des incidents pour améliorer la robustesse du système de barrières et réduire progressivement le niveau de risque résiduel.

5. Typologie des Éléments Importants pour la Sécurité

La classification des EIPS selon plusieurs axes analytiques est essentielle pour adapter les stratégies de gestion à la diversité des équipements et des fonctions de sécurité rencontrés dans les installations hydrocarbures. Quatre classifications complémentaires sont présentées dans les sections suivantes, permettant d'aborder les EIPS selon leur fonction, leur nature physique, le danger qu'ils maîtrisent et leur niveau d'intégrité requis.

5.1 Classification selon la Fonction de Sécurité

La première classification des EIPS, et sans doute la plus opérationnellement utile, repose sur la fonction de sécurité assurée par chaque élément dans la chaîne des barrières. Quatre grandes fonctions sont distinguées : la prévention (éviter l'événement initiateur), la détection et l'alarme (identifier rapidement une anomalie), la protection et l'atténuation (limiter les effets de l'accident), et le confinement (empêcher la propagation des conséquences).

Le Tableau 1 présente, pour chacune de ces quatre fonctions de sécurité, des exemples représentatifs d'EIPS rencontrés dans les installations hydrocarbures, accompagnés de leur rôle spécifique dans la maîtrise des risques industriels majeurs.

Exemples d'EIPS	Rôle dans le milieu hydrocarbure	Fonction
Limiteurs de pression / soupapes primaires ; Systèmes de détection de gaz (H_2S, CH_4, C_3H_8) ; Dispositifs anti-retour de flamme sur torche	Éviter la formation d'une atmosphère explosive (ATEX) ou d'une surpression	**Prévention**
Détecteurs infrarouges de flammes (IR3) ; Capteurs de niveau haut sur bacs de décantation ; Systèmes d'alarme gaz (seuil bas / haut)	Détecter un début de fuite ou une anomalie de process	**Détection et alarme**
Soupapes de sûreté (PSV) sur séparateurs ; Disques de rupture sur échangeurs ; Systèmes d'extinction automatique (mousse, eau déluge)	Limiter les effets d'un incendie ou d'une explosion	**Protection / atténuation**
Cuvettes de rétention sous bacs de stockage ; Clapets coupe-feu sur lignes de purge	Empêcher la dispersion d'hydrocarbures liquides ou gazeux	**Confinement**

Tableau 1. Classification des EIPS selon la fonction de sécurité assurée dans les installations hydrocarbures

L'examen du Tableau 1 met en évidence la complémentarité des différentes fonctions de sécurité : une maîtrise efficace des risques suppose la mise en place d'EIPS couvrant l'ensemble de la chaîne, depuis la prévention jusqu'au confinement. La défaillance simultanée de plusieurs EIPS de fonctions différentes constitue précisément le scénario le plus redouté, car elle peut conduire à l'escalade d'un incident en accident majeur [**4,6**].

5.2 Classification selon la Nature Physique

Une deuxième classification, complémentaire de la précédente, distingue les EIPS selon leur nature physique et leur mode de fonctionnement. Cette distinction a des implications directes sur les stratégies de maintenance et de test, car les exigences diffèrent sensiblement entre un élément passif, qui ne nécessite aucune énergie externe pour fonctionner, et un élément actif, dont la disponibilité dépend de l'alimentation en énergie et du bon fonctionnement d'une chaîne de commande.

Le Tableau 2 détaille les trois catégories de EIPS selon leur nature physique passifs, actifs et logiciels en précisant leurs caractéristiques fonctionnelles et des exemples concrets tirés de l'industrie des hydrocarbures.

Type	Description	Exemples en hydrocarbures
EIPS passifs	Aucun mouvement ni énergie externe ; fonctionnent par leur seule conception.	Mur coupe-feu entre deux sphères de GPL ; Rétention en béton d'un bac d'huile ; Évent anti-déflagrant (panneau d'éclatement)
EIPS actifs	Nécessitent une énergie (pneumatique, hydraulique, électrique) et une logique de commande.	Vanne ESD commandée par API sécurité ; Pompe à mousse haute capacité ; Détecteur de flamme UV/IR
EIPS logiciels	Code embarqué dans un système de sécurité (SIL) instrumenté.	Logique de déclenchement SIS sur réacteur d'hydrocraquage ; Algorithme de surveillance de la pression de pipeline

Tableau 2. Classification des EIPS selon leur nature physique dans les installations hydrocarbures

Les EIPS passifs présentent l'avantage d'une grande fiabilité intrinsèque, leur absence de composants mobiles les rendant moins sensibles aux défaillances de modes communs. Les EIPS actifs offrent en revanche une plus grande souplesse fonctionnelle et peuvent être commandés automatiquement depuis un système de contrôle-commande. Les EIPS logiciels constituent une catégorie en plein essor avec la numérisation des installations, mais nécessitent une attention particulière à la gestion de la configuration et à la cybersécurité des systèmes de contrôle industriels [**8**].

5.3 Classification selon le Danger Maîtrisé

Dans l'industrie des hydrocarbures, les dangers majeurs présentent des caractéristiques physico-chimiques spécifiques qui déterminent la nature des EIPS appropriés. Cette classification orientée par le danger est particulièrement pertinente lors de la phase d'identification des EIPS, car elle permet d'associer directement chaque scénario accidentel aux barrières de sécurité requises pour le maîtriser.

Le Tableau 3 synthétise les principaux dangers typiques rencontrés dans les installations hydrocarbures, les familles d'EIPS généralement associées pour les maîtriser, et des exemples concrets d'application issus de différents types d'installations.

Danger typique	EIPS associé	Exemple concret
Suralimentation de gaz / liquide	Limiteur de débit + vanne rapide	Station de compression GN : détection de survitesse + ESD
Incendie nappe / jet fire	Système déluge + détecteurs de flamme	Plateforme offshore : vannes ESD + déluge sur module de séparation
BLEVE (sphère GPL)	Soupapes thermiques (fire-safe) + aspersion externe	Dépôt GPL : soupapes calibrées + canon à eau à commande automatique
Émanation de H_2S	Détecteurs fixes H_2S + alarmes + ventilation forcée	Unité de désulfuration (raffinerie)
Suppression de pipeline	Système de protection contre les coups de bélier + soupapes anti-surtension	Oléoduc : vannes de décharge + boîtes à air

Tableau 3. Classification des EIPS selon le danger maîtrisé exemples dans les installations hydrocarbures

Le Tableau 3 illustre la diversité des configurations techniques rencontrées selon le type de danger. Il convient de noter que, dans les installations réelles, plusieurs dangers coexistent fréquemment par exemple, la présence simultanée de risques d'explosion de gaz et d'émanation de H_2S dans une unité de désulfuration ce qui impose une approche multicritère de l'identification des EIPS, tenant compte des interactions potentielles entre les différents scénarios accidentels [**5,10**].

5.4 Classification selon le Niveau d'Intégrité de Sécurité (SIL)

Pour les EIPS de nature instrumentée (capteurs, logiques de traitement, actionneurs formant un système instrumenté de sécurité ou SIS), la norme IEC 61511:2016 introduit une classification en niveaux d'intégrité de sécurité (SIL Safety Integrity Level), qui quantifie la performance requise de l'EIPS en termes de probabilité de défaillance à la demande (PFDavg) [**4**]. Cette approche probabiliste permet de vérifier que le niveau de risque résiduel après la mise en place des barrières instrumentées est suffisamment faible pour être considéré comme acceptable.

La classification SIL constitue ainsi un outil de dimensionnement des EIPS instrumentés, en précisant les exigences de fiabilité, de redondance, de diagnostics automatiques et de fréquence des tests périodiques nécessaires pour atteindre le niveau d'intégrité requis. Le Tableau 4 présente les quatre niveaux SIL définis par la norme IEC 61511[**4**], avec leur fourchette de PFDavg associée et des applications typiques dans le domaine des hydrocarbures.

Niveau SIL	PFDavg	Application typique – hydrocarbures
SIL 1	$\geq 10^{-1}$ à $< 10^{-2}$	Alarme gaz avec confirmation opérateur (faible criticité)
SIL 2	$\geq 10^{-2}$ à $< 10^{-3}$	Coupure automatique de pompe sur niveau haut (unité de distillation)
SIL 3	$\geq 10^{-3}$ à $< 10^{-4}$	ESD de plateforme offshore (déclenchement redondé 2oo3)
SIL 4	$\geq 10^{-4}$ à $< 10^{-5}$	Rare dans les hydrocarbures (réservé aux installations GNL très sensibles)

Tableau 4. Niveaux d'intégrité de sécurité (SIL) selon la norme IEC 61511:2016 applications en industrie des hydrocarbures [1].

Le Tableau 4 montre que la grande majorité des EIPS instrumentés dans l'industrie des hydrocarbures se situent entre les niveaux SIL 1 et SIL 3. Le niveau SIL 4, qui exige une probabilité de défaillance extrêmement faible (PFDavg $< 10^{-4}$), est rarement requis dans ce secteur en dehors des installations de liquéfaction de gaz naturel (GNL) ou de certains systèmes de protection critique offshore. À titre d'exemple, une vanne ESD installée sur un gazoduc exploité à une pression de 120 bar est généralement certifiée SIL 2 ou SIL 3 selon son importance dans le scénario accidentel de référence, et sa fréquence de test est typiquement annuelle [**4,6**].

Le Tableau 5 ci-dessous illustre les correspondances entre niveaux SIL, fonctions de sécurité et types d'EIPS instrumentés pour plusieurs configurations représentatives d'installations hydrocarbures. Cette synthèse permet d'appréhender concrètement les architectures de sécurité mises en œuvre en fonction du niveau de risque à maîtriser.

Installation	Fonction	EIPS typique	Danger majeur	SIL typique
Plateforme offshore gaz	Détection + isolation	Détecteurs gaz catalytiques + vannes ESD	Fuite gaz HP → explosion	**SIL 2 (détecteurs) / SIL 3 (ESD)**
Dépôt de GPL (sphères)	Protection passive + active	Soupape thermique (fire-safe) + aspersion eau	BLEVE (incendie externe)	**Non SIL (passif) ou SIL 1**
Station de compression GN	Prévention survitesse	Capteur de vitesse + arrêt d'urgence (ESD)	Détection de survitesse → explosion	**SIL 2**

Tableau 5. Exemples d'EIPS instrumentés par type d'installation hydrocarbure avec niveau SIL associé

La lecture croisée des Tableaux 4 et 5 souligne l'importance de réaliser une évaluation probabiliste des risques (Quantitative Risk Assessment QRA) préalablement à la fixation du niveau SIL requis pour chaque EIPS instrumenté. Cette évaluation, réalisée en combinaison avec l'étude de dangers, garantit que les choix de conception des EIPS sont fondés sur une analyse rigoureuse des risques et non sur des jugements empiriques [**4,6**].

6. Méthodologie d'Identification et de Gestion des EIPS

6.1 Processus d'Identification des EIPS

L'identification des EIPS constitue la première étape, et sans doute la plus déterminante, du cycle de gestion de ces éléments critiques. Elle doit être réalisée de manière exhaustive et systématique, en s'appuyant sur les outils reconnus de l'analyse des risques industriels. Le processus d'identification des EIPS se déroule en cinq étapes séquentielles, décrites ci-après.

Définition des scénarios d'accidents majeurs : sur la base de l'analyse préliminaire des risques (APR), de l'analyse HAZOP (Hazard and Operability Study) ou d'autres méthodes structurées d'identification des dangers, sont définis les scénarios accidentels dont les conséquences potentielles dépassent un seuil d'acceptabilité prédéfini. Ces scénarios constituent le référentiel de dimensionnement des EIPS.

Définition des fonctions IPS pour chaque scénario : pour chaque scénario d'accident majeur identifié, sont déterminées les fonctions de sécurité nécessaires pour le prévenir ou en limiter les conséquences à un niveau acceptable. Une fonction IPS est définie par ses caractéristiques de performance (délai d'action, niveau de fiabilité requis) et par le scénario dont elle assure la maîtrise.

Examen des performances des barrières de sécurité : les barrières existantes ou envisagées sont évaluées au regard de leur capacité à remplir les fonctions IPS identifiées. Cette évaluation porte sur leur efficacité (le scénario est-il bien maîtrisé si la barrière fonctionne ?), leur indépendance par rapport aux causes de l'événement initiateur, et leur niveau de performance quantifiée (PFD pour les barrières instrumentées).

Sélection des éléments IPS par l'exploitant : sur la base des étapes précédentes, l'exploitant choisit les barrières qui seront désignées comme EIPS. Ce choix doit porter sur les barrières dont la défaillance non compensée pourrait conduire à un accident majeur. Il doit être documenté et justifié dans l'étude de dangers.

Définition des actions de maintien en performance : pour chaque EIPS retenu, sont définies les actions nécessaires (maintenance préventive, tests périodiques, surveillance en continu) pour garantir que son niveau de performance effectif reste conforme aux exigences. Des critères de bon fonctionnement mesurables et vérifiables doivent être associés à chaque EIPS.

6.2 Cycle de Gestion des EIPS

Une fois identifiés, les EIPS font l'objet d'un cycle de gestion continu qui doit être formalisé, documenté et auditable. Ce cycle, qui comporte cinq phases interdépendantes, assure la pérennité de la performance des barrières de sécurité tout au long de la durée de vie de l'installation.

Le cycle s'organise selon la séquence suivante, qui constitue un processus d'amélioration continue de type PDCA (Plan-Do-Check-Act) appliqué à la sécurité industrielle :

Phase 1 – Identification : déployer des méthodes structurées (HAZOP, étude de dangers, analyse bow-tie, arbre de défaillances) pour établir une liste exhaustive et justifiée de tous les EIPS critiques de l'installation. Cette liste doit être revue et mise à jour lors de toute modification significative de l'installation ou de son environnement.

Phase 2 – Classification et cotation : attribuer à chaque EIPS un niveau de criticité selon une échelle à trois niveaux Critique (C), Important (I), Secondaire (S) et, pour les EIPS instrumentés, un niveau SIL (1 à 3) déterminé par l'évaluation probabiliste des risques. Cette cotation permet de prioriser les actions de maintenance et d'allouer les ressources de manière optimale.

Phase 3 – Documentation et registre : saisir chaque EIPS dans un registre informatisé (GMAO, système de gestion documentaire) avec l'ensemble de ses caractéristiques techniques, fonctionnelles et réglementaires, et son historique de maintenance. Ce registre constitue la traçabilité indispensable pour la conformité réglementaire et pour le management de l'intégrité de l'installation.

Phase 4 – Maintenance et tests périodiques : planifier et exécuter des opérations de maintenance préventive et des tests de bon fonctionnement adaptés à la criticité de chaque EIPS et à ses exigences normatives (fréquence, procédure, critère d'acceptation). Enregistrer systématiquement les résultats dans le registre EIPS pour assurer la traçabilité.

Phase 5 – Audit et revue de performance : vérifier périodiquement la conformité du dispositif EIPS aux exigences réglementaires et normatives, analyser le retour d'expérience des défaillances et des quasi-accidents, et mettre à jour les plans de maintenance et les niveaux de performance requis en fonction des enseignements tirés. Cette phase alimente le cycle suivant dans une logique d'amélioration continue.

6.3 Synthèse Méthodologique

Le Tableau 6 ci-dessous offre une vision synoptique de l'ensemble de la méthodologie de gestion des EIPS en cinq phases. Il précise, pour chaque phase, les actions clés à mener, les outils et référentiels recommandés, ainsi que les livrables attendus. Ce tableau constitue un outil de pilotage opérationnel que les équipes de sécurité peuvent utiliser directement dans leur démarche de management des EIPS.

Phase	Actions clés	Outils / Références	Livrables
1. Identification	HAZOP, bow-tie, arbre de défaillances, étude de dangers	Guide OLF 070, IEC 61882, décret exécutif n° 13-112	Liste préliminaire des EIPS
2. Classification	Attribution criticité (C/I/S) + niveau SIL (si instrumenté)	IEC 61511, IEC 61508	Registre des EIPS cotés
3. Documentation	Saisie dans registre + rattachement des schémas et procédures	GMAO (SAP, Maximo), P&ID	Registre EIPS traçable et à jour
4. Maintenance & Tests	Planification + exécution + enregistrement des tests périodiques	Procédures internes, ISO 14224, planning GMAO	Rapports de tests périodiques
5. Audit & Revue	Vérification de conformité + analyse RETEX + amélioration continue	Décret n° 13-112, SMPS, revue de direction	Plan d'actions correctives

Tableau 6. Synthèse méthodologique de la gestion des EIPS en cinq phases actions, outils et livrables

La mise en œuvre de cette méthodologie exige un engagement organisationnel fort de la direction de l'installation, une allocation de ressources humaines et techniques suffisantes, et une culture de sécurité solide à tous les niveaux de l'organisation. L'expérience montre que les organisations qui ont formalisé et systématisé leur approche EIPS présentent des taux d'incidents majeurs significativement inférieurs à ceux qui s'en remettent à une gestion informelle de leurs barrières de sécurité [**6,10**].

6.4 Exemple d'Application : Station de Compression de Gaz Naturel

Afin d'illustrer concrètement la mise en œuvre de la méthodologie décrite dans les sections précédentes, l'exemple d'une station de compression de gaz naturel en Algérie est détaillé ci-après. Cet exemple couvre l'ensemble des cinq phases du cycle de gestion, depuis l'identification initiale de l'EIPS jusqu'à l'audit de conformité annuel.

Installation concernée : Station de compression de gaz naturel, pression de service 80–120 bar, capacité nominale 5 millions Nm³/jour.

Phase 1 – Identification : une session HAZOP conduite sur le module de compression a identifié le scénario de survitesse turbine-compresseur comme un scénario d'accident majeur potentiel (pression de sortie excessive → rupture de canalisation → incendie jet fire). L'EIPS retenu comprend trois composants formant un système instrumenté de sécurité : le capteur de vitesse redondant (2oo3), la logique de traitement ESD et la vanne d'arrêt d'urgence (ESD valve).

Phase 2 – Classification : évaluation probabiliste des risques → PFDavg cible = 5×10^{-3} → niveau SIL 2 requis. Criticité attribuée : Critique (C). Type d'EIPS : actif instrumenté.

Phase 3 – Documentation : enregistrement dans le système GMAO sous la référence EIPS-008-VIT-COMP, avec indication du responsable (service instrumentation), rattachement au schéma P&ID correspondant, et archivage des certificats d'étalonnage des capteurs.

Phase 4 – Test périodique : fréquence de test : semestrielle. Procédure : simulation de survitesse par injection de signal électrique sur l'entrée du système logique → vérification de la fermeture de la vanne ESD en moins de 1 seconde. Résultat attendu : temps de réponse < 1 s ; critère de rejet : temps > 2 s ou non-fermeture.

Phase 5 – Audit : audit 2024 : constat d'un écart un test semestriel n'a pas été réalisé dans les délais prescrits en raison d'un arrêt de maintenance non planifié. Écart documenté dans le plan d'actions correctives. Action corrective planifiée : réalisation du test en retard sous 30 jours + révision du calendrier de maintenance pour éviter la récurrence.

7. Conclusion

La gestion des Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS) constitue l'un des piliers fondamentaux de la maîtrise des risques dans les installations classées hydrocarbures. Comme l'ont montré les développements de ce chapitre, cette démarche s'appuie sur une articulation rigoureuse entre l'analyse des risques, la classification normative des barrières de sécurité et leur gestion opérationnelle tout au long du cycle de vie de l'installation.

Sur le plan conceptuel, les EIPS se définissent comme les barrières techniques et organisationnelles dont la disponibilité effective conditionne la maîtrise des scénarios accidentels majeurs. Leur identification exhaustive, réalisée à partir des méthodes reconnues telles que l'analyse HAZOP, l'étude de dangers ou l'analyse bow-tie, constitue la condition nécessaire mais non suffisante d'une gestion efficace. La classification des EIPS selon leurs fonctions de sécurité, leur nature physique, le danger maîtrisé et leur niveau d'intégrité (SIL) permet d'adapter les stratégies de maintenance et de test aux exigences spécifiques de chaque type de barrière.

Sur le plan réglementaire, le cadre normatif algérien, articulé autour de la loi n° 03-10 de 2003[**1**] , des décrets exécutifs n° 05-304, 06-198 et 13-112[**2**], et plus récemment du décret n° 21-331 de 2021[**3**], fournit les bases légales d'une gestion formalisée des EIPS. Ce cadre national s'enrichit des référentiels internationaux IEC 61511, IEC 61508, directive SEVESO III, guide OLF 070 qui apportent les outils méthodologiques et les exigences de performance quantifiées nécessaires à une mise en œuvre efficace [**4**, **5 ,6,7**].

Sur le plan méthodologique, le cycle de gestion en cinq phases identification, classification, documentation, maintenance/tests, audit/revue offre un cadre structuré et itératif qui favorise l'amélioration continue de la performance des barrières de sécurité. L'exemple de la station de compression de gaz naturel présenté en section 6.4 illustre concrètement la mise en œuvre de ce cycle et les défis opérationnels rencontrés dans la pratique.

En conclusion, la robustesse et l'efficacité d'un système de gestion des EIPS reposent sur trois facteurs-clés indissociables : la rigueur de l'analyse des risques initiale, qui conditionne la pertinence des EIPS identifiés ; la fiabilité des actions de maintenance et de test, qui garantit la disponibilité effective des barrières ; et l'engagement durable de l'organisation, qui seul peut assurer la pérennité du système dans le temps. Les installations qui réussissent à maintenir ces trois piliers en équilibre offrent un niveau de protection supérieur contre les accidents majeurs, contribuant ainsi à la protection des personnes, des biens et de l'environnement qui constitue la finalité ultime de la démarche.

02

Chapitre 2

Identification et Évaluation des EIPS du Four Rebouilleur H401 par Décomposition Structurelle et Analyse par Arbre de Défaillances



Identification et Évaluation des EIPS du Four Rebouilleur H401 par Décomposition Structurelle et Analyse par Arbre de Défaillances

1. Introduction

Ce chapitre constitue la mise en application concrète de la méthodologie EIPS présentée au Chapitre 1 sur une installation industrielle réelle en exploitation : le four rebouilleur H401 du module de production MPP0, au sein du complexe gazier de Hassi R'Mel (SONATRACH, Algérie). Il illustre ainsi le passage de la démarche théorique à sa déclinaison opérationnelle sur un équipement critique appartenant à une installation classée hydrocarbures.

Le four rebouilleur H401 occupe une position clé dans le procédé de traitement du gaz : il assure le réchauffage des hydrocarbures liquides issus du fond de la colonne de distillation T401, portant le fluide de 145°C à 180°C afin de permettre la séparation des fractions légères (méthane et éthane). Par nature, un four rebouilleur fonctionnant au fuel gaz associe des sources de chaleur intenses, des produits inflammables sous pression et des interfaces complexes entre systèmes de contrôle-commande et systèmes instrumentés de sécurité (SIS). Il représente ainsi un cas d'étude idéal pour l'application de la démarche EIPS.

Le présent chapitre s'articule autour de quatre axes principaux. En premier lieu, une description technique approfondie du four H401 est proposée, couvrant son architecture thermique, ses composants principaux et ses paramètres opératoires de référence. En deuxième lieu, une caractérisation systématique des risques majeurs associés au four est conduite, selon la méthodologie d'identification des dangers définie au Chapitre 1. En troisième lieu, la démarche EIPS est appliquée pas à pas : identification des fonctions de sécurité, décomposition structurelle et fonctionnelle en quatre sous-systèmes (alimentation, contrôle, alarme, arrêt d'urgence), et classification de chaque EIPS selon les critères de criticité et de niveau d'intégrité SIL. Enfin, le système instrumenté de sécurité ESD est analysé par la méthode de l'arbre de défaillances (AdD), mise en œuvre à l'aide du logiciel GRIF, afin d'évaluer qualitativement son adéquation aux exigences SIL 2 [**4,5,9**].

2. Présentation du Site et de l'Installation

2.1 Le Gisement de Hassi R'Mel

Le gisement de Hassi R'Mel est l'un des plus grands gisements de gaz à condensat au monde. Il est situé sur la plateforme saharienne algérienne, à la frontière entre le nord du Sahara et le piedmont de l'Atlas, à environ 600 km au sud d'Alger. Sa superficie est de l'ordre de 3 150 km² (70 × 45 km), ce qui en fait l'un des plus vastes gisements gaziers du bassin saharien. Le gisement est caractérisé par une composition gazeuse dont le méthane (CH_4) constitue la fraction prédominante, accompagnée d'hydrocarbures plus lourds (éthane, propane, butane) et d'un condensat dont la récupération constitue un enjeu économique majeur [**11**].

SONATRACH, division production de Hassi R'Mel, est l'opérateur responsable de l'exploitation du gaz et des liquides associés dans cette région. Les réserves du gisement, considérables à l'échelle mondiale, ont justifié la construction successive de plusieurs modules de traitement industriel dont le module MPP0 constitue le plus ancien représentant en exploitation.

La figure 2 représente le gisement et les installations du champ gazier de Hassi

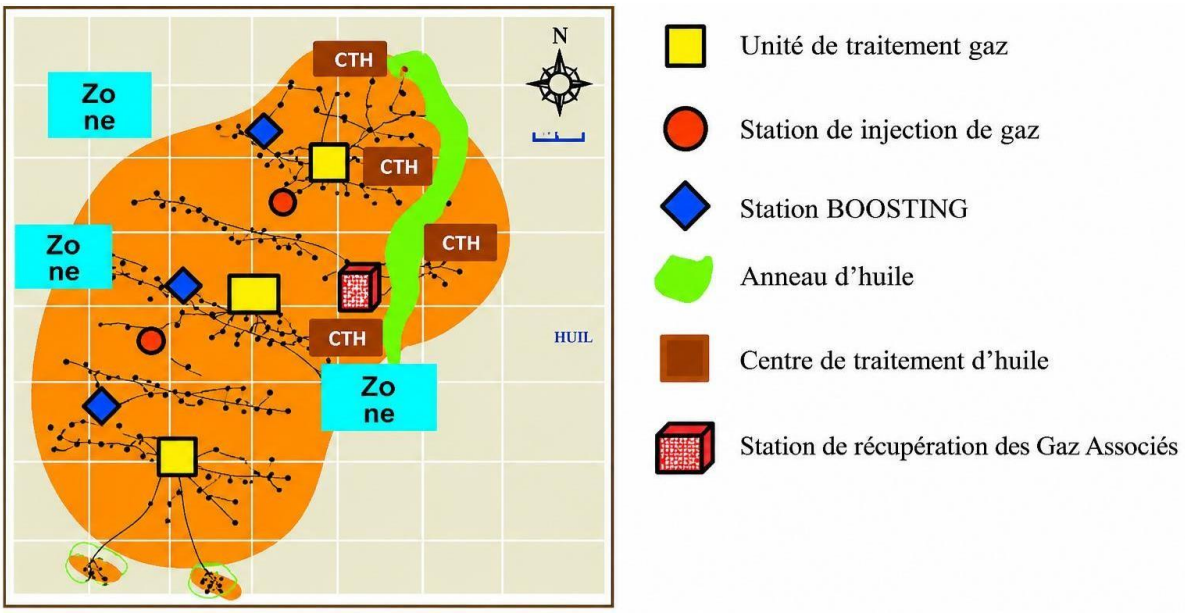


Figure 2. Schéma représentative du champ gazier de Hassi R'mel

2.2 Le Module de Production MPP0

Le module MPP0 (Module de Production Pré-0) est la première unité de traitement mise en service sur le gisement de Hassi R'Mel. Entré en production en 1961, il représente le site pilote historique du complexe. Son rôle principal est de traiter le gaz brut extrait du gisement afin d'en récupérer le maximum de condensat et d'en produire du gaz de vente conforme aux spécifications commerciales.

Sur le plan architectural, le MPP0 est organisé en deux trains de traitement identiques et indépendants, dont les capacités nominales de production sont les suivantes : 30 millions de m³/jour de gaz sec, 1 300 tonnes/jour de GPL (propane et butane) et 6 100 tonnes/jour de condensat. Chaque train est piloté depuis une salle de contrôle centrale équipée d'un système de contrôle distribué (DCS Distributed Control System) de type SOLVER, qui assure la supervision et la régulation de l'ensemble du procédé.

Le module comprend également plusieurs sections d'utilités communes aux deux trains : une unité de production et régénération de glycol (utilisé pour la déshydratation du gaz), une unité d'utilités (production d'air instrument et de service, réseau d'eau anti-incendie, système d'eau de refroidissement) et une zone de stockage des produits finis. Trois services assurent le fonctionnement continu de l'installation : le service Sécurité, le service Maintenance et le service Exploitation.

L'organisation fonctionnelle des différentes sections du module MPP0 illustrés dans la Figure 2. Chaque train comprend une section de séparation et de stabilisation du condensat, une section de fractionnement du GPL, ainsi qu'une section de traitement du gaz de vente don’t le four rebouilleur H401 constitue un équipement central.

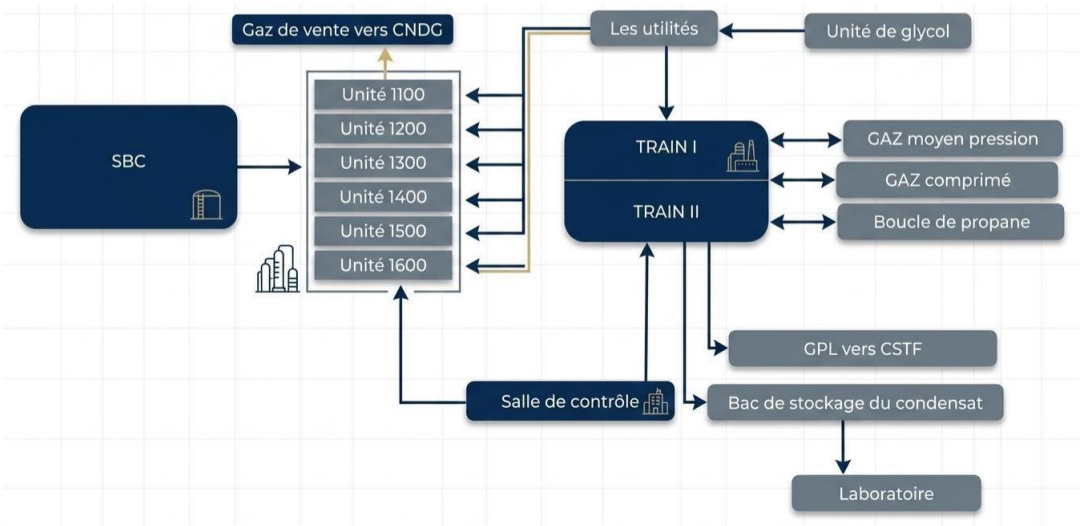


Figure 3. Organisation fonctionnelle des sections du module MPP0 (Hassi R'Mel) — Source : Documentation technique SONATRACH

3. Description Technique du Four Rebouilleur H401

3.1 Rôle et Principe de Fonctionnement

Dans une colonne de distillation, le rebouilleur est l'échangeur de chaleur chargé d'apporter l'énergie thermique nécessaire pour vaporiser partiellement le liquide accumulé au fond de la colonne, générant ainsi le flux ascendant de vapeur indispensable à la séparation des composants légers. Dans le MPP0, le four rebouilleur H401 joue précisément ce rôle vis-à-vis de la colonne de stabilisation T401 [**11**].

Plus spécifiquement, les hydrocarbures liquides issus du fond de la colonne T401 sont acheminés par les pompes P401 A/B vers le serpentin du four H401. Ils y sont réchauffés de 145°C à 180°C par combustion du fuel gaz dans la chambre de radiation, avant d'être renvoyés vers la colonne comme reflux chaud. Ce gradient thermique permet la séparation des fractions légères principalement le méthane (C1) et l'éthane (C2) des fractions plus lourdes destinées à la production de GPL et de condensat.

3.2 Architecture Thermique et Zones de Fonctionnement

Le four H401 est de type cylindrique vertical, une configuration couramment adoptée pour les fours rebouilleurs de petite à moyenne capacité dans l'industrie du gaz naturel [**11**]. Son architecture se décompose en deux zones thermiques distinctes, dont le rôle et le mode de transfert de chaleur diffèrent fondamentalement :

Zone de radiation (chambre de combustion) : c'est la zone principale du four, dans laquelle les brûleurs au fuel gaz produisent une flamme dont le rayonnement chauffe directement les faisceaux tubulaires. Les tubes de cette zone sont exposés au rayonnement des flammes et des gaz de combustion portés à haute température. C'est dans cette zone que s'effectue l'essentiel du transfert thermique, avec des niveaux de flux de chaleur pouvant être très élevés localement, justifiant la nécessité de maintenir en permanence un débit de fluide suffisant dans le serpentin.

Zone de convection : située à la sortie des fumées de la chambre de combustion, cette zone est constituée de faisceaux de tubes disposés perpendiculairement au flux de fumées. Le transfert de chaleur s'y effectue principalement par convection forcée, les fumées chaudes cédant leur énergie résiduelle au fluide de procédé avant d'être évacuées par la cheminée. La zone de convection permet de récupérer une partie de l'énergie des fumées, améliorant ainsi le rendement thermique global du four.

3.3 Composants Principaux

La construction du four H401 s'appuie sur les composants suivants, dont chacun joue un rôle spécifique dans le fonctionnement et la sécurité de l'équipement :

Faisceaux tubulaires (serpentin) : le four H401 est équipé de 8 faisceaux tubulaires constitués de tubes droits reliés par des coudes à 180° soudés. Le choix des matériaux constitutifs repose sur trois exigences principales : résistance à la corrosion par le fluide chauffé, résistance à l'oxydation par les fumées chaudes, et résistance mécanique à haute température.

Brûleurs : leur double fonction est d'assurer le mélange homogène du combustible (fuel gaz) et du comburant (air), et de réaliser l'inflammation contrôlée de ce mélange dans la chambre de combustion. Leur bon fonctionnement conditionne la stabilité de la flamme et, par conséquent, la sécurité de l'ensemble du four.

Pilotes : dispositifs de maintien d'une flamme continue de faible puissance, les pilotes servent d'amorce permanente pour l'allumage du gaz principal des brûleurs. Leur extinction non détectée constitue un risque majeur d'accumulation de gaz non brûlé dans la chambre de combustion.

Cheminée : conduit d'évacuation des fumées issues de la combustion. La température des fumées à la cheminée constitue un paramètre de surveillance important, avec un seuil d'arrêt d'urgence fixé à 550°C.

Registre : organe de réglage du tirage naturel, le registre introduit une perte de charge variable dans le circuit des fumées en fonction de son degré d'ouverture, permettant de contrôler l'apport en air comburant et d'optimiser les conditions de combustion.

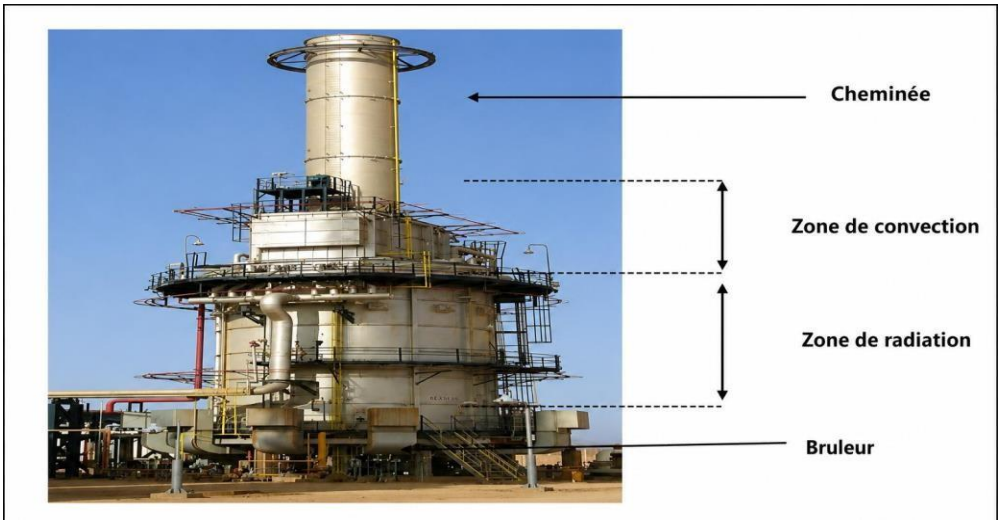


Figure 4. Architecture du four rebouilleur H401 du module MPP0 — Source : Documentation technique SONATRACH [11]

La Figure 4 représente schématiquement la coupe verticale du four rebouilleur H401, permettant d'identifier les deux zones thermiques (radiation et convection), ainsi que les composants principaux (brûleurs, cheminée, serpentin). Cette représentation constitue la base de référence pour la décomposition fonctionnelle des sous-systèmes EIPS qui sera détaillée à la section 5.

3.4 Paramètres Opératoires de Référence

La maîtrise des risques dans le four H401 repose sur le maintien de l'ensemble des paramètres opératoires dans des plages définies, associées à des seuils d'alarme et d'arrêt d'urgence précisément quantifiés. Le Tableau 6 synthétise les paramètres opératoires critiques du four H401, les instruments de mesure associés et les actions de sécurité déclenchées en cas de dépassement des seuils.

Paramètre opératoire	Valeur de référence	Instrument de mesure	Action associée
Température fluide (entrée / sortie / max)	145°C / 180°C / 320°C	TI, TSHH	TAH → TAHH → ESD
Température cheminée (max)	≤ 550°C	TI cheminée	TAHH cheminée → ESD
Débit fluide (nominal / alarme / arrêt)	800 / 530 / 380 m³/h	FT (débitmètre)	FAL → FALL → ESD
Pression fuel gaz (alarme basse / haute)	300 g/cm² / 1 kg/cm²	PSL/PSH	PAL / PAH → alerte opérateur
Pression fuel gaz (ESD basse / haute)	150 g/cm² / 1,3 kg/cm²	PSHH/LL	PALL / PAHH → ESD

Tableau 7. Paramètres opératoires critiques du four rebouilleur H401, seuils de surveillance et actions de sécurité associées

L'analyse du Tableau 7 met en évidence la hiérarchisation des actions de sécurité selon la gravité de la déviation : alarme (intervention opérateur) pour les dérives modérées, et arrêt d'urgence automatique (ESD) pour les dérives sévères susceptibles de conduire à un accident majeur. Cette architecture correspond exactement à la logique de défense en profondeur à trois niveaux contrôle, alarme, arrêt d'urgence préconisée par la norme IEC 61511:2016 [**4**].

4. Caractérisation des Risques Majeurs du Four H401

La première étape de la démarche EIPS, telle que définie au Chapitre 1, consiste à caractériser les risques majeurs de l'installation afin d'identifier les scénarios accidentels de référence qui guideront l'identification des EIPS. Pour le four H401, cette analyse repose sur l'examen du fonctionnement de l'équipement, de ses paramètres opératoires et de la nature des fluides mis en œuvre.

L'analyse des risques du four H401 permet d'identifier six catégories de risques majeurs, synthétisées dans le Tableau 8. Ces risques sont caractérisés par leur mécanisme initiateur, leurs conséquences potentielles et leur niveau de criticité.

Catégorie de risque	Mécanisme / Cause initiale	Conséquence potentielle	Niveau de criticité
Thermique	Surchauffe du fluide de procédé ou des fumées de combustion	Endommagement des faisceaux tubulaires, incendie	**Élevée**
Incendie / Explosion	Fuite de fuel gaz + source d'inflammation (flamme pilote, zone chaude)	BLEVE, rupture d'équipement, victimes	**Très élevée**
Fuite de gaz combustible	Défaillance du système d'alimentation en fuel gaz (joints, raccords, vannes)	Formation d'atmosphère explosive (ATEX)	**Élevée**
Pression anormale	Dérive des seuils de pression du circuit fuel gaz (< 150 g/cm² ou > 1,3 kg/cm²)	Combustion instable, refoulement de flamme, détonation	**Modérée à élevée**
Faible débit de procédé	Défaillance des pompes P401 A/B ou obstruction du serpentin	Surchauffe locale du serpentin, rupture par dilatation thermique	**Élevée**
Perte de contrôle	Défaillance du système DCS (automate de régulation)	Dérive non contrôlée des paramètres procédé	**Modérée**

Tableau 8. Caractérisation des risques majeurs du four rebouilleur H401 mécanismes, conséquences et niveaux de criticité

L'examen du Tableau 7 révèle que la typologie de dangers du four H401 est dominée par les phénomènes thermiques et explosifs, dont la criticité est aggravée par la présence simultanée d'une flamme nue, de fuel gaz sous pression et d'un fluide de procédé à haute température. La confluence de ces facteurs justifie pleinement la mise en place d'une architecture de sécurité à plusieurs couches de protection, selon le modèle de la défense en profondeur.

En particulier, le risque de faible débit mérite une attention spécifique : en dessous du seuil de 380 m³/h (seuil FALL), le flux de fluide circulant dans le serpentin devient insuffisant pour évacuer la chaleur apportée par les brûleurs. Sans déclenchement rapide du système ESD, la surchauffe locale des tubes peut conduire à leur rupture par dilatation thermique différentielle, provoquant un rejet brutal d'hydrocarbures inflammables dans la chambre de combustion scénario pouvant déboucher sur une explosion catastrophique [**11,12**].

Synthèse de la caractérisation des risques : les scénarios accidentels majeurs retenus pour le dimensionnement des EIPS sont (1) la surchauffe du fluide de procédé par perte de débit, (2) l'incendie/explosion par fuite de fuel gaz dans la zone de radiation, et (3) la dérive non contrôlée des paramètres procédé en cas de défaillance du DCS. Ces trois scénarios guident directement l'identification et le dimensionnement des barrières de sécurité.

5. Application de la Démarche EIPS au Four H401

Conformément à la méthodologie définie au Chapitre 1, l'application de la démarche EIPS au four H401 se déroule en cinq étapes successives : identification des scénarios d'accidents majeurs (effectuée à la section 4), définition des fonctions de sécurité, décomposition structurelle et fonctionnelle du système, sélection des EIPS et classification selon les critères de criticité et de niveau SIL.

5.1 Identification et Classification des EIPS du Four H401

À partir des scénarios accidentels identifiés à la section 4, les fonctions de sécurité nécessaires à leur maîtrise ont été définies. Ces fonctions se déclinent en quatre niveaux de protection, correspondant aux quatre sous-systèmes du four H401 : alimentation et prévention, contrôle des paramètres procédé, alarme et alerte opérateur, et arrêt d'urgence automatique (SIS/ESD).

La décomposition structurelle et fonctionnelle du système est présentée schématiquement dans la figure 5 et dans les sections suivantes à travers quatre tableaux détaillant, pour chaque sous-système, les équipements qui le composent, leurs composants élémentaires et leur rôle dans la chaîne de sécurité. Le Tableau 7, en fin de section, synthétise l'ensemble des EIPS identifiés avec leur classification complète.

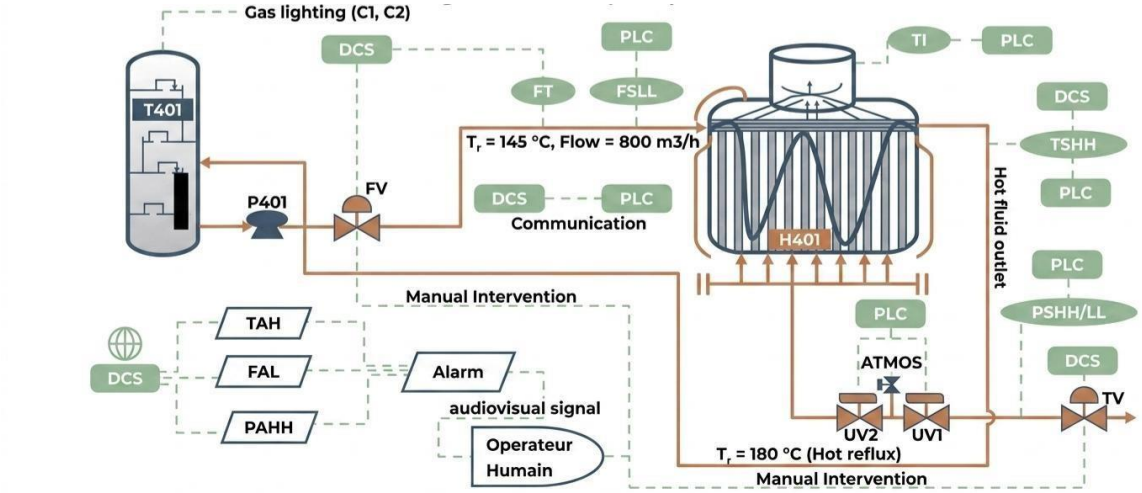


Figure 5. Décomposition structurelle et fonctionnelle (PID) du four rebouilleur H401 du module MPP0
Source : Documentation technique SONATRACH [11]

5.2 Décomposition Structurelle et Fonctionnelle

5.2.1 Sous-système d'Alimentation (SS1)

Le sous-système d'alimentation (SS1) est la première couche fonctionnelle du système H401. Il assure l'approvisionnement du four en combustible (fuel gaz) et en fluide de procédé (liquide du fond de la colonne T401). La conception de ce sous-système intègre d'emblée des éléments de sécurité passive : les pompes P401 sont montées en configuration A/B (redondance active/secours), garantissant la continuité du débit de fluide même en cas de défaillance d'une unité de pompage. Le Tableau 8 présente la décomposition complète du sous-système SS1.

Équipements	Composants	Fonction
E11 : Circuit comburant (Fuel Gaz) [Alimentation en combustible du four]	C111 : Vanne TV C112 : Pilotes C113 : Brûleurs	C111 : Régulation de pression du fuel gaz en fonction de la température du liquide C112 : Garantir une flamme continue pour l'amorçage du fuel gaz C113 : Réaliser la combustion du fuel gaz dans la chambre de radiation
E12 : Circuit Liquide [Alimentation en liquide du fond de la colonne T401]	C121 : Pompes P401 A/B C122 : Vanne FV C123 : Serpentin	C121 : Pomper le liquide à l'entrée du four (redondance A/B) C122 : Régulation du débit de liquide dans le serpentin C123 : Assurer la circulation et l'échauffement du liquide de 145°C à 180°C

Tableau 9. Décomposition structurelle et fonctionnelle du sous-système d'alimentation SS1 Four H401

La lecture du Tableau 9 met en évidence que le sous-système d'alimentation intègre une redondance partielle au niveau des pompes P401 A/B, mais que les éléments du circuit fuel gaz (vanne TV, pilotes, brûleurs) ne bénéficient pas de redondance matérielle. Cet aspect souligne l'importance critique du maintien en bon état de fonctionnement des composants C111 à C113, qui constituent des EIPS de catégorie non-SIL mais de criticité élevée.

5.2.2 Sous-système de Contrôle (SS2)

Le sous-système de contrôle (SS2) constitue la première ligne de défense active du four H401. Son rôle est de maintenir en permanence les deux paramètres opératoires critiques la température de sortie du fluide à 180°C et le débit d'alimentation à 800 m³/h dans des plages définies, par action automatique sur les vannes de régulation TV et FV respectivement. Le DCS (Distributed Control System) de type SOLVER assure cette fonction de régulation en boucle fermée. Le Tableau 10 détaille la composition du sous-système SS2.

Équipements	Composants	Fonction
E21 : Contrôle de débit [Maintien du débit du liquide à 800 m³/h]	C211 : DCS (SOLVER) C212 : Débitmètre FT	C211 : Adaptation du débit de liquide à l'entrée du four par action sur la vanne FV C212 : Mesure en continu du débit du liquide à l'entrée du four
E22 : Contrôle de température [Maintien de la température de sortie à 180°C]	C221 : DCS (SOLVER) C222 : Thermocouple TI C223 : Indicateurs TJI	C221 : Adaptation de la température du liquide à la sortie du four par action sur la vanne TV C222 : Mesure en continu de la température du liquide à la sortie du four C223 : Indication locale de la température pour surveillance par l'opérateur terrain

Tableau 10. Décomposition structurelle et fonctionnelle du sous-système de contrôle SS2 Four H401

Bien que le sous-système de contrôle SS2 ne soit pas, par définition, un EIPS au sens strict (il relève de la couche de contrôle-commande, non de la couche de sécurité), son bon fonctionnement est essentiel pour maintenir le four dans son enveloppe opératoire nominale. Une défaillance du DCS représente précisément l'un des scénarios déclencheurs de l'activation du SIS, justifiant l'indépendance totale exigée entre le système de contrôle et le système instrumenté de sécurité [**4,5**].

5.2.3 Sous-système d'Alarme (SS3)

Le sous-système d'alarme (SS3) constitue la deuxième couche de défense du système. Il intervient lorsque le système de contrôle SS2 n'est plus en mesure de maintenir les paramètres dans les plages nominales, en alertant l'opérateur par des signaux audio-visuels afin qu'il puisse procéder à une intervention manuelle corrective. Cette couche d'alarme représente une barrière intermédiaire essentielle entre le contrôle automatique et l'arrêt d'urgence. Le Tableau 11 présente la structure complète du sous-système SS3.

Équipements	Composants	Fonction
E31 : TAH [Alarme haute température fluide]	C311 : Thermocouple TI C312 : DCS	C311 : Mesure de la température du liquide à la sortie du four C312 : Conversion de la mesure en alarme audio-visuelle (seuil : 320°C)
E32 : FAL [Alarme bas débit liquide]	C321 : Débitmètre FT C322 : DCS	C321 : Mesure du débit du liquide à l'entrée du four C322 : Conversion de la mesure en alarme audio-visuelle (seuil : 530 m^3/h)
E33 : PAL/H [Alarme basse/haute pression fuel gaz]	C331 : Pressostat PSL/PSH C332 : DCS	C331 : Mesure de la pression du fuel gaz dans le circuit d'alimentation C332 : Conversion de la mesure en alarme audio-visuelle (seuils : 300 g/cm^2 / 1 kg/cm^2)

Tableau 11. Décomposition structurelle et fonctionnelle du sous-système d'alarme SS3 Four H401

Le Tableau 11 illustre la couverture complète des trois paramètres critiques du four H401 par le système d'alarme : température (TAH), débit (FAL) et pression du fuel gaz (PAL/H). Il est important de noter que ces alarmes partagent certains capteurs avec le sous-système de contrôle SS2 (notamment les capteurs FT et TI), ce qui implique que la défaillance d'un capteur peut simultanément priver le système de contrôle de sa mesure et empêcher le déclenchement de l'alarme correspondante une vulnérabilité à prendre en compte dans l'évaluation des risques de mode commun [**12**].

5.2.4 Sous-système d'Arrêt d'Urgence SIS/ESD (SS4)

Le sous-système d'arrêt d'urgence (SS4) constitue la dernière barrière de protection instrumentée du four H401. Il s'agit d'un système instrumenté de sécurité (SIS) au sens de la norme IEC 61511:2016, entièrement indépendant du système de contrôle DCS, dont la fonction exclusive est de déclencher l'arrêt total du four (coupure de l'alimentation en fuel gaz via les électrovannes UV1 et UV2) lorsque des conditions dangereuses sont détectées par les capteurs SIS dédiés [**4**].

L'ESD du four H401 est activé dans les quatre situations suivantes : très haute température du fluide chauffé (TAHH ≥ 320°C), très haute température de la cheminée (TAHH ≥ 550°C), très bas débit du liquide de procédé (FALL ≤ 380 m^3/h), et dépassement des seuils extrêmes de pression du fuel gaz (PALL ≤ 150 g/cm^2 ou PAHH ≥ 1,3 kg/cm^2). Le Tableau 11 présente la décomposition complète du sous-système SS4.

Équipements	Composants	Fonction de sécurité
E41 : Capteurs SIS [Détection des conditions dangereuses]	C411 : TSHH (très haute T° fluide) C412 : TI (très haute T° cheminée) C413 : FSLL (très bas débit) C414 : PSHH/LL (pression fuel gaz)	C411 : Déclenchement ESD si T° fluide ≥ 320°C C412 : Déclenchement ESD si T° fumées ≥ 550°C C413 : Déclenchement ESD si débit ≤ 380 m³/h C414 : Déclenchement ESD si P < 150 g/cm² ou P > 1,3 kg/cm²
E42 : Unité de traitement (PLC Triconex TMR) [Traitement des signaux et décision de déclenchement]	C421 : 3 processeurs parallèles C422 : Bus TRIBUS C423 : Voter 2oo3	C421 : Exécution indépendante et simultanée du programme de sécurité C422 : Synchronisation et comparaison des données entre processeurs C423 : Décision de déclenchement par vote majoritaire (2 sur 3)
E43 : Actionneurs [Coupure de l'alimentation en fuel gaz]	C431 : Électrovanne UV1 C432 : Électrovanne UV2	C431 : Coupure de l'alimentation principale en fuel gaz (montage en parallèle) C432 : Coupure redondante de l'alimentation en fuel gaz (redondance totale)

Tableau 12. Décomposition structurelle et fonctionnelle du sous-système d'arrêt d'urgence SIS/ESD SS4 Four H401

Le Tableau 12 met en évidence la sophistication de l'architecture du système ESD, notamment au niveau de l'unité de traitement PLC Triconex de type TMR (Triple Modular Redundant). L'architecture 2oo3 (vote majoritaire deux sur trois) garantit à la fois une haute disponibilité du système (tolérance à la défaillance d'un module) et une haute intégrité (absence de déclenchement intempestif en cas de défaillance d'un seul signal d'entrée). Cette architecture est typiquement associée à des niveaux SIL 2 à SIL 3 selon les données de fiabilité des composants utilisés [**4,5**].

5.3 Synthèse des EIPS Identifiés et Leur Classification

L'application complète de la méthodologie EIPS au four H401 conduit à l'identification de sept EIPS principaux, répartis sur les quatre sous-systèmes fonctionnels. Le Tableau 13 présente la synthèse de cette identification avec la classification de chaque EIPS selon les trois axes définis au Chapitre 1 : fonction de sécurité, nature physique, niveau de criticité et niveau SIL requis.

EIPS Identifié	Fonction de sécurité	Nature	Criticité	Niveau SIL requis
SS1-E11 (Circuit fuel gaz)	Prévention — alimentation combustible	Actif	**Critique (C)**	**Non SIL (contrôle procédé)**
SS1-E12 (Circuit liquide + serpentin)	Prévention — circulation fluide de procédé	Actif (pompes redondantes)	**Critique (C)**	**Non SIL (contrôle procédé)**
SS2-E21/E22 (DCS + capteurs)	Contrôle — maintien des paramètres nominaux	Actif (logiciel)	**Important (I)**	**Non SIL (couche contrôle)**
SS3-E31/E32/E33 (Alarmes)	Détection — alerte opérateur	Actif (logiciel)	**Important (I)**	**Non SIL (alarme)**
SS4-E41 (Capteurs SIS)	Détection SIS — conditions dangereuses	Actif	**Critique (C)**	**SIL 2 (cible)**
SS4-E42 (PLC Triconex TMR)	Traitement — décision ESD (vote 2oo3)	Actif (logiciel sécurité)	**Critique (C)**	**SIL 2 (cible)**
SS4-E43 (UV1 + UV2 en parallèle)	Protection — coupure fuel gaz	Actif (redondant)	**Critique (C)**	**SIL 2 (cible)**

Tableau 13. Synthèse des EIPS identifiés sur le four H401 classification selon la fonction, la nature, la criticité et le niveau SIL

L'analyse du Tableau 13 conduit à plusieurs observations importantes. Premièrement, les EIPS appartenant au sous-système SIS/ESD (SS4 capteurs, PLC et actionneurs) constituent la ligne de défense ultime et sont tous classés Critique (C) avec un niveau SIL 2 cible. Deuxièmement, les sous-systèmes d'alimentation et de contrôle (SS1 et SS2) intègrent des éléments importants pour la sécurité de criticité élevée, mais qui ne relèvent pas de la couche SIS et ne font donc pas l'objet d'une certification SIL. Troisièmement, l'indépendance entre la couche de contrôle (DCS) et la couche de

protection (SIS) est une exigence fondamentale de la norme IEC 61511 [**4,14**], clairement respectée dans l'architecture du four H401.

6. Évaluation du Niveau SIL du Système ESD par Arbre de Défaillances

L'arbre de défaillances (AdD) est l'une des méthodes d'analyse de fiabilité les plus adaptées à l'évaluation quantitative et qualitative des systèmes instrumentés de sécurité. Conformément à la norme IEC 61025 [**15]**et aux recommandations de la norme IEC 61511 [**4**], un modèle AdD du système ESD du four H401 a été construit à l'aide du logiciel GRIF (Graphiques Interactifs pour la Fiabilité), développé par SATODEV pour le compte de TotalEnergies. Cette approche permet de décomposer la probabilité de défaillance à la demande (PFDavg) du système ESD en contributions élémentaires par sous-système, et de vérifier qualitativement l'adéquation de l'architecture retenue aux exigences SIL 2.

La défaillance dangereuse du système ESD c'est-à-dire la non-activation du système lorsqu'une condition dangereuse survient constitue l'événement sommet de l'arbre de défaillances. Elle résulte de la défaillance en mode série de trois sous-systèmes fonctionnels : les capteurs, l'unité de traitement (PLC) et les actionneurs. L'analyse détaillée de chaque sous-système est présentée dans les sections suivantes.

6.1 Modélisation du Sous-Système Capteurs

Le sous-système capteurs comprend quatre capteurs indépendants, chacun dédié à la détection d'un facteur de déclenchement spécifique : TSHH (très haute température du fluide), TI (très haute température de la cheminée), FSLL (très bas débit du fluide) et PSHH/LL (dépassement des seuils de pression du fuel gaz). Chaque capteur est monté en architecture 1oo1 (un sur un), c'est-à-dire sans redondance matérielle.

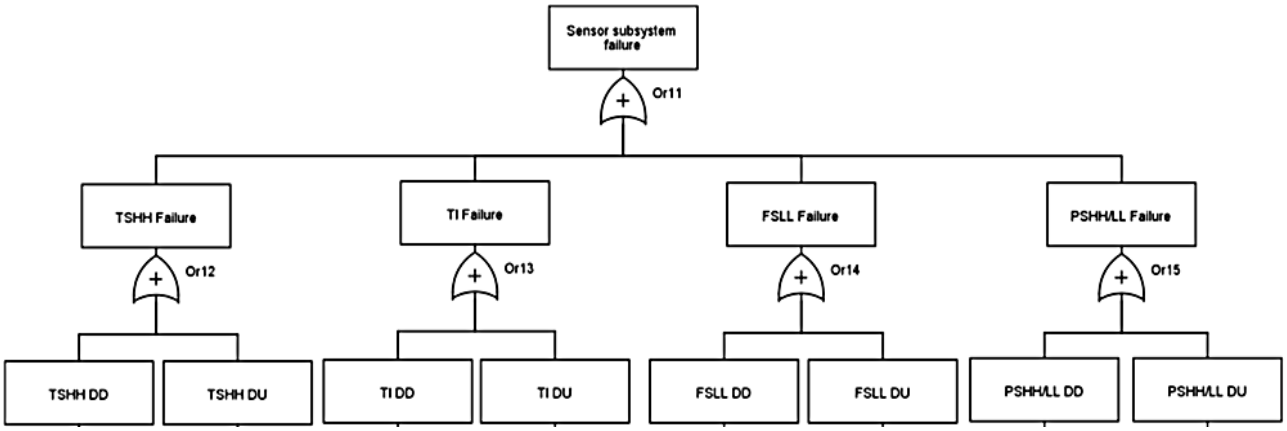


Figure 6. Arbre de défaillances du sous-système capteurs du système ESD Four H401

La Figure 6 présente l'arbre de défaillances du sous-système capteurs, tel que modélisé sous GRIF. La porte logique utilisée est une porte OU entre les quatre capteurs : la défaillance de l'un quelconque des quatre capteurs dédiés à un facteur de déclenchement (en mode non-détection de la condition dangereuse) engendre une défaillance dangereuse partielle du sous-système capteurs. Cette architecture sans redondance matérielle fait des capteurs le sous-système contribuant le plus significativement à la PFDavg globale du système ESD, et justifie des exigences strictes en termes de fréquence de test et de taux de couverture diagnostique [**4,15**].

6.2 Modélisation du Sous-Système PLC (Automate Triconex TMR)

L'unité de traitement du système ESD est un automate programmable de sécurité de marque Triconex, adoptant une architecture TMR (Triple Modular Redundancy). Trois processeurs identiques traitent en parallèle et de manière indépendante les signaux entrants, échangent leurs données via un bus haute vitesse dédié (TRIBUS) et prennent leur décision par vote majoritaire selon le principe 2oo3 (deux sur trois). Cette architecture garantit :

Une haute disponibilité : la défaillance d'un module de processeur seul n'empêche pas le système de prendre la bonne décision ;

Une haute intégrité : un signal d'entrée erroné (capteur défaillant) ne suffit pas à déclencher un arrêt intempestif ;

Une capacité d'auto-diagnostic : les processeurs se comparent en continu et génèrent des alarmes descriptives en cas de divergence, permettant la maintenance corrective avant la défaillance

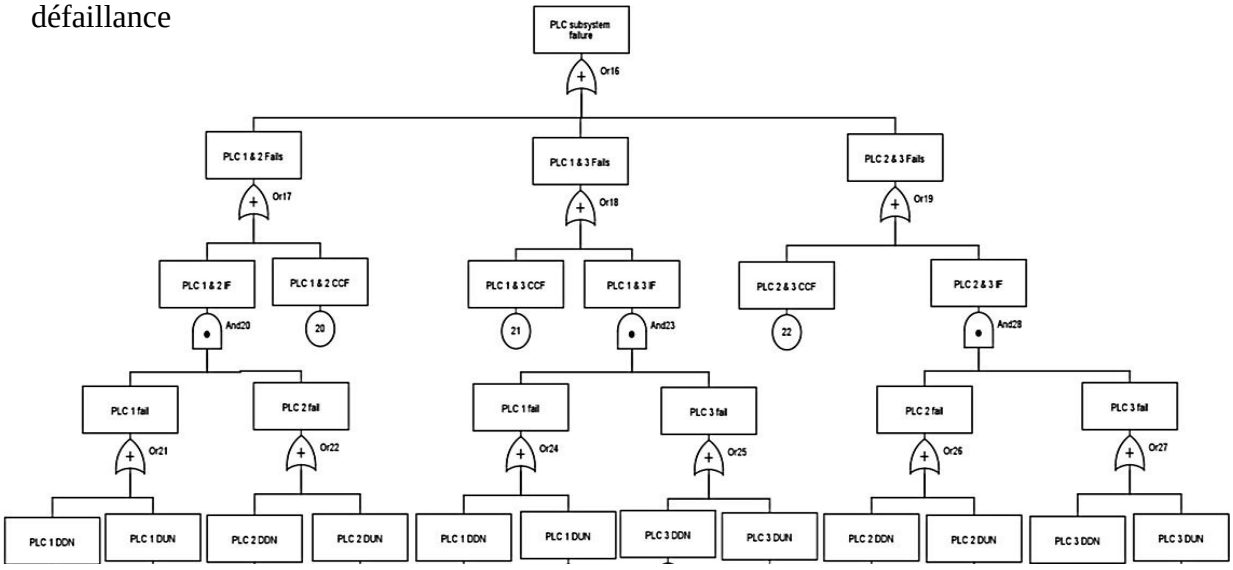


Figure 7. Arbre de défaillances du sous-système PLC Triconex TMR du système ESD Four H401

La Figure 7 illustre l'arbre de défaillances du sous-système PLC. La porte logique dominante est une porte ET (2 défaillances simultanées requises parmi 3 modules pour engendrer une défaillance dangereuse), ce qui confère à ce sous-système une probabilité de défaillance dangereuse très faible par rapport aux capteurs. La contribution du PLC TMR à la PFDavg globale est ainsi négligeable, confirmant que l'architecture Triconex est bien adaptée aux exigences SIL 2 voire SIL 3 [**5,16**].

6.3 Modélisation du Sous-Système Actionneurs

Le sous-système actionneurs comprend deux électrovannes de coupure UV1 et UV2 montées en parallèle sur le circuit d'alimentation en fuel gaz. Cette architecture 1oo2 (un sur deux l'une ou l'autre peut déclencher la coupure) garantit que la défaillance en mode bloqué ouvert d'une seule électrovanne ne compromet pas la fonction de coupure, l'autre électrovanne pouvant assurer seule l'isolement de l'alimentation en fuel gaz.

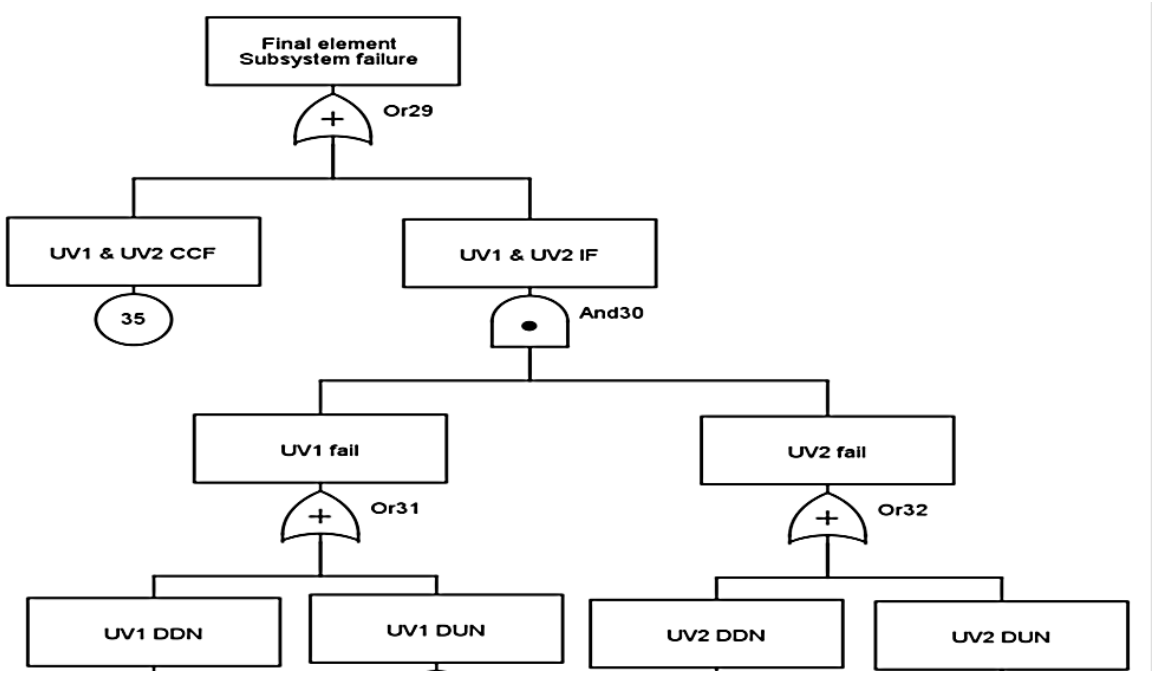


Figure 8. Arbre de défaillances du sous-système actionneurs (électrovannes UV1 et UV2) Four H401

La Figure 8 représente l'arbre de défaillances du sous-système actionneurs. La défaillance dangereuse du sous-système (non-fermeture lors d'un ordre ESD) requiert la défaillance simultanée des deux électrovannes UV1 et UV2 en mode bloqué ouvert (fail-to-open). La porte logique est donc une porte ET, conférant à ce sous-système une probabilité de défaillance dangereuse faible. La redondance 1oo2 des actionneurs constitue

ainsi une robustesse significative de la chaîne ESD, les actionneurs ne représentant qu'une faible contribution à la PFDavg totale du système [**4,12**].

6.4 Interprétation et Synthèse de l'Analyse par Arbre de Défaillances

L'arbre de défaillances global du système ESD du four H401, tel que construit sous GRIF, résulte de la mise en série des trois sous-systèmes : capteurs, PLC et actionneurs. Dans cette configuration série, la PFDavg globale du système ESD est la somme des PFDavg individuelles de chaque sous-système, le sous-système capteurs constituant le terme dominant.

Le Tableau 13 synthétise les caractéristiques de fiabilité de chaque sous-système et leur impact respectif sur la PFDavg globale du système ESD, sur la base de l'analyse qualitative conduite à partir de l'arbre de défaillances.

Sous-système	Architecture / Redondance	Caractéristiques de fiabilité	Impact sur la PFD globale
Capteurs (TSHH, TI, FSLL, PSHH/LL)	1oo1 par capteur (sans redondance capteur)	Défaillance par mode commun limitée (capteurs indépendants, mesurandes distincts)	Facteur dominant de la PFD globale
Unité de traitement PLC Triconex TMR	2oo3 (Triple Modular Redundancy)	Haute tolérance aux fautes ; correction automatique ; alarme en cas de défaillance d'un module	Contribution à la PFD très faible
Actionneurs UV1 / UV2	1oo2 (parallèle — ouverture sur défaillance)	Redondance totale ; fermeture certaine si l'un des actionneurs reçoit le signal ESD	Faible contribution à la PFD totale
Système ESD global	Série capteurs × PLC × actionneurs	PFDavg estimé compatible avec SIL 2 (à confirmer par calcul quantitatif)	Niveau SIL 2 vraisemblablement atteint

Tableau 14. Synthèse de l'analyse par arbre de défaillances caractéristiques de fiabilité des sous-systèmes du système ESD H401

Les résultats qualitatifs présentés dans le Tableau 13 indiquent que l'architecture globale du système ESD du four H401 est cohérente avec les exigences d'un niveau SIL 2 (PFDavg cible entre 10^{-2} et 10^{-3}). La confirmation quantitative de ce niveau nécessite une évaluation probabiliste complète intégrant les données de fiabilité des composants (taux de défaillance λ, fraction de défaillances dangereuses non détectées β) issues de bases de données reconnues telles qu'OREDA ou IEEE Std 493 [**15,16**]. Cette évaluation quantitative constitue la perspective naturelle de prolongement du présent travail.

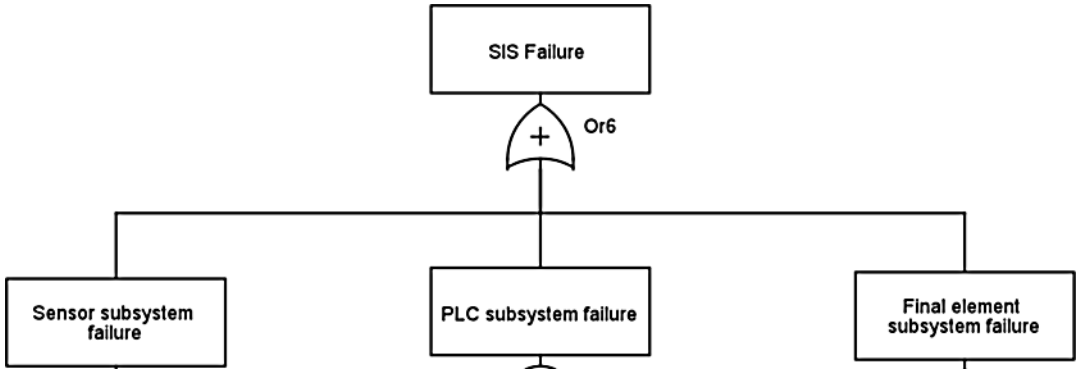


Figure 9. Arbre de défaillances global du système ESD du four H401 décomposition en trois sous-systèmes (logiciel GRIF)

La Figure 9 présente la vue d'ensemble de l'arbre de défaillances global du système ESD H401, intégrant les trois sous-systèmes en configuration série. Cette représentation synthétique illustre la contribution relative de chaque sous-système à la défaillance dangereuse globale, et met en évidence le rôle prépondérant des capteurs dans le dimensionnement de la fiabilité du système ESD.

7. Conclusion

Ce chapitre a présenté l'application systématique et complète de la démarche EIPS au four rebouilleur H401 du module MPP0 du complexe gazier de Hassi R'Mel. Cette démarche, structurée en cinq étapes conformément à la méthodologie définie au Chapitre 1, a permis de passer de la description technique de l'équipement à l'évaluation qualitative de son niveau de sécurité instrumentée.

La caractérisation des risques majeurs a mis en évidence six catégories de dangers pour le four H401, dominées par les risques thermiques et les risques d'incendie/explosion, dont la criticité est intrinsèquement liée à la nature du procédé (fuel gaz, fluide de procédé à haute température, chambre de combustion à flamme nue). Trois scénarios accidentels majeurs ont été retenus comme référence pour le dimensionnement des EIPS : la

surchauffe par perte de débit, l'incendie/explosion par fuite de fuel gaz, et la dérive non contrôlée des paramètres en cas de défaillance du DCS.

L'application de la démarche EIPS a conduit à la décomposition du système four H401 en quatre sous-systèmes fonctionnels alimentation (SS1), contrôle (SS2), alarme (SS3) et arrêt d'urgence SIS/ESD (SS4) et à l'identification de sept EIPS principaux. Parmi ceux-ci, les trois composantes du système ESD (capteurs SIS, PLC Triconex TMR et actionneurs UV1/UV2) constituent les EIPS de niveau Critique (C) avec un niveau SIL 2 cible, conformément aux exigences de la norme IEC 61511:2016[**4**].

L'analyse par arbre de défaillances, réalisée à l'aide du logiciel GRIF, a permis de décomposer qualitativement la fiabilité du système ESD en contributions élémentaires. Les résultats montrent que les capteurs SIS, montés en architecture 1oo1 sans redondance matérielle, constituent le facteur limitant de la fiabilité globale du système, tandis que le PLC Triconex TMR (architecture 2oo3) et les actionneurs redondants (architecture 1oo2) présentent une contribution à la PFDavg très faible. Cette analyse qualitative est cohérente avec l'atteinte d'un niveau SIL 2 pour le système ESD dans sa globalité.

En perspective, la quantification précise de la PFDavg du système ESD par le calcul de probabilité de défaillance à la demande à partir des données de fiabilité des composants constituera l'objet du chapitre suivant. Cette évaluation quantitative permettra de confirmer ou d'ajuster le niveau SIL attribué, et de proposer, le cas échéant, des améliorations architecturales ciblées (ajout de redondance capteur, réduction de la fréquence de test) pour renforcer l'intégrité du système instrumenté de sécurité du four H401.

03

Chapitre 3

Plan d'Actions Correctives et Réévaluation des EIPS du Four H401



Plan d'Actions Correctives et Réévaluation des EIPS du Four H401

1. Introduction

L'évaluation des Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS) du four rebouilleur H401, conduite au Chapitre 2 par la méthode de l'arbre de défaillances (AdD) sous le logiciel GRIF, a mis en évidence un ensemble de réserves techniques et organisationnelles affectant le niveau de performance effectif du système instrumenté de sécurité (SIS/ESD). Ces réserves, de natures et de criticités différentes, constituent des écarts entre l'état actuel de l'installation et les exigences définies par la norme IEC 61511:2016[**1**]et les dispositions réglementaires algériennes applicables aux installations classées hydrocarbures.

Ce troisième chapitre a pour objet de formaliser ces réserves sous la forme d'un plan d'actions correctives (PAC) structuré, d'identifier pour chacune l'action de remédiation la mieux adaptée ou, à défaut, un EIPS alternatif et de définir les responsabilités et les échéances de mise en œuvre. Sur la base de ce plan d'actions, une réévaluation des EIPS après correction est ensuite conduite, permettant d'estimer le gain en termes de niveau d'intégrité de sécurité (SIL) et de niveau de risque résiduel. Ce chapitre se clôt par une discussion critique des résultats et des recommandations pour le suivi de la démarche.

La démarche adoptée s'inscrit dans la logique d'amélioration continue de la performance des barrières de sécurité préconisée par la norme IEC 61511 (cycle de vie des SIS, phase de revue de performance) et conforme aux exigences du décret exécutif algérien n° 13-112 du 3 mars 2013 relatif aux études de dangers, qui impose une révision périodique des barrières de sécurité identifiées dans l'étude de dangers et la mise en œuvre de plans d'actions correctives en cas d'écart [**4,3**].

2. Identification des Réserves et Grille de Cotation

2.1 Grille de Cotation du Niveau de Risque des Réserves

Avant de présenter les réserves identifiées, il est nécessaire de définir la grille de cotation utilisée pour évaluer le niveau de risque associé à chaque réserve. Cette cotation, à trois niveaux Critique (C), Majeure (M) et Mineure (m) est fondée sur la gravité potentielle des conséquences de la non-correction de la réserve sur la performance du système de barrières et, in fine, sur le niveau de risque résiduel de l'installation. Le Tableau 15 présente cette grille de cotation.

Niveau de risque	Signification	Critères
Critique (C)	Défaillance de l'EIPS susceptible de conduire directement à un accident majeur (incendie, explosion, rejet toxique) sans barrière de rattrapage disponible. Non-conformité grave à la norme IEC 61511 ou à l'arrêté d'autorisation.	Violation potentielle de la couche SIS : intégrité SIL compromise ; accident grave sans rattrapage possible
Majeure (M)	Défaillance de l'EIPS affaiblissant significativement une barrière de sécurité, augmentant la probabilité d'un accident majeur sans toutefois le rendre inévitable. Non-conformité à une exigence normative de premier rang.	Affaiblissement d'une couche de défense : SIL dégradé, mode de défaillance non couvert, indépendance DCS/SIS violée
Mineure (m)	Défaillance de l'EIPS ayant un impact limité sur la performance globale du système de barrières. Écart de bonne pratique ou de traçabilité. Pas de non-conformité réglementaire immédiate.	Écart documentaire ou procédural : test périodique absent, procédure non formalisée, traçabilité incomplète

Tableau 15. Grille de cotation du niveau de risque des réserves EIPS

L'utilisation de cette grille permet une priorisation objective des actions correctives, en concentrant les efforts et les ressources en premier lieu sur les réserves de niveau Critique dont la non-correction dans un délai court peut compromettre directement la maîtrise d'un scénario d'accident majeur avant de traiter les réserves de niveaux inférieurs.

2.2 Réserves Identifiées sur le Système EIPS du Four H401

L'analyse conduite au Chapitre 2, combinant la décomposition structurelle en quatre sous-systèmes (SS1 à SS4) et l'évaluation qualitative par arbre de défaillances, a permis d'identifier sept réserves sur le système EIPS du four H401. Ces réserves portent sur des lacunes architecturales (redondance insuffisante), des non-conformités normatives (indépendance DCS/SIS), des barrières manquantes (détection flamme, détection gaz) et des insuffisances organisationnelles (plans de test non formalisés). Le Tableau 15 présente la synthèse structurée de ces sept réserves.

N°	EIPS concerné	Nature de la réserve	Niveau de risque	Description détaillée de la réserve
R1	**SS4-E41 Capteurs SIS (TSHH, FSLL)**	Architecture 1oo1 sans redondance matérielle	**Critique (C)**	Les capteurs SIS dédiés aux paramètres les plus critiques (température fluide et débit) sont en configuration 1oo1, ce qui ne permet pas d'atteindre un PFDavg compatible avec le niveau SIL 2 cible sans une fréquence de test excessivement élevée (< 3 mois). La moindre défaillance d'un capteur en mode non-détection entraîne la perte totale de la fonction de sécurité correspondante.
R2	**SS4-E41 / SS2-E21-E22 Interface DCS/SIS**	Partage de capteurs entre couche contrôle et couche SIS	**Critique (C)**	Certains capteurs sont mutualisés entre le DCS (SS2) et le SIS (SS4), en violation directe de l'exigence d'indépendance définie à la clause 10.3 de la norme IEC 61511:2016. Une défaillance en mode commun (alimentation électrique partagée, instrument en commun) peut neutraliser simultanément la couche de contrôle et la couche

N°	EIPS concerné	Nature de la réserve	Niveau de risque	Description détaillée de la réserve
				de sécurité.
R3	**SS1-E11 Pilotes des brûleurs**	Absence de supervision automatique de la flamme pilote	**Majeure (M)**	Les pilotes assurant l'amorçage continu des brûleurs ne sont pas équipés de dispositifs de détection automatique de flamme. L'extinction non détectée d'un pilote entraîne une accumulation potentielle de fuel gaz non brûlé dans la chambre de combustion, créant un risque d'explosion lors de la réallumage ou d'une détonation interne.
R4	**SS4-E41 Détection gaz en chambre de radiation**	Absence de détecteurs de gaz combustibles fixes	**Majeure (M)**	La chambre de radiation du four H401 n'est pas équipée de détecteurs de gaz combustibles (HC) fixes permettant la détection précoce d'une fuite de fuel gaz. Cette lacune représente une barrière de détection manquante dans la chaîne de sécurité : une fuite interne ne sera détectée que par l'opérateur terrain (détection tardive) ou lors d'un flashback.
R5	**SS2-E21/E22 DCS SOLVER (couche contrôle)**	Obsolescence technologique du système de contrôle	**Majeure (M)**	Le DCS SOLVER en service depuis la mise en exploitation du MPP0 présente un niveau d'obsolescence technologique avancé : discontinuation des pièces de rechange, absence de mises à jour de sécurité, vulnérabilité aux cyberattaques (systèmes ouverts non patchés), et difficulté croissante pour le maintien des compétences de maintenance. La défaillance du DCS constitue un scénario déclencheur de l'ESD.
R6	**SS1-E12 Pompes P401 A/B**	Test de commutation automatique absent	**Mineure (m)**	La redondance A/B des pompes P401 n'est pas vérifiée par un protocole de test périodique formalisé dans le planning GMAO. La commutation automatique en cas de défaillance de la pompe en service n'est donc pas garantie dans les délais requis, ce qui fragilise l'efficacité de la barrière de prévention de la surchauffe par faible débit.
R7	**SS4-E43 Électrovannes UV1/UV2**	Procédure de test périodique non formalisée	**Mineure (m)**	Bien que l'architecture 1oo2 (deux électrovannes en parallèle) soit correcte, aucun test semestriel de fermeture partielle (Partial Stroke Test PST) n'est documenté dans le système GMAO. L'absence de traçabilité des tests rend impossible la vérification de la disponibilité effective des actionneurs et ne permet pas de satisfaire aux exigences de démonstration SIL.

Tableau 16. Réserves identifiées sur les EIPS du four H401 nature, localisation et niveau de risque

L'examen du Tableau 16 révèle que deux réserves sont de niveau Critique (R1 et R2), toutes deux portant sur l'architecture du sous-système capteurs SIS : l'absence de redondance matérielle (architecture 1oo1) et la violation de l'indépendance entre couche DCS et couche SIS. Ces deux réserves, liées et interdépendantes, constituent le facteur limitant majeur du système ESD actuel, confirmant l'analyse de l'arbre de défaillances du Chapitre 2 qui avait identifié les capteurs comme le sous-système dominant la PFDavg globale [**7**].

Trois réserves sont de niveau Majeure (R3, R4, R5), correspondant à des barrières de détection manquantes (pilotes, gaz combustible) et au risque d'obsolescence du système de contrôle. Deux réserves sont de niveau Mineure (R6, R7), relevant d'insuffisances

procédurales et de traçabilité qui n'affectent pas immédiatement la performance des barrières mais compromettent leur maintien dans le temps.

3. Plan d'Actions Correctives des EIPS

Le plan d'actions correctives (PAC) synthétise, pour chacune des sept réserves identifiées, l'action de remédiation prioritaire et, le cas échéant, un EIPS alternatif applicable lorsque des contraintes techniques ou économiques empêchent la mise en œuvre immédiate de l'action principale. Chaque action est associée à un responsable désigné et à une échéance de réalisation réaliste, tenant compte de la criticité de la réserve et des contraintes opérationnelles du site MPP0.

Le Tableau 17 constitue le document central de ce chapitre : il formalise le plan d'actions correctives complet pour le système EIPS du four H401. Les actions sont présentées dans l'ordre de criticité décroissante réserves Critiques (R1, R2) en premier, Majeures (R3, R4, R5) ensuite, Mineures (R6, R7) en dernier conformément au principe de priorisation défini à la section 2.

N°	EIPS concerné	Réserve identifiée	Niveau de risque	Action corrective / EIPS alternatif	Responsable	Échéance	Remarques
R1	**SS4-E41 Capteurs SIS (TSHH, FSLL)**	Architecture 1oo1 : PFDavg insuffisante pour SIL 2	**Critique (C)**	Action : Redondance des capteurs critiques TSHH et FSLL en architecture 1oo2 (deux transmetteurs identiques sur chaque mesurande, câblage séparé, alimentations distinctes). Mise à jour de la table de déclenchement ESD avec vote 1oo2 (déclenchement si l'un ou l'autre dépasse le seuil). EIPS alternatif : Si contrainte d'espace, recours à un transmetteur de sécurité certifié SIL 2 avec diagnostics intégrés (DC ≥ 90%) en maintenant l'architecture 1oo1.	**Ingénieur SIS + Bureau d'études + Fournisseur instrumentation**	6 mois	Priorité absolue. Validation SIL à réaliser après modification par un organisme tierce-partie (TÜV ou Bureau Veritas). Mise à jour de la documentation P&ID et registre EIPS obligatoire.
R2	**SS4-E41/SS2 Interface DCS/SIS**	Violation clause 10.3 IEC 61511 :	**Critique (C)**	Action : Installation de transmetteurs	**Service Instrumentation + Resp.**	6 mois (conjoint R1)	Intervention à réaliser impérativemen

N°	EIPS concerné	Réserve identifiée	Niveau de risque	Action corrective / EIPS alternatif	Responsable	Échéance	Remarques
	(capteurs partagés)	indépendance DCS/SIS non assurée		SIS dédiés, physiquement et électriquement indépendants des boucles DCS. Séparation des alimentations électriques (onduleur SIS indépendant). Câblage séparé entre les capteurs SIS et le PLC Triconex. EIPS alternatif : Séparateurs galvaniques certifiés SIL (barrières Zener ou isolateurs actifs) entre les capteurs existants et les deux systèmes, à condition de démontrer que la défaillance en mode commun est inférieure à 1% (β-factor).	**Sécurité HSE + Fournisseur SIS**		t lors du prochain arrêt programmé. Joindre l'analyse de modes de défaillances communs (CMF) au dossier de validation SIL.
R3	**SS1-E11 Pilotes (flamme pilote brûleurs)**	Extinction non détectée : accumulation de fuel gaz non brûlé	**Majeure (M)**	Action corrective : Installation de thermocouples de surveillance de flamme pilote (type K, gainé Inconel) sur chaque pilote, avec sortie 4-20 mA câblée vers une entrée dédiée du PLC Triconex. Paramétrage d'une alarme PAL (extinction pilote) et d'un déclenchement ESD si plus d'un pilote éteint simultanément. EIPS alternatif : Détecteurs de flamme UV/IR (type Spectrex 20/20U) sur les brûleurs principaux si les pilotes sont inaccessibles	**Service Maintenance + Service Sécurité HSE**	3 mois	Solution à faible coût (thermocouple K + câblage). Test de déclenchement à valider après installation. Procédure de relève des alarmes pilotes à intégrer dans les rondes opérateur.

N°	EIPS concerné	Réserve identifiée	Niveau de risque	Action corrective / EIPS alternatif	Responsable	Échéance	Remarques
				pour l'instrumentation.			
R4	**SS4-E41 Chambre radiation (détection gaz)**	Absence de détecteur HC fixe : fuite non détectée précocement	**Majeure (M)**	Action corrective (EIPS additionnel) : Installation de 3 détecteurs HC catalytiques (Ex. Dräger Polytron 5200 ou MSA Ultima XE) en bas de chambre de radiation (points bas) + 1 détecteur IR (Searchline Excel) en zone brûleurs. Câblage vers PLC Triconex : alarme à 10% LIE, ESD à 25% LIE. Intégration dans l'arbre de défaillances ESD existant. EIPS alternatif : Ronde opérateur quotidienne avec détecteur portable certifié (ATEX Zone 1) si installation fixe différée.	**Service Sécurité HSE + Service Maintenance + Prestataire instrumentation**	4 mois	Localisation des détecteurs à valider par modélisation de dispersion gaz (logiciel PHAST ou SAFETI). Vérification annuelle des détecteurs avec gaz étalon obligatoire.
R5	**SS2-E21/E22 DCS SOLVER (obsolescence)**	Obsolescence technologique : risque DCS + vulnérabilité cybersécurité	**Majeure (M)**	Action corrective (programme structurant) : Lancement d'un projet de migration vers un DCS moderne (Honeywell Experion PKS ou ABB System 800xA). Migration par phases sur les deux trains successivement pour maintenir la continuité de production. Audit de cybersécurité IEC 62443-3-3 préalable. EIPS alternatif court terme : Mise en	**Direction Technique + Département HSE + DSI industrielle + Fournisseur DCS**	18 mois (projet) + pare-feu : 2 mois	Constituer un groupe de projet dédié (chef de projet, ingénieur procédé, ingénieur contrôle-commande, responsable sécurité). Formation du personnel à planifier. Budget : estimation 2–4 M€ pour les deux trains.

N°	EIPS concerné	Réserve identifiée	Niveau de risque	Action corrective / EIPS alternatif	Responsable	Échéance	Remarques
				place d'un pare-feu industriel (Unidirectional Security Gateway type Waterfall) isolant le DCS existant du réseau d'entreprise, en attendant la migration complète.			
R6	**SS1-E12 Pompes P401 A/B (redondance non testée)**	Commutation A/B non vérifiée périodiquement	**Mineure (m)**	Action corrective : Élaboration et intégration dans le planning GMAO d'une procédure de test semestriel de commutation automatique et manuelle des pompes P401 A/B. Critère d'acceptation : temps de commutation < 30 secondes sans perte de débit > 10%. Enregistrement obligatoire des résultats. EIPS alternatif : Ajout d'un automate de commutation automatique (ATS — Automatic Transfer Switch) sur le circuit d'alimentation des pompes si la commutation manuelle est jugée insuffisamment réactive.	**Service Maintenance + Service Exploitation**	1 mois	Action immédiate à faible coût. Procédure à rédiger en collaboration entre les équipes maintenance et exploitation. Intégration dans le programme de maintenance préventive niveau 2.
R7	**SS4-E43 Électrovannes UV1/UV2 (test absent)**	Procédure PST (Partial Stroke Test) non formalisée	**Mineure (m)**	Action corrective : Rédaction et intégration dans le planning GMAO d'une procédure de test partiel de course (PST) semestriel pour UV1 et UV2	**Service Maintenance Instrumentation**	1 mois	Le PST permet de vérifier la disponibilité des actionneurs sans interruption du procédé. Critère de rejet : temps de réponse >

N°	EIPS concerné	Réserve identifiée	Niveau de risque	Action corrective / EIPS alternatif	Responsable	Échéance	Remarques
				séparément. Test : déplacement de 10-15% de la course de fermeture (sans arrêt complet du procédé), mesure du temps de réponse, vérification de l'absence de blocage mécanique. Enregistrement des résultats dans le registre EIPS. EIPS alternatif : Installation de positionneur de vanne intelligent (type Fisher FIELDVUE DVC6200 SIS) permettant le PST automatique sans intervention manuelle.			valeur de référence × 1,5. Enregistrement sur fiche EIPS dédiée.

Tableau 17. Plan d'actions correctives des EIPS du four H401 réserves, niveau de risque, actions correctives/EIPS alternatifs, responsables et échéances

Le Tableau 17 met en évidence plusieurs observations importantes. Premièrement, les deux actions les plus urgentes (R1 et R2, échéance 6 mois) requièrent une coordination étroite entre le service instrumentation, le bureau d'études SIS et le fournisseur d'instrumentation, idéalement lors d'un arrêt programmé du four pour minimiser l'impact sur la production. Deuxièmement, les actions R6 et R7 (échéance 1 mois) sont des mesures organisationnelles immédiates à faible coût, dont la mise en œuvre ne nécessite aucune modification matérielle de l'installation. Troisièmement, l'action R5 (migration DCS) constitue un projet structurant à long terme (18 mois) qui doit être anticipé rapidement pour mobiliser les ressources nécessaires, mais dont la réalisation peut être conduite progressivement sans affecter la sécurité à court terme grâce à la mise en place simultanée d'un pare-feu industriel [**17**].

Remarque importante : Les actions correctives R1 et R2 doivent faire l'objet d'une validation SIL par un organisme tiers indépendant (TÜV, Bureau Veritas ou INERIS) après leur mise en œuvre, conformément aux exigences de la norme IEC 61511:2016. Cette validation s'accompagne d'une mise à jour obligatoire de l'étude de dangers et du registre EIPS.

4. Calendrier de Mise en Œuvre

La mise en œuvre du plan d'actions correctives s'étale sur une période de 18 mois, correspondant à l'échéance maximale de l'action la plus longue (R5 migration DCS). Le

Tableau 18 présente le calendrier prévisionnel de mise en œuvre des sept actions correctives, sous forme d'un diagramme de Gantt simplifié. Les symboles utilisés sont : ● (phase d'étude, préparation, commande), ▸ (phase de réalisation, installation, validation), – (action non encore initiée ou terminée).

N°	Action corrective	Priorité	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M18
R6	Formalisation test commutation P401 A/B	Mineure	●	▸	–	–	–	–	–
R7	Procédure PST électrovannes UV1/UV2	Mineure	●	▸	–	–	–	–	–
R3	Supervision automatique flammes pilotes	Majeure	●	●	▸	–	–	–	–
R4	Installation détecteurs HC chambre radiation	Majeure	–	●	●	▸	–	–	–
R1	Redondance 1oo2 capteurs TSHH + FSLL	Critique	●	●	●	●	●	▸	–
R2	Séparation physique DCS / SIS	Critique	●	●	●	●	●	▸	–
R5	Migration DCS SOLVER + cybersécurité	Majeure	●	●	●	●	●	●	▸

Tableau 18. Calendrier prévisionnel de mise en œuvre des actions correctives (diagramme de Gantt simplifié M = mois après approbation du PAC)

La lecture du Tableau 18 illustre la stratégie de mise en œuvre adoptée : les actions immédiates et à faible coût (R6, R7) sont engagées dès le mois 1, permettant d'améliorer rapidement la traçabilité et la vérification des barrières existantes. Les actions de priorité haute (R1, R2) démarrent simultanément dès le mois 1 pour la phase de préparation (ingénierie, commande matériel), et visent une réalisation complète en 6 mois, ce qui correspond à l'horizon d'un premier arrêt programmé du four. L'action de long terme R5 (migration DCS) est conduite en parallèle sur 18 mois, avec un livrable intermédiaire (pare-feu industriel) à 2 mois pour sécuriser le système de contrôle existant pendant la transition.

5. Réévaluation des EIPS après Actions Correctives

5.1 Méthodologie de Réévaluation

La réévaluation des EIPS après mise en œuvre des actions correctives suit la même démarche qualitative que celle appliquée au Chapitre 2, en évaluant pour chaque EIPS modifié ou ajouté l'amélioration attendue de son niveau SIL à la lumière des modifications architecturales et procédurales prévues par le PAC. Cette réévaluation est qualitative et basée sur les principes généraux de la norme IEC 61511:2016 [**4**]; elle devra être confirmée par une évaluation quantitative complète (calcul de PFDavg) après réalisation des actions.

L'impact des actions correctives sur l'architecture du système ESD : le passage des capteurs de la configuration 1oo1 partagée à la configuration 1oo2 dédiée constitue la modification la plus structurante, réduisant significativement la PFDavg de la couche capteurs et permettant d'atteindre l'objectif SIL 2 pour le système ESD global.

5.2 Résultats de la Réévaluation par EIPS

Le Tableau 19 présente la réévaluation comparative des EIPS avant et après la mise en œuvre des actions correctives du PAC. Pour chaque EIPS ou groupe d'EIPS, le niveau SIL estimé avant action est comparé au niveau SIL cible après action, en indiquant l'architecture proposée et l'action corrective retenue.

EIPS / Composant	État actuel (avant action)	SIL avant	Action corrective retenue	Architecture proposée (après action)	SIL après
SS4-E41 — Capteurs TSHH (temp. fluide)	1oo1, non dédié (partagé DCS/SIS)	**< SIL 1**	R1 + R2 : architecture 1oo2 dédiée, câblage séparé, alimentation indépendante	1oo2 dédié SIS (DC ≥ 90%)	**SIL 2 ✓**
SS4-E41 — Capteurs FSLL (bas débit)	1oo1, non dédié (partagé DCS/SIS)	**< SIL 1**	R1 + R2 : architecture 1oo2 dédiée, câblage séparé, alimentation indépendante	1oo2 dédié SIS (DC ≥ 90%)	**SIL 2 ✓**
SS4-E41 — Capteur TI cheminée (T° fumées)	1oo1, dédié SIS (architecture correcte)	**SIL 1**	Renforcement du plan de test (fréquence trimestrielle + étalonnage annuel)	1oo1 dédié SIS (test trimestriel)	**SIL 1 maintenu**
SS4-E41 — Capteurs PSHH/LL (pression fuel)	1oo1, dédié SIS	**SIL 1**	Maintien en l'état + formalisation du test semestriel dans GMAO	1oo1 dédié SIS (test semestriel)	**SIL 1 maintenu**
SS1-E11 — Pilotes brûleurs (nouveau EIPS)	Pas d'EIPS de détection de flamme pilote	**Non couvert**	R3 : thermocouple type K dédié par pilote + entrée Triconex + alarme/ESD	1oo1 par pilote (alarme + ESD)	**SIL 1 (nouveau)**
SS4-E41 — Détecteurs HC chambre radiation (nouveau EIPS)	Pas de détection gaz fixe	**Non couvert**	R4 : 3 détecteurs catalytiques + 1 IR, câblés Triconex (alarme 10% LIE / ESD 25% LIE)	1oo2 (zone bas) + 1oo1 (zone brûleurs)	**SIL 1 (nouveau)**
SS4-E42 — PLC Triconex TMR	2oo3 TMR (architecture conforme)	**SIL 3**	Maintien en l'état + mise à jour firmware + audit cybersécurité annuel	2oo3 TMR (firmware à jour)	**SIL 3 maintenu**
SS4-E43 — Actionneurs UV1/UV2	1oo2 parallèle (test PST absent)	**SIL 2 (théorique)**	R7 : procédure PST semestrielle formalisée dans GMAO + enregistrement	1oo2 parallèle (PST semestriel ✓)	**SIL 2 confirmé**
Système ESD H401 — Global	Série : capteurs(1oo1) × PLC(2oo3) × UV(1oo2)	**< SIL 2 (capteurs limitants)**	R1+R2+R3+R4+R7 : capteurs 1oo2 dédiés, pilotes supervisés, détecteurs gaz ajoutés	Série : capteurs(1oo2) × PLC(2oo3) × UV(1oo2) + détecteurs HC	**SIL 2 atteint ✓**

Tableau 19. Réévaluation comparative des EIPS avant et après actions correctives niveaux SIL estimés

Les résultats présentés dans le Tableau 19 permettent de tirer quatre conclusions majeures. Premièrement, la mise en œuvre des actions R1 et R2 (redondance et dédiécation des capteurs TSHH et FSLL) fait passer ces capteurs d'un niveau inférieur à SIL 1 à un niveau compatible avec SIL 2, levant ainsi le principal goulot d'étranglement du système ESD actuel. Deuxièmement, l'ajout de deux nouveaux EIPS (supervision des pilotes et détecteurs HC) en réponse aux réserves R3 et R4 comble des lacunes de détection identifiées dans l'analyse du Chapitre 2, avec un niveau SIL 1 estimé pour ces nouveaux éléments. Troisièmement, le PLC Triconex TMR et les actionneurs UV1/UV2, dont les architectures étaient déjà conformes, maintiennent ou confirment leur niveau SIL après formalisation des procédures de test. Quatrièmement, le système ESD global du four H401, dont la PFDavg était estimée insuffisante pour SIL 2 du fait des capteurs limitants, est désormais projeté à un niveau SIL 2 après mise en œuvre du PAC complet [**4,17**].

6. Discussion

6.1 Pertinence et Faisabilité du Plan d'Actions Correctives

Le plan d'actions correctives élaboré dans ce chapitre repose sur une priorisation rigoureuse des réserves selon leur niveau de criticité, garantissant que les actions les plus urgentes celles dont la non-correction expose l'installation à un risque majeur non maîtrisé bénéficient d'une allocation prioritaire des ressources humaines et financières. Cette priorisation est conforme à la logique de gestion des risques par les priorités préconisée par le guide OLF 070 et par la directive SEVESO III [**6,7**].

Sur le plan de la faisabilité technique, les actions R1 et R2 (redondance des capteurs et séparation DCS/SIS) sont parmi les modifications les plus structurantes, mais également les mieux documentées dans la littérature normative et les retours d'expérience industriels. La mise en œuvre d'une architecture 1oo2 pour les capteurs critiques d'un système ESD de four rebouilleur est une pratique courante dans l'industrie pétrolière et gazière, avec un catalogue fourni de solutions commerciales certifiées SIL disponibles auprès des grands fournisseurs d'instrumentation (Endress+Hauser, Emerson, ABB) [**6**].

L'action R5 (migration du DCS SOLVER) constitue le défi le plus complexe, non pas sur le plan technique, mais sur le plan organisationnel et financier. La migration d'un système de contrôle vieillissant sur une installation en production continue requiert une planification minutieuse, une gestion rigoureuse du management of change (MOC), et une formation approfondie du personnel opérateur et maintenance. L'expérience de projets similaires dans l'industrie gazière montre que ce type de migration nécessite en général 18 à 24 mois, avec une fenêtre d'arrêt total de l'installation de l'ordre de 2 à 4 semaines pour le basculement final [**18**].

6.2 Limites de la Réévaluation et Perspectives

La réévaluation des niveaux SIL présentée à la section 5 est de nature qualitative et repose sur des estimations basées sur les principes architecturaux de la norme IEC 61511[**4**]. Elle ne remplace pas l'évaluation quantitative complète (calcul de PFDavg) qui constitue la

démonstration de conformité SIL requise par la norme. Trois limites principales doivent être soulignées.

Premièrement, l'évaluation quantitative de la PFDavg nécessite des données de fiabilité (taux de défaillance λ, fraction dangereuse non détectée β) issues de bases de données reconnues telles qu'OREDA, EXIDA ou des données fabricant certifiées. La disponibilité et la qualité de ces données conditionnent directement la précision du résultat final [**18**].

Deuxièmement, la démonstration de la conformité SIL 2 doit intégrer l'analyse des défaillances de cause commune (CCF Common Cause Failures), qui représentent souvent le facteur limitant des architectures redondantes. Le facteur β (fraction des défaillances attribuables à un mode commun) doit être évalué spécifiquement pour les paires de capteurs 1oo2 envisagées, en tenant compte de leur proximité physique, de leurs conditions d'environnement et de leur mode d'entretien [**17,18**].

Troisièmement, la validation SIL 2 du système ESD global après mise en œuvre du PAC devra être réalisée par un organisme tierce-partie indépendant (TÜV, Bureau Veritas, INERIS), conformément aux exigences de la norme IEC 61511 et aux recommandations du guide OLF 070. Cette validation constitue la condition sine qua non pour que le niveau SIL 2 soit officiellement reconnu et documenté dans le dossier de sécurité de l'installation [**6**].

6.3 Impact sur le Niveau de Risque Résiduel de l'Installation

Au-delà de l'impact direct sur le niveau SIL du système ESD, la mise en œuvre complète du PAC est attendue avoir un effet positif mesurable sur le niveau de risque résiduel global de l'installation. L'ajout de deux nouveaux EIPS de détection (supervision des pilotes et détecteurs HC de chambre de radiation) renforce la couche de détection précoce, permettant d'intervenir sur les scénarios accidentels à un stade moins avancé de leur développement. La formalisation des procédures de test et la mise en conformité de l'indépendance DCS/SIS contribuent quant à elles à la robustesse organisationnelle et documentaire du système de sécurité, réduisant le risque d'erreurs humaines lors des interventions de maintenance.

Il est important de souligner que l'objectif du PAC n'est pas d'atteindre un risque nul notion qui n'a pas de sens dans un contexte industriel mais de ramener le niveau de risque résiduel à un niveau aussi bas que raisonnablement praticable (principe ALARP As Low As Reasonably Practicable), en garantissant que toutes les barrières de sécurité critiques sont dimensionnées, maintenues et documentées conformément aux meilleures pratiques industrielles et aux exigences réglementaires applicables [**7**].

Les scénarios accidentels identifiés au Chapitre 2 se déplacent vers des zones de risque plus faibles grâce à la réduction de la probabilité d'occurrence (meilleure PFDavg du SIS) et à l'amélioration de la détection précoce (réduction de la gravité potentielle par intervention plus rapide). La confirmation quantitative de ce déplacement fera l'objet de l'évaluation probabiliste complète recommandée en perspective.

7. Conclusion

Ce chapitre a présenté le plan d'actions correctives (PAC) des Éléments Importants pour la Sécurité du four rebouilleur H401 du module MPP0 de Hassi R'Mel, élaboré sur la base des réserves identifiées lors de l'évaluation par arbre de défaillances conduite au Chapitre 2. Sept réserves ont été formalisées et cotées selon leur niveau de criticité, donnant lieu à sept actions correctives associées à des responsables et des échéances précis.

Les deux réserves de niveau Critique (R1 et R2), portant sur l'insuffisance de l'architecture des capteurs SIS (1oo1 non redondant et non dédié), constituent le cœur du PAC et conditionnent l'atteinte du niveau SIL 2 pour le système ESD global. Leur correction, consistant à adopter une architecture 1oo2 avec dédicace totale entre couches DCS et SIS, est planifiée à 6 mois et représente la priorité absolue de la démarche. Les trois réserves de niveau Majeure (R3, R4, R5) concernent des lacunes de détection supervision des pilotes et détecteurs HC et l'obsolescence du DCS, pour lesquelles des solutions à court et moyen terme ont été définies. Les deux réserves Mineures (R6, R7) sont des actions organisationnelles immédiates (formalisation des procédures de test) qui peuvent être engagées sans délai.

La réévaluation qualitative des EIPS après actions correctives projette le système ESD du four H401 à un niveau SIL 2 global, avec l'ajout de deux nouveaux EIPS de détection (SIL 1) qui renforcent la couche de détection précoce actuellement lacunaire. Cette réévaluation qualitative devra être confirmée par une évaluation quantitative complète de la PFDavg, incluant l'analyse des défaillances de cause commune, et validée par un organisme tierce-partie indépendant.

Sur un plan plus général, ce travail illustre la valeur opérationnelle de la démarche EIPS appliquée de manière systématique et rigoureuse à une installation industrielle existante : elle permet non seulement d'identifier les faiblesses actuelles du système de sécurité, mais aussi de construire une feuille de route d'amélioration structurée, priorisée et documentée, qui s'inscrit naturellement dans la logique d'amélioration continue préconisée par la norme IEC 61511 et les référentiels réglementaires algériens. La consolidation de cette démarche au niveau du complexe MPP0, voire de l'ensemble du site de Hassi R'Mel, constitue la perspective naturelle de prolongement des travaux présentés dans ce mémoire.

CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GÉNÉRALE

Ce mémoire a abordé la problématique de la gestion des Éléments Importants pour la Sécurité (EIPS) dans les installations classées hydrocarbures à travers une démarche en trois temps, allant des fondements conceptuels et normatifs à l'application terrain et à la formalisation d'un plan d'actions correctives opérationnel.

- Etabli le référentiel conceptuel, réglementaire et méthodologique de la démarche EIPS, en articulant le corpus législatif algérien (loi n° 03-10, décrets exécutifs n° 06-198 et 21-331) [**1,2,3**]avec les normes internationales de référence (IEC 61511:2016, IEC 61508:2010, guide OLF 070, directive SEVESO III) [**1,6,7**]. Il a introduit les quatre typologies de classification des EIPS selon la fonction de sécurité, la nature physique, le danger maîtrisé et le niveau d'intégrité SIL et formalisé une méthodologie d'identification et de gestion en cinq phases (identification, classification, documentation, maintenance/tests, audit/revue).

- Procédé à l'application complète de cette méthodologie au four rebouilleur H401 du module MPP0 de Hassi R'Mel. La caractérisation des risques a révélé six catégories de dangers majeurs dominées par les risques thermiques et les risques d'incendie/explosion, intrinsèques à la nature du procédé. La décomposition structurelle et fonctionnelle en quatre sous-systèmes (SS1 alimentation, SS2 contrôle, SS3 alarme, SS4 SIS/ESD) a permis l'identification et la classification de sept EIPS principaux. L'analyse par arbre de défaillances, conduite sous le logiciel GRIF, a mis en évidence que les capteurs SIS, montés en architecture 1oo1 sans redondance et partiellement partagés avec le DCS, constituent le facteur limitant de la PFDavg globale du système ESD, compromettant l'atteinte du niveau SIL 2 cible.

- Formalisé ces insuffisances sous la forme de sept réserves cotées deux de niveau Critique, trois de niveau Majeure et deux de niveau Mineure et élaboré un plan d'actions correctives (PAC) structuré incluant, pour chaque réserve, une action prioritaire ou un EIPS alternatif, un responsable désigné et une échéance. La réévaluation des EIPS après mise en œuvre du PAC projette le système ESD du four H401 vers le niveau SIL 2 global, avec l'ajout de deux nouveaux EIPS de détection (supervision automatique des flammes pilotes et détecteurs HC fixes en chambre de radiation) qui comblent des lacunes de détection précoce identifiées lors de l'analyse.

2. Contributions de la recherche

Ce mémoire apporte plusieurs contributions à la fois scientifiques et opérationnelles.

Sur le plan scientifique et méthodologique, il propose une application exhaustive et documentée de la démarche EIPS à une installation de traitement de gaz naturel existante, démontrant la faisabilité et la pertinence de cette approche dans le contexte spécifique des installations algériennes de production d'hydrocarbures. La combinaison de la décomposition structurelle en sous-systèmes fonctionnels et de l'analyse par arbre de

défaillances constitue une méthodologie reproductible sur d'autres équipements critiques du secteur. La grille de cotation des réserves (Critique / Majeure / Mineure) proposée au Chapitre 3 constitue un outil opérationnel directement utilisable pour la priorisation des actions de maintenance dans une logique de management des risques par les priorités.

Sur le plan opérationnel et industriel, les résultats de ce mémoire fournissent à SONATRACH Division Production de Hassi R'Mel une feuille de route concrète pour l'amélioration du niveau d'intégrité de sécurité du four H401 : sept actions correctives planifiées sur 18 mois, des EIPS alternatifs définis pour chaque contrainte technique, et une réévaluation qualitative attestant de l'efficacité projetée du plan. L'identification des deux réserves Critiques défaut de redondance des capteurs SIS et violation de l'indépendance DCS/SIS représente en particulier un apport direct à la sécurité de l'installation, permettant de cibler les investissements en priorité sur les éléments dont la correction maximise la réduction du risque résiduel.

3. Limites et perspectives

Limites : La principale limite de ce travail réside dans la nature qualitative de l'évaluation SIL conduite par arbre de défaillances. La confirmation définitive du niveau SIL 2 pour le système ESD du four H401, après mise en œuvre du PAC, requiert une évaluation probabiliste quantitative complète calcul de PFDavg à partir des données de fiabilité des composants (bases OREDA, EXIDA ou données fabricant) et analyse des défaillances de cause commune (facteur β) suivie d'une validation par un organisme tierce-partie indépendant (TÜV, Bureau Veritas ou INERIS), conformément aux exigences de la norme IEC 61511:2016. Ce travail de quantification constitue le prolongement naturel et immédiat du présent mémoire.

Perspectives à court terme : (1) Évaluation probabiliste quantitative de la PFDavg du système ESD H401 après mise en œuvre des actions R1 et R2, incluant l'analyse des CCF (Common Cause Failures) ; (2) Extension de la démarche EIPS aux autres équipements critiques du module MPP0 (séparateur, colonnes de distillation, compresseurs) dans le cadre d'un programme de management de l'intégrité de l'installation ; (3) Intégration du registre EIPS dans le système de gestion de maintenance assistée par ordinateur (GMAO) du site pour assurer la traçabilité et la mise à jour continue.

Perspectives à long terme : (1) Développement d'un référentiel EIPS standardisé pour l'ensemble des unités de traitement du complexe de Hassi R'Mel, s'appuyant sur la méthodologie développée dans ce mémoire ; (2) Étude de l'impact de la migration du DCS SOLVER vers une solution moderne sur la fiabilité globale du système de contrôle-commande et ses interfaces avec le SIS ; (3) Intégration d'une approche de cybersécurité industrielle (IEC 62443) dans le management des EIPS logiciels, compte tenu de la digitalisation croissante des systèmes de contrôle des installations pétrolières et gazières.

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

[1] République Algérienne Démocratique et Populaire. Loi n° 03-10 du 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable. Journal Officiel de la République Algérienne, n° 43, 2003.

[2] République Algérienne Démocratique et Populaire. Décret exécutif n° 06-198 du 31 mai 2006 relatif aux établissements classés pour la protection de l'environnement. Journal Officiel de la République Algérienne, n° 37, 2006.

[3] République Algérienne Démocratique et Populaire. Décret exécutif n° 21-331 du 25 août 2021 relatif à la mise en conformité des installations hydrocarbures érigées avant le 19 juillet 2005. Journal Officiel de la République Algérienne, n° 65, 2021.

[4] International Electrotechnical Commission. IEC 61511:2016 Functional safety: Safety instrumented systems for the process industry sector. Parts 1–3. Geneva: IEC; 2016.

[5] International Electrotechnical Commission. IEC 61508:2010 Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems. Parts 1–7. Geneva: IEC; 2010.

[6] International Organization for Standardization. ISO 13702:2015 Petroleum and natural gas industries: Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations. Geneva: ISO; 2015.

[7] European Parliament and Council. Directive 2012/18/EU on the control of major-accident hazards involving dangerous substances (SEVESO III). Official Journal of the European Union, L 197, pp. 1–37, July 2012.

[8] SATODEV / TotalEnergies. GRIF Graphiques Interactifs pour la Fiabilité : Manuel utilisateur. Version 2020. Paris: SATODEV; 2020.

[9] École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs (ENSPM). Fours et échangeurs dans les installations pétrolières et gazières. Cours de formation technique. Rueil-Malmaison: ENSPM; 2005.

[10] Langeron, Y., Barros, A., Grall, A. Operational Safety of Safety Instrumented Systems: PFDavg computation issues. Reliability Engineering & System Safety, vol. 163, pp. 99–108, 2017. DOI: 10.1016/j.ress.2017.02.012.

[11] Lannoy, A., Procaccia, H. Utilisation du retour d'expérience en fiabilité industrielle. Paris: Éditions Tec & Doc / Lavoisier; 1996. 352 p.

[12] INERIS. Guide méthodologique pour la réalisation des études de dangers dans les installations de traitement des hydrocarbures. Verneuil-en-Halatte: INERIS; 2014. Réf. DRA-14-141175-01898A.

[13] OREDA Participants. OREDA Offshore and Onshore Reliability Data Handbook. 6th edition. Trondheim: SINTEF Technology and Society; 2015.

[14] Villemeur, A. Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels : fiabilité, facteurs humains, informatisation. Paris: Éditions Eyrolles; 1988. 795 p.

[15] ISA (International Society of Automation). ANSI/ISA-18.2:2016 Management of Alarm Systems for the Process Industries. Research Triangle Park: ISA; 2016.

[16] Rausand, M. Reliability of Safety-Critical Systems: Theory and Applications. Hoboken, NJ: Wiley; 2014. 466 p.

[17] Lundteigen, M.A., Rausand, M. Spurious activation of safety instrumented systems in the oil and gas industry: Basic concepts and formulas. Reliability Engineering & System Safety, vol. 93, n° 8, pp. 1208–1217, 2008. DOI: 10.1016/j.ress.2007.07.004.

[18] Lundteigen, M.A., Rausand, M. Spurious activation of safety instrumented systems in the oil and gas industry: Basic concepts and formulas. Reliability Engineering & System Safety, vol. 93, n° 8, pp. 1208–1217, 2008. DOI: 10.1016/j.ress.2007.07.004.