

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

**MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES**

**COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN GÉNIE INDUSTRIEL
(CONCENTRATION EN PRODUCTIQUE)**

**PAR
ALEXANDRA LABBÉ**

**IMPLANTATION D'UN SYSTÈME DE SURVEILLANCE EN
LIGNE DES ÉQUIPEMENTS D'INSTRUMENTATION DANS
UNE CENTRALE NUCLÉAIRE DE TYPE CANDU**

SEPTEMBRE 2011

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

RÉSUMÉ

Plusieurs équipements d'instrumentation (transmetteurs de pression, de débit et de niveau) sont utilisés dans une centrale nucléaire. Afin de s'assurer de la justesse de leur lecture, il est essentiel d'étalonner périodiquement ces équipements. Ces entretiens systématiques représentent une charge de travail très importante, engendrent des expositions radiologiques pour le personnel et représentent un risque d'erreur à l'exécution. En se basant sur l'expérience acquise au fil des années par plusieurs centrales nucléaires, il a été démontré que la majorité des entretiens d'étalonnage effectués sur ces équipements s'avèrent non requis puisque ces derniers conservent habituellement leur étalonnage. Toutefois, tout transmetteur peut éventuellement dériver et il est préférable de détecter rapidement cette défaillance. Devant ces faits, l'industrie nucléaire a développé de nouvelles technologies permettant la surveillance en ligne des équipements d'instrumentation. Cette surveillance est basée sur des techniques non intrusives qui évaluent la performance des équipements, permettant entre autres de détecter la dérive d'un transmetteur. En utilisant ces technologies, il est ainsi possible de concentrer les efforts de maintenance sur les équipements pour lesquels des entretiens sont jugés nécessaires. Malgré qu'un certain nombre de systèmes de surveillance en ligne (SSL) soient déjà implantés dans quelques centrales de type « Pressurized Water Reactor (PWR) » et « Boiling Water Reactor (BWR) », l'utilisation de cette technologie demeure peu répandue dans l'industrie nucléaire. Il s'avère également qu'aucune implantation permanente n'a été réalisée dans une centrale de type « Canada

Deuterium Uranium (CANDU) ». L'objectif du présent projet est de valider l'implantation d'un SSL dans une centrale nucléaire de type CANDU 6 afin d'augmenter la période d'étalonnage des équipements d'instrumentation. Un projet d'application a d'abord été réalisé afin d'évaluer la performance d'un SSL. Dans le cadre de ce projet, l'algorithme mathématique « Instrumentation and Calibration Monitoring Program (ICMP) » développé par « Electric Power Research Institute (EPRI) » a été adapté et testé avec des données réelles provenant d'une centrale CANDU 6. Les résultats ont démontré que lorsqu'un transmetteur présentait une dérive, le SSL a été en mesure de la détecter dans la grande majorité des cas étudiés. Ce projet d'application a également mis en évidence que la majorité des dérives présentes sont causées par des erreurs humaines survenues lors de l'étalonnage physique des équipements de la boucle d'instrumentation. Devant cette observation, il s'avère que le suivi en ligne pourrait très bien être utilisé pour s'assurer que l'étalonnage physique d'un transmetteur ou de tout autre composant de la boucle d'instrumentation n'a pas dégradé la performance de la boucle. Une étude de faisabilité a également été effectuée et a permis de démontrer que sous certaines conditions, l'implantation d'un SSL pouvait être bénéfique pour une centrale CANDU 6. Ce travail de recherche a été réalisé à la centrale nucléaire de Gentilly-2, qui est une centrale de type CANDU 6 située au Québec. La société d'État Hydro-Québec en est le propriétaire et en assure également l'exploitation.

REMERCIEMENTS

Je souhaite remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet de recherche. Je tiens d'abord à remercier spécialement M. Georges Abdul-Nour, directeur de ce projet de maîtrise et professeur à l'Université du Québec à Trois-Rivières, ainsi que M. Raynald Vaillancourt, co-directeur du projet et ingénieur à la centrale nucléaire de Gentilly-2, pour leurs précieux conseils et leur confiance. Je tiens aussi à remercier M. Michel Croteau, ingénieur à la centrale nucléaire de Gentilly-2 et initiateur de ce projet. Je remercie également la direction de la centrale nucléaire de Gentilly-2, pour m'avoir fourni le temps et les ressources nécessaires pour mener ce projet à terme. Je souligne particulièrement l'appui et le support continu des membres de ma famille. Finalement, je tiens à remercier ces personnes, pour l'apport indispensable qu'ils ont fourni à cette étude :

Centrale nucléaire de Gentilly-2

Mario Blanchette

Serge Chapados

Serge Desaulniers

Alain Francoeur

Claude Grandmont

Adel Houasnia

Kevin Jacob

Dragan Komljenovic

Denis Labbé

Bernard Leblanc

Sophie Leduc

Pierre Melançon

Bernard Morissette

Jean-François Paré

Mélanie Pouliot

Centrale nucléaire de Gentilly-2 (suite)

Pierre Prévost

Christian St-Laurent

Philippe Therrien

France Vallée

Jerzy Wozny

Electric Power Research Institute (EPRI)

Richard Rusaw

Centrale nucléaire Bruce B, Ontario

Jordan Marshall

Richard Scrannage

Ontario Power Generation

Mike Benjamin

Analysis and Measurement Services Corporation (AMS)

Hash Hashemian

Darrel Mitchell

Greg Morton

Brent Shumaker

Université du Tennessee

J. Wesley Hines

AVERTISSEMENT

Hydro-Québec se dégage de toute responsabilité quant à l'utilisation ou l'interprétation qui pourrait être faite des informations contenues dans ce rapport par une tierce partie. En aucun cas, Hydro-Québec ne saurait être tenu responsable de tout dommage ou préjudice quelconque lié à une utilisation ou une interprétation fautive de tout ce rapport ou d'une partie de ce rapport.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ.....	i
REMERCIEMENTS	iii
AVERTISSEMENT	v
TABLE DES MATIÈRES	vi
LISTE DES TABLEAUX.....	x
LISTE DES FIGURES	xii
LISTE DES ABRÉVIATIONS.....	xv
Chapitre 1 : INTRODUCTION.....	1
1.1 Mise en contexte	1
1.2 Définition de la problématique	1
1.3 But et objectifs	3
1.4 Limites de l'étude.....	3
Chapitre 2 : FONDEMENTS THÉORIQUES DE LA SURVEILLANCE EN LIGNE ..	4
2.1 Terminologie.....	4
2.2 Performance d'un transmetteur.....	4
2.3 Étalonnage physique	6
2.4 Définition de la surveillance en ligne.....	7
2.5 Composants d'un système de surveillance en ligne.....	8
2.6 Acquisition et analyse des données.....	9
2.7 Algorithmes pour transmetteurs redondants et non redondants	9
Chapitre 3 : REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	12
3.1 Laboratoire National d'Argonne.....	12
3.2 Electric Power Research Institute (EPRI)	13
3.3 Université du Tennessee.....	15
3.4 Électricité de France (EDF).....	15
3.5 Halden Reactor Project (HRP).....	16
3.6 Analysis and Measurement Services Corporation (AMS)	17
3.7 Boiling and Water Owners' Group (B&W Owners' Group)	18

3.8	CANDU Owners Group (COG)	18
3.9	Commission Électrotechnique Internationale (CEI)	19
3.10	Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)	19
Chapitre 4 : ASPECTS TECHNIQUES FONDAMENTAUX.....		21
4.1	Différents types de dérive des transmetteurs	21
4.2	Applications inappropriées pour la surveillance en ligne	26
4.3	Problèmes techniques.....	27
4.3.1	Surveillance d'un point unique	27
4.3.2	Dérive de mode commun.....	30
4.4	Tolérance admissible utilisée par un SSL	31
4.5	Fiabilité des transmetteurs	31
4.6	Exigences réglementaires et normatives	35
4.6.1	Exigences réglementaires	35
4.6.2	Exigences normatives.....	36
Chapitre 5 : MÉTHODOLOGIE ET DÉMARCHE.....		37
5.1	Réalisation d'un projet d'application	37
5.2	Réalisation d'une étude de faisabilité	37
5.2.1	Établissement du portrait actuel	38
5.2.2	Évaluation des coûts.....	42
5.2.3	Évaluation des bénéfices directs	43
5.2.4	Réalisation d'une étude de rentabilité	44
5.2.5	Évaluation des bénéfices indirects	44
5.2.6	Analyse des résultats	44
Chapitre 6 : PROJET D'APPLICATION.....		45
6.1	Choix d'un algorithme mathématique.....	45
6.2	Fondements de l'ICMP	45
6.2.1	Principe général.....	45
6.2.2	Estimé du paramètre.....	46
6.2.3	Facteur de cohérence	47
6.2.4	Critère d'acceptation	48
6.2.5	Relation entre le facteur de cohérence et le critère d'acceptation.....	49
6.2.6	Incertitude de la surveillance en ligne.....	49

6.2.7	Détermination du critère d'acceptation	55
6.2.8	Détermination du facteur de cohérence	61
6.3	Études de cas.....	63
6.3.1	Étude de cas #1.....	66
6.3.2	Étude de cas #2.....	75
6.3.3	Étude de cas #3.....	90
6.3.4	Étude de cas #4.....	103
6.4	Analyse des résultats	110
Chapitre 7 : ÉTUDE DE FAISABILITÉ.....		115
7.1	Établissement du portrait actuel.....	115
7.2	Évaluation des coûts.....	117
7.3	Évaluation des bénéfices directs	121
7.4	Réalisation d'une étude de rentabilité	123
7.5	Évaluation des bénéfices indirects	127
7.5.1	Amélioration de la performance des transmetteurs.....	127
7.5.2	Amélioration de la planification de la maintenance.....	128
7.5.3	Résolution plus efficace des problèmes.....	129
7.5.4	Diminution de l'exposition radiologique du personnel de maintenance ..	129
7.5.5	Affectation plus efficace des ressources.....	130
7.6	Analyse des résultats.....	130
CONCLUSION		131
RECOMMANDATIONS		134
RÉFÉRENCES.....		136
ANNEXE A : GLOSSAIRE.....		146
ANNEXE B : PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN TRANSMETTEUR DE PRESSION.....		149
ANNEXE C : RÉSULTATS DÉTAILLÉS – ÉTABLISSEMENT DU PORTRAIT ACTUEL.....		151
ANNEXE D : RÉSULTATS – PROGRAMME D'ÉTALONNAGE ACTUEL		181
ANNEXE E : ÉVALUATION DU POURCENTAGE D'ENTRETIENS D'ÉTALONNAGE NON REQUIS.....		186

ANNEXE F :	ÉVALUATION DU COÛT MOYEN D'UN ENTRETIEN	
	D'ÉTALONNAGE.....	195
ANNEXE G :	AUGMENTATION DE LA PÉRIODICITÉ DES ENTRETIENS	
	D'ÉTALONNAGE.....	205

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Algorithmes d'analyse des données	10
Tableau 2	Comparaison des données de fiabilité	31
Tableau 3	Coûts à considérer	42
Tableau 4	Composants contribuant à l'incertitude des différents circuits.....	51
Tableau 5	Exemple des incertitudes à considérer.....	59
Tableau 6	Valeurs possibles de l'incertitude de l'ICMP (exemple).....	62
Tableau 7	Valeurs possibles du critère d'acceptation (exemple)	63
Tableau 8	Présentation des études de cas.....	64
Tableau 9	Étude de cas #1 : Résultats des étalonnages physiques	66
Tableau 10	Étude de cas #1 : Déviations observées.....	69
Tableau 11	Étude de cas #2 : Résultats des étalonnages physiques	76
Tableau 12	Étude de cas #2 : Déviations observées	78
Tableau 13	Étude de cas #3 : Résultats des étalonnages physiques	91
Tableau 14	Étude de cas #3 : Déviations observées.....	93
Tableau 15	Étude de cas #4 : Résultats des étalonnages physiques	103
Tableau 16	Étude de cas #4 : Déviations observées.....	105
Tableau 17	Comparaison de l'écart-type moyen (2010-01-14)	112
Tableau 18	Comparaison du coefficient de corrélation (2010-01-14).....	113
Tableau 19	Systèmes sur lesquels se retrouvent les transmetteurs.....	117
Tableau 20	Évaluation des coûts – Scénario #1 : analyse réalisée à l'externe.....	118
Tableau 21	Évaluation des coûts – Scénario #2 : analyse réalisée à l'interne	120
Tableau 22	Programme d'étalonnage actuel	121
Tableau 23	Programme d'étalonnage révisé	122
Tableau 24	Évaluation des coûts et bénéfices directs.....	124
Tableau C.1	Transmetteurs qui pourraient être suivis par un SSL.....	152
Tableau C.2	Transmetteurs exclus du projet et de l'étude de faisabilité	159

Tableau D.1 Programme d'étalonnage actuel	181
Tableau E.1 Lettre associée au lot.....	188
Tableau E.2 Taille de l'échantillon pour une inspection normale.....	189
Tableau E.3 Échantillon de transmetteurs	190
Tableau E.4 Comparaison entre les sorties théorique et avant ajustement (exemple) .	191
Tableau E.5 Résultats des entretiens d'étalonnage	193
Tableau F.1 Coût moyen d'un entretien d'étalonnage	195
Tableau F.2 Évaluation de la dose reçue lors d'un entretien d'étalonnage	198
Tableau F.3 Évaluation des coûts reliés aux doses	202
Tableau F.4 Évaluation du coût d'un entretien d'étalonnage	203
Tableau G.1 Augmentation de la périodicité des entretiens d'étalonnage	207

LISTE DES FIGURES

Figure 1.	Transmetteur, boucle et signal	4
Figure 2.	Courbe idéale d'un transmetteur	5
Figure 3.	Bande d'un transmetteur.....	6
Figure 4.	Principe de fonctionnement	8
Figure 5.	Frontières d'un système de surveillance en ligne.....	9
Figure 6.	Dérive du zéro	22
Figure 7.	Dérive de la plage.....	23
Figure 8.	Dérive du zéro et de la plage.....	24
Figure 9.	Dérive non-linéaire.....	25
Figure 10.	Répartition des types de dérive	25
Figure 11.	Surveillance d'un point unique – pénalité à appliquer	29
Figure 12.	Processus pour établir le portrait actuel.....	41
Figure 13.	Suivi en ligne - Configuration typique	50
Figure 14.	Limites et marges applicables aux paramètres de déclenchement des SSS (exemple de déclenchement sur valeur élevée)	58
Figure 15.	Résultats d'étalonnage – 68241PT2D	67
Figure 16.	Résultats d'étalonnage – 68241PT2E.....	68
Figure 17.	Résultats d'étalonnage – 68241PT2F	68
Figure 18.	Étude de cas #1 – Signaux des transmetteurs (2010-01-01 au 2011-06-01).....	70
Figure 19.	Étude de cas #1 – Alarmes (2010-01-01 au 2011-06-01).....	71
Figure 20.	Étude de cas #1 – Signaux des transmetteurs (2007-07-01 au 2010-01-01).....	72
Figure 21.	Alarme pour 68241PT2E (2007-07-01 au 2010-01-01)	72
Figure 22.	Étude de cas #1 – Signaux des transmetteurs (2010-11-29)	73
Figure 23.	Alarme pour 68241PT2E (2010-11-29).....	73
Figure 24.	Étude de cas #1 – Signaux des transmetteurs (2011-11-20)	75
Figure 25.	Alarme pour 68241PT2E (2010-11-20).....	75

Figure 26.	Résultats d'étalonnage – 68333PT1G	76
Figure 27.	Résultats d'étalonnage – 68333PT1H	77
Figure 28.	Résultats d'étalonnage – 68333PT1J	77
Figure 29.	Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-01-01 au 2011-06-01).....	79
Figure 30.	Étude de cas #2 – Alarmes (2010-01-01 au 2011-06-01).....	80
Figure 31.	Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-01-14).....	81
Figure 32.	Alarme pour 68333PT1G (2010-01-14)	81
Figure 33.	Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2009-07-16 au 2009-07-17).....	82
Figure 34.	Alarme pour 68333PT1G (2009-07-16 au 2009-07-17).....	82
Figure 35.	Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-10-06).....	83
Figure 36.	Alarme pour 68333PT1H (2010-10-06)	83
Figure 37.	Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-08-01).....	84
Figure 38.	Alarme pour 68333PT1H (2010-08-01)	85
Figure 39.	Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2011-04-25).....	86
Figure 40.	Alarme pour 68333PT1J (2011-04-25)	86
Figure 41.	Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-11-20).....	87
Figure 42.	Alarme pour 68333PT1J (2010-11-20)	87
Figure 43.	Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2011-05-23).....	88
Figure 44.	Alarme pour 68333PT1J (2011-05-23)	88
Figure 45.	Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2011-06-13).....	89
Figure 46.	Alarme pour 68333PT1J (2011-06-13)	90
Figure 47.	Résultats d'étalonnage – 68337LT1G	91
Figure 48.	Résultats d'étalonnage – 68337LT1H	92
Figure 49.	Résultats d'étalonnage – 68337LT1J	92
Figure 50.	Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2010-01-01 au 2011-06-01).....	94
Figure 51.	Étude de cas #3 – Alarmes (2010-01-01 au 2011-06-01).....	95
Figure 52.	Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2006-07-01 au 2010-02-01).....	96
Figure 53.	Alarme pour 68337LT1G (2006-07-01 au 2010-02-01)	97

Figure 54.	Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2010-10-07)	98
Figure 55.	Alarme pour 68337LT1H (2010-10-07)	98
Figure 56.	Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2010-04-09 au 2010-04-13)	99
Figure 57.	Alarme pour 68337LT1H (2010-04-09 au 2010-04-13)	99
Figure 58.	Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2011-04-24)	100
Figure 59.	Alarme pour 68337LT1J (2011-04-24)	101
Figure 60.	Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2010-11-17 au 2010-12-02)	102
Figure 61.	Alarme pour 68337LT1J (2010-11-17 au 2010-12-02)	102
Figure 62.	Résultats d'étalonnage – 68334PT4G	103
Figure 63.	Résultats d'étalonnage – 68334PT4H	104
Figure 64.	Résultats d'étalonnage – 68334PT4J	104
Figure 65.	Étude de cas #4 – Signaux des transmetteurs (2010-01-01 au 2011-06-01)	106
Figure 66.	Étude de cas #4 – Alarmes (2010-01-01 au 2011-06-01)	107
Figure 67.	Étude de cas #4 – Signaux des transmetteurs (2010-01-14)	108
Figure 68.	Étude de cas #4 – Alarmes (2010-01-14)	108
Figure 69.	Étude de cas #4 – Incohérence des signaux (2010-01-14)	109
Figure 70.	Étude de cas #4 – Signaux des transmetteurs (2010-01-14 : 1 heure)	110
Figure 71.	Résultats obtenus du processus établissant le portrait actuel	116
Figure 72.	Graphique – Valeur actuelle nette	126
Figure 73.	Causes des défaillances des boucles d'instrumentation	128
Figure A.1	Hystérésis	147
Figure A.2	Linéarité	147
Figure B.1	Transmetteur de pression de type capacitif	149
Figure B.2	Schéma détaillé d'un transmetteur de pression de type capacitif	150
Figure B.3	Schéma électrique d'une boucle d'instrumentation	150
Figure E.1	Exemple de données d'étalonnage	191
Figure F.1	Causes des défaillances des boucles d'instrumentation	203

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AANN :	Auto-Associative Neural Networks
AIEA :	Agence Internationale de l'Énergie Atomique
ALARA :	As Low As Reasonably Achievable
AMS :	Analysis and Measurement Services Corporation
ANSI :	American National Standard Institute
BL :	Barre Liquide
B&W Owners' Group :	Boiling and Water Owners' Group
BWR :	Boiling Water Reactor
CANDU :	Canada Deuterium Uranium
CCSN :	Commission Canadienne de Sûreté Nucléaire
CEI :	Commission Électrotechnique Internationale
cm :	Centimètre
COG :	CANDU Owners Group
CTQT :	Condition Telle Que Trouvée
CTQL :	Condition Telle Que Laissée
E/A :	Entrée Analogique
EDF :	Électricité de France
EES :	Enveloppe d'Exploitation Sûre
EPRI :	Electric Power Research Institute
GV :	Générateur de vapeur
HRP :	Halden Reactor Project
ICMP :	Instrumentation and Calibration Monitoring Program
INTEC :	INTEgrated Electrical and Control
ISA :	Instrument Society of America
ISO :	Organisation internationale de normalisation
ISOE :	Information System on Occupational Exposure
m :	Mètre
mA :	Milliampère

MPa :	Mega Pascal
MSET :	Multivariate State Estimation Technique
NATC :	North American Technical Center
N/A :	Non Applicable
NII :	British Nuclear Installation Inspectorate
NLPLS :	Non-Linear Partial Least Squares
NRC :	Nuclear Regulatory Commission (Commission Réglementaire Nucléaire)
ORDX :	Ordinateur X
ORDY :	Ordinateur Y
Pa :	Pascal
PEANO :	Process Evaluation and Analysis by Neural Operators
PWR :	Pressurized Water Reactor
RUC :	Refroidissement d’Urgence du Coeur
SAU#1 :	Système d’Arrêt d’Urgence #1
SAU#2 :	Système d’Arrêt d’Urgence #2
SADC :	Système d’Affichage des Données de Centrale
SIS :	Système Important pour la Sûreté
STDE :	Système de gestion et de Transmission de Données d’Exploitation
SSO1 :	Système de Suivi par Ordinateur du système d’arrêt d’urgence#1
SSO2 :	Système de Suivi par Ordinateur du système d’arrêt d’urgence#2
SSL :	Système de Surveillance en Ligne
SSS :	Système Spécial de Sûreté
URL :	Upper Range Limit
USI :	Universal System Identification
V :	Volt
VAN :	Valeur Actuelle Nette
λ_{inf} :	Limite inférieure du taux de défaillance
λ_{sup} :	Limite supérieure du taux de défaillance

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION

1.1 Mise en contexte

Plusieurs équipements d'instrumentation sont utilisés dans une centrale nucléaire. Les transmetteurs de pression, de débit et de niveau en sont des exemples. Ces équipements jouent un rôle très important pour la surveillance de certains paramètres cruciaux et pour les opérations liées directement au contrôle des procédés. Afin de s'assurer de la justesse de leur lecture, il est essentiel d'étalonner périodiquement ces équipements. Dans l'industrie nucléaire, il est recommandé d'étalonner ces équipements à une période pouvant varier entre 18 mois et six ans, tout dépendant de la criticité de l'équipement [1].

1.2 Définition de la problématique

Les entretiens systématiques d'étalonnage qui sont réalisés sur les équipements d'instrumentation représentent une charge de travail très importante et engendrent des expositions radiologiques pour le personnel. Une main-d'œuvre substantielle est nécessaire pour l'isolation des équipements, leur étalonnage et leur remise en service. De plus, l'indisponibilité des équipements occasionnée par ces entretiens engendre des contraintes au niveau de la sûreté et de la production.

Selon la fonction des équipements, il n'est pas toujours possible de les entretenir lorsque la centrale est en fonction. Dans ces cas, il est nécessaire d'intervenir lors d'un arrêt de production, planifié ou non, ce qui entraîne des contraintes considérables étant donné la charge de travail déjà importante durant ces périodes.

En outre, chacune de ces interventions représente un risque potentiel. Les opérations d'étalonnage reposent sur des techniques intrusives qui peuvent contribuer à la dégradation de la performance des équipements. Il est également possible que des erreurs humaines surviennent durant l'étalonnage.

Finalement, comme il n'y a pas de suivi continu qui est réalisé sur ces équipements, il est difficile, dans certains cas, de connaître leur condition exacte entre deux entretiens. Par exemple, il n'est pas possible de déceler une dérive lente de la lecture d'un transmetteur.

En se basant sur l'expérience acquise au fil des années par plusieurs centrales nucléaires, il a été démontré que la majorité des entretiens d'étalonnage effectués sur ces équipements s'avèrent non requis parce que ces derniers conservent habituellement leur étalonnage [2]. Ce fait, combiné avec le désir de réduire les coûts de maintenance, a motivé l'industrie nucléaire à développer de nouvelles technologies permettant la surveillance en ligne des équipements d'instrumentation. Cette surveillance est basée sur des techniques non intrusives qui évaluent la performance des équipements, permettant entre autres de détecter la dérive d'un transmetteur. En utilisant ces technologies, il est ainsi possible de concentrer les efforts de maintenance sur les équipements pour lesquels des entretiens sont jugés nécessaires.

L'objectif principal de l'implantation d'un système de surveillance en ligne (SSL) est d'augmenter la période des entretiens systématiques d'étalonnage. Même si la surveillance en ligne permet de réaliser la maintenance sur une base conditionnelle, elle n'élimine pas complètement les entretiens périodiques, ces derniers demeurant nécessaires pour assurer la fiabilité des équipements. En outre, l'étalonnage des transmetteurs reliés à la sûreté est essentiel afin de s'assurer que l'exploitation de la centrale demeure en tout temps sécuritaire.

En plus des bénéfices directs découlant de la réduction du nombre d'entretiens, plusieurs bénéfices indirects sont escomptés tels que l'amélioration de la performance des transmetteurs, la diminution de l'exposition radiologique du personnel, l'amélioration de la planification de la maintenance et la résolution plus efficaces des problèmes.

Pour les centrales nucléaires, l'utilisation de ce type de système dans le but d'augmenter la période d'étalonnage est déjà approuvée en France (1996), aux États-Unis (2000) et

au Royaume-Uni (2005) [3]. Malgré que certains SSL soient déjà implantés dans quelques centrales de type « Pressurized Water Reactor (PWR) » et « Boiling Water Reactor (BWR) », l'utilisation de cette technologie demeure peu répandue dans l'industrie nucléaire. De plus, il s'avère qu'aucune implantation permanente n'a été réalisée dans une centrale de type « Canada Deuterium Uranium (CANDU) ».

1.3 But et objectifs

La présente étude a pour but de valider l'implantation d'un SSL dans une centrale nucléaire de type CANDU 6. De façon plus spécifique, les objectifs visés par la recherche sont les suivants :

- Réaliser un projet d'application afin d'évaluer la performance d'un SSL avec des données réelles provenant d'une centrale ;
- Réaliser une étude de faisabilité afin d'évaluer et de quantifier les bénéfices directs et indirects que permettrait une telle implantation.

Pour répondre à ces objectifs, les données de la centrale nucléaire de Gentilly-2, qui est une centrale de type CANDU 6 située au Québec, seront utilisées. La conception de ce type de centrale date des années 70.

1.4 Limites de l'étude

Cette étude se limite à valider l'implantation d'un SSL dans une centrale CANDU 6 afin d'augmenter la période d'étalonnage des équipements d'instrumentation. Les équipements visés sont les transmetteurs de pression, de débit et de niveau. Comme le principe de fonctionnement de ces transmetteurs repose sur la mesure d'une pression ou d'une différence de pression, ils sont appelés communément transmetteurs de pression ou simplement transmetteurs dans cette étude.

CHAPITRE 2 : FONDEMENTS THÉORIQUES DE LA SURVEILLANCE EN LIGNE

2.1 Terminologie

Pour les besoins de la présente étude, certains termes techniques sont définis à l'annexe A. Il est toutefois important de clarifier certains d'entre eux.

Les termes « transmetteur », « boucle » et « signal » sont souvent confondus et il importe de les distinguer. Le transmetteur est le composant qui mesure la valeur du procédé. Le principe de fonctionnement des transmetteurs est expliqué à l'annexe B. Le transmetteur et les différents équipements utilisés pour conditionner le signal forme la boucle d'instrumentation. La sortie électrique de cette boucle se nomme le signal [4]. La Figure 1 explique cette distinction à l'aide d'un exemple simplifié.

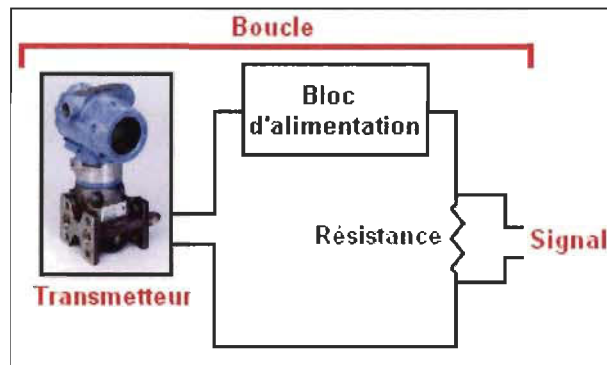


Figure 1. Transmetteur, boucle et signal

2.2 Performance d'un transmetteur

L'exactitude du signal de sortie est une quantité, souvent exprimée par une unité scientifique ou par un pourcentage de la plage d'étalonnage du transmetteur, qui définit le degré de conformité avec lequel un équipement fournit un résultat escompté sous des conditions d'opération données [5]. Cette valeur est fonction de plusieurs

erreurs attribuables aux caractéristiques inhérentes de l'équipement, à l'environnement dans lequel il opère et à la façon avec laquelle il a été installé et étalonné.

Idéalement, il y aurait une parfaite corrélation entre l'entrée et la sortie tel que le présente la Figure 2.

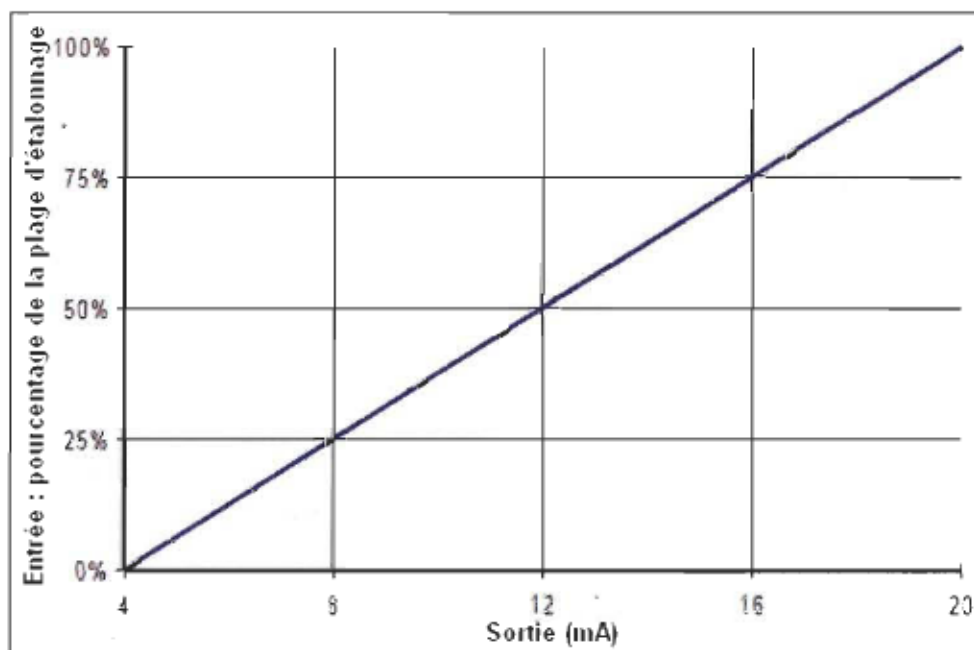


Figure 2. Courbe idéale d'un transmetteur

Toutefois, il y a toujours une erreur ou une certaine incertitude sur la valeur mesurée. L'exactitude d'un transmetteur consiste en réalité en trois caractéristiques : répétabilité, hystérésis et linéarité. Ces caractéristiques surviennent simultanément et leurs effets cumulatifs se traduisent par une bande entourant la valeur réelle de sortie (voir Figure 3). La valeur de cette bande est normalement spécifiée par le manufacturier du transmetteur en tant qu'exactitude du transmetteur.

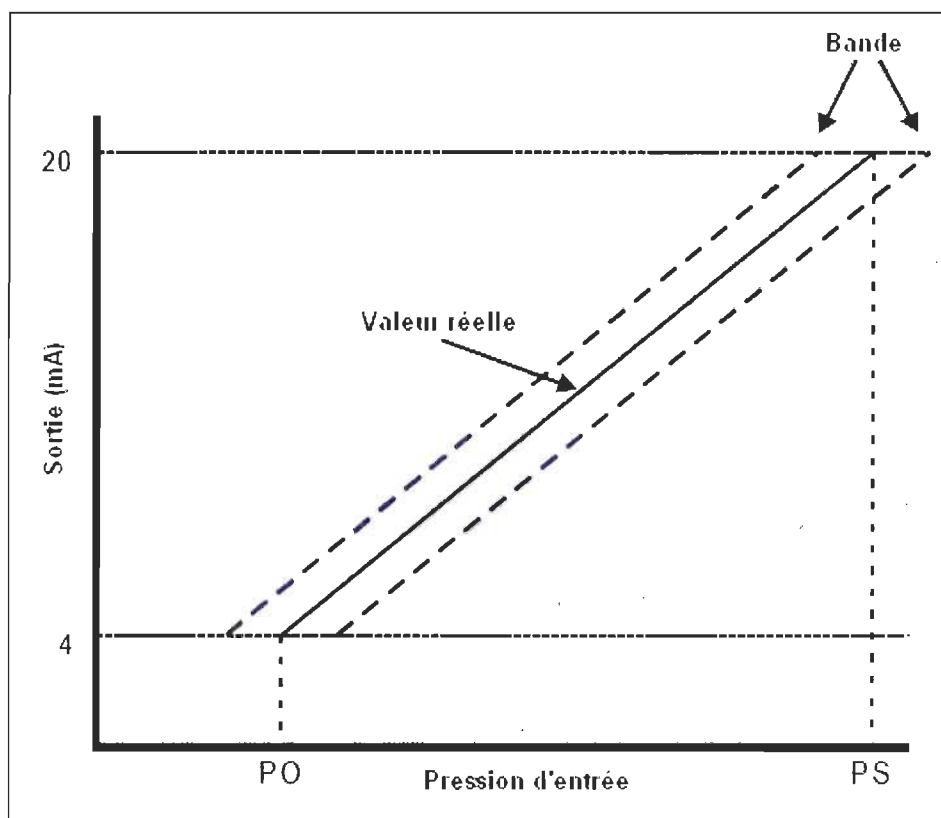


Figure 3. Bande d'un transmetteur

PO : Point inférieur (zéro) de la plage d'étalonnage

PS : Point supérieur de la plage d'étalonnage

2.3 Étalonnage physique

Lors de l'étalonnage physique d'un transmetteur, la tolérance admissible peut être considérée comme une bande d'incertitude autour d'un point mesuré [3]. Ainsi, pour que le transmetteur puisse être considéré comme étant étalonné, les valeurs qu'il fournit doivent être à l'intérieur de cette bande d'incertitude.

Avant de procéder à l'étalonnage d'un transmetteur, il faut d'abord mesurer sa condition telle que trouvée (CTQT). Différents points de mesure sont alors enregistrés. Si sa CTQT est à l'intérieur de la tolérance admissible, il n'est alors pas nécessaire de l'étalonner. Toutefois, si sa CTQT est à l'extérieur, il faut dans ce cas étalonner

l'équipement et s'assurer que sa condition telle que laissée (CTQL) est à l'intérieur de la tolérance admissible.

À la centrale nucléaire de Gentilly-2, on utilise l'exactitude du transmetteur en tant que tolérance admissible. Cette valeur est fournie habituellement par le manufacturier. Par exemple, pour un transmetteur de la série 1152 de Rosemount, l'exactitude est de $\pm 0,25\%$ de la plage d'étalonnage [6]. D'autres centrales nucléaires considèrent dans le calcul de la tolérance admissible d'autres sources d'incertitude en plus de l'exactitude du transmetteur [3]. En voici des exemples :

- Incertitude associée aux équipements de mesure ;
- Effet de la température ;
- Effet de la pression.

Pour la centrale de Gentilly-2, l'incertitude associée aux équipements de mesure est considérée comme étant négligeable étant donné que les équipements utilisés respectent la règle du 4:1, ce qui signifie qu'ils sont au moins 4 fois plus précis que les transmetteurs. Pour ce qui est des effets de la température et de la pression, ils ont déjà été considérés lors de la détermination de la plage d'étalonnage du transmetteur.

2.4 Définition de la surveillance en ligne

La surveillance en ligne est une méthode automatisée permettant d'évaluer la performance des équipements d'instrumentation. Par exemple, dans la configuration la plus simple, un groupe de transmetteurs redondants sont utilisés pour mesurer le même paramètre d'un procédé. Afin de déterminer si l'un de ces transmetteurs présente une dérive, il faut d'abord calculer un estimé du paramètre du procédé. Ce dernier pourrait simplement être égal à la moyenne des valeurs lues par les différents transmetteurs redondants. Par la suite, il faut déterminer la déviation de chacun de ces transmetteurs. Pour ce faire, la valeur lue par chaque équipement est comparée à l'estimation du paramètre. Finalement, l'état de chacun des transmetteurs est évalué en fonction de leur déviation respective.

Les états possibles sont les suivants :

1. La performance de cet équipement est acceptable ;
2. Un entretien d'étalonnage doit être planifié prochainement sur cet équipement ;
3. Cet équipement est inopérable.

La Figure 4 illustre le concept avec les différentes zones de déviation. Dans cette figure, l'estimation du paramètre du procédé n'a pas été calculée par une simple moyenne. Si tel était le cas, cette estimation aurait été influencée par la dérive du transmetteur. Il existe en effet des algorithmes plus robustes qui seront discutés plus loin.

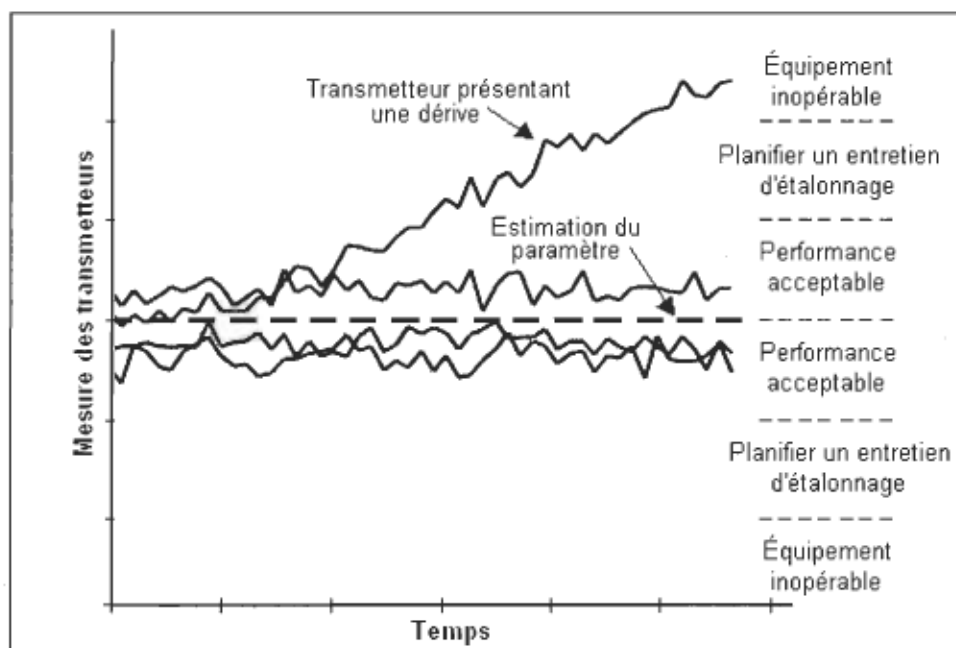


Figure 4. Principe de fonctionnement

2.5 Composants d'un système de surveillance en ligne

Un SSL est constitué d'un système d'acquisition de données et d'un logiciel permettant d'analyser ces données. Le système d'acquisition de données collecte les signaux provenant des différents transmetteurs alors que le logiciel d'analyse détermine l'état de ces transmetteurs en utilisant des algorithmes mathématiques. La Figure 5 présente les frontières d'un SSL. La centrale nucléaire de Gentilly-2 dispose déjà de systèmes d'acquisition de données et d'une base de données qui réalise l'archivage.

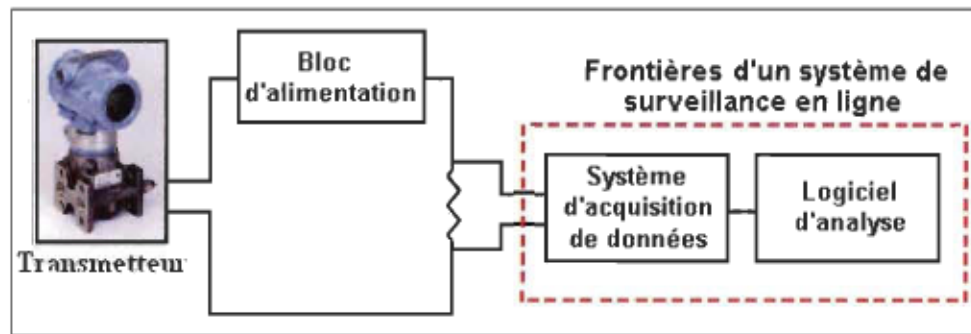


Figure 5. Frontières d'un système de surveillance en ligne

2.6 Acquisition et analyse des données

Sur la Figure 5, le logiciel d'analyse est relié directement au système d'acquisition de données, de sorte que la surveillance en ligne pourrait à la limite être réalisée en temps réel. Toutefois, ceci n'est pas une exigence. Voici différentes options possibles concernant l'acquisition et l'analyse des données qui sont considérées comme étant acceptables [5].

- Un système automatisé qui réalise l'acquisition et l'analyse des données continuellement à la fréquence d'échantillonnage du dit système ;
- Un système automatisé qui réalise l'acquisition et l'analyse des données à un intervalle de temps donné ;
- Un système automatisé normalement désactivé que l'on active au moins à chaque trimestre pour réaliser l'acquisition et l'analyse des données.
- Un système pour lequel les données sont recueillies manuellement au moins à chaque trimestre et consignées manuellement dans un ordinateur afin que l'analyse puisse être réalisée.

Les différences entre ces options sont essentiellement le degré d'automatisation de l'acquisition et la fréquence à laquelle l'analyse des données est réalisée.

2.7 Algorithmes pour transmetteurs redondants et non redondants

Pour évaluer l'état des transmetteurs, différents algorithmes peuvent être utilisés par les logiciels d'analyse. Ils peuvent être classés en deux catégories : algorithmes pour transmetteurs redondants et algorithmes pour transmetteurs non redondants.

Les algorithmes pour transmetteurs redondants sont utilisés pour analyser les données provenant de ce type de transmetteurs. Le terme redondant signifie que les transmetteurs mesurent le même paramètre du procédé. Dans ce cas, les différentes estimations des paramètres du procédé sont directement calculées à partir des données provenant de ces transmetteurs. Ces algorithmes ne sont toutefois appropriés que pour les groupes de transmetteurs qui comptent au moins trois transmetteurs redondants [7]. Pour un groupe de transmetteurs redondants ne comportant que deux transmetteurs, il est impossible de déterminer lequel des transmetteurs dérive s'il existe un écart entre leur lecture.

Les algorithmes pour transmetteurs non redondants, aussi appelés modèles empiriques ou physiques, ne sont pas limités à des transmetteurs redondants. Ces algorithmes peuvent analyser les mesures provenant de différents transmetteurs, redondants ou non. Pour que ces algorithmes demeurent performants, une certaine corrélation doit toutefois exister entre les mesures des transmetteurs [8].

Le Tableau 1 présente une liste non exhaustive de différents algorithmes qui existent [3, 9]. L'objectif de la présente recherche n'est toutefois pas de décrire et d'expliquer ces algorithmes mathématiques.

Tableau 1
Algorithmes d'analyse des données

Algorithmes pour transmetteurs redondants	Algorithmes pour transmetteurs non redondants
- « Instrumentation and Calibration Monitoring Program (ICMP) » - « Parity space »	- « Multivariate State Estimation Technique (MSET) » - « Non-Linear Partial Least Squares (NLPLS) » - « Auto-Associative Neural Networks (AANN) »

La complexité des algorithmes pour transmetteurs non redondants et les efforts requis pour construire et valider les modèles font en sorte que leur utilisation pour la surveillance en ligne de transmetteurs reliés à la sûreté est plus difficilement acceptée

par les organismes réglementaires [3]. Comme la majorité des transmetteurs reliés à la sûreté dans une centrale CANDU sont des transmetteurs redondants et que les algorithmes pour transmetteurs redondants sont beaucoup plus simples, et donc plus faciles à valider que ceux pour transmetteurs non redondants, la présente étude se limitera à l'utilisation d'algorithmes pour transmetteurs redondants.

CHAPITRE 3 : REVUE DE LA LITTÉRATURE

Une revue de la littérature a été réalisée afin de déterminer l'état des connaissances au sujet de la surveillance en ligne des équipements d'instrumentation dans les centrales nucléaires. Plus particulièrement, les objectifs de cette revue sont les suivants :

- Identifier les recherches et les développements qui ont été réalisés dans ce domaine ;
- Déterminer si des études en lien avec les centrales de type CANDU ont été réalisées sur ce sujet.

Depuis les 25 dernières années, des chercheurs de différentes organisations à travers le monde ont réalisé des projets de recherche et de développement afin de fournir aux centrales nucléaires de nouvelles technologies permettant la surveillance en ligne des équipements d'instrumentation. Dans les prochaines sections de ce rapport, ces différents organismes ainsi que les travaux qui y ont été effectués sont présentés.

3.1 Laboratoire National d'Argonne

Ce laboratoire est l'un des plus grands centres de recherche du Département de l'Énergie des États-Unis. Environ 1000 scientifiques et ingénieurs y travaillent. De ce nombre, près de 750 détiennent un doctorat [10].

Au milieu des années 1980, des chercheurs de ce laboratoire ont initié des recherches sur la surveillance en ligne des équipements d'instrumentation et ont notamment développé un outil nommé « System State Analyzer » [2, 11]. L'objectif principal de cet outil était de détecter un transmetteur en défaut et de substituer automatiquement la mesure de ce transmetteur par une meilleure indication, cette dernière étant dérivée à partir des données précédentes d'opération. En se basant sur ces recherches, l'algorithme pour transmetteurs non redondants MSET a par la suite été développé dans les années 1990. Cet algorithme est présentement utilisé dans différents

logiciels commerciaux de surveillance en ligne et présente un intérêt grandissant dans l'industrie nucléaire américaine [12]. À titre d'exemple, la compagnie SmartSignal Corporation a développé un logiciel de surveillance en ligne nommé eCM™ (equipment condition monitoring) qui se base sur cet algorithme. Il est présentement implanté dans les centrales nucléaires Palo Verde situées en Arizona aux États-Unis. Ces centrales sont de type PWR. À ce jour toutefois, Arizona Public Service, le propriétaire de ces centrales, n'a pas statué si l'analyse des coûts et des bénéfices réalisée justifiait qu'une approbation auprès de la Commission Réglementaire Nucléaire américaine (NRC) soit demandée afin d'utiliser ce logiciel pour augmenter la période des étalonnages. En outre, la première version du logiciel de surveillance en ligne SureSense®, conçu par la compagnie Expert Microsystems, utilisait aussi cet algorithme et a été testé dans les centrales nucléaires américaines suivantes : Harris, Limerick, Salem, Sequoyah, Three Mile Island et Virgil C. Summer [9]. Ces centrales sont de types PWR et BWR.

3.2 Electric Power Research Institute (EPRI)

EPRI est une organisation indépendante à but non lucratif établie aux États-Unis. Sa mission est de réaliser de la recherche et du développement sur différents aspects techniques liés à la production d'électricité. Bien que ses membres soient majoritairement des industries américaines, EPRI collabore aussi sur le plan international avec des organismes provenant de différents pays [13].

En ce qui a trait à la surveillance en ligne, le rôle que s'est donné EPRI est de faciliter son implantation dans les centrales nucléaires. Pour atteindre cet objectif, des chercheurs d'EPRI ont réalisé plusieurs projets sur ce sujet, lesquels sont documentés dans différents rapports techniques.

Les recherches ont débuté au début des années 1990 et se sont traduites par le développement de la technique pour transmetteurs redondants ICMP [14] et par l'identification des modes de défaillance des équipements d'instrumentation et de leurs effets [15].

Par la suite, en 1994, EPRI a formé le groupe de travail « Utility On-Line Monitoring Working Group ». Le but de ce dernier était d'établir les bases techniques génériques de la surveillance en ligne afin que le concept soit approuvé par la NRC [16]. Pour atteindre cet objectif, ce groupe a préparé un rapport technique présentant une méthode non-intrusive pour surveiller la performance des équipements d'instrumentation afin d'augmenter la période des entretiens d'étalonnage [17]. Ce rapport a été soumis à la NRC en 1998. En 2000, la NRC a conclu que le concept de surveillance en ligne est acceptable sous certaines exigences. Une révision du rapport a été rédigée par EPRI afin d'inclure ces différentes exigences [5].

Par la suite, les groupes de travail « Instrument Monitoring and Calibration Users Group » et « On-Line Monitoring Implementation Users Group » ont respectivement été formés en 2000 et en 2001. Leur objectif était de démontrer les bénéfices et la validité de différents systèmes de surveillance en ligne pour les centrales nucléaires. Quelques projets pilotes ont d'ailleurs été effectués dans différentes centrales de types PWR et BWR [9]. En 2003, EPRI a publié une analyse des coûts et des bénéfices de la surveillance en ligne [18], le but de ce document étant de déterminer l'impact économique de l'implantation d'un tel système dans une centrale nucléaire. Dans un autre ordre d'idées, une série de trois rapports a été publiée par ces groupes en 2004. Le premier rapport présente les différentes étapes qui doivent être accomplies pour développer et implanter un modèle empirique [4]. C'est d'ailleurs la méthode pour transmetteurs non redondants MSET qui a été utilisée lors de cette recherche. Le second rapport, quant à lui, contient une description détaillée des algorithmes liés aux modèles empiriques, des exemples spécifiques ainsi que les résultats obtenus par certains modèles développés par EPRI [19]. Finalement, le troisième rapport fournit des recommandations au sujet de l'augmentation de la période des entretiens d'étalonnage [7]. Un document publié récemment fournit la liste de tous les rapports produits par EPRI en lien avec la surveillance en ligne [20].

3.3 Université du Tennessee

L'Université du Tennessee, située aux États-Unis, comporte un département d'ingénierie nucléaire. Plusieurs professeurs et étudiants de ce département ont réalisé de la recherche liée à la surveillance en ligne des équipements d'instrumentation [21].

Au début des années 1980, des chercheurs de cette université ont développé une architecture particulière de réseaux neuroniques, appelée « Auto-Associative Neural Networks (AANN) », pour évaluer en temps réel l'état des équipements d'instrumentation [11]. De plus, plusieurs études ont été réalisées pour évaluer la performance de différentes techniques de surveillance en ligne. Par exemple, une évaluation des algorithmes pour transmetteurs redondants [22] ainsi que de certains modèles empiriques développés par EPRI [8, 23] a été réalisée.

Dans un autre ordre d'idées, la NRC a mandaté des chercheurs de l'Université du Tennessee de produire une série de trois rapports traitant de différents aspects liés à la surveillance en ligne [23]. Le premier rapport de cette série présente l'état de l'art des techniques de surveillance en ligne [9]. Le second volume, quant à lui, présente une étude théorique et une revue des algorithmes pour transmetteurs non redondants les plus couramment utilisés dans les systèmes de surveillance en ligne [24]. Finalement, le troisième volume a pour objectif d'identifier les différentes conditions lors desquelles la performance des modèles empiriques se dégrade [25]. Un résumé de ces trois volumes est également disponible [26].

3.4 Électricité de France (EDF)

EDF est la principale entreprise de production et de distribution d'électricité en France. Près de 86 % de la production d'électricité d'EDF est d'origine nucléaire. Cette entreprise gère un parc de production nucléaire composé de 58 réacteurs répartis sur 19 sites. Ces centrales sont toutes de type PWR [27].

Des chercheurs d'EDF ont développé et évalué une méthode, dont l'algorithme est très similaire au ICMP, permettant de détecter, localiser et identifier les transmetteurs dont la performance se dégrade [28]. Un SSL basé sur cette méthode a d'ailleurs été implanté

dans 54 centrales d'EDF [5] dans le but d'augmenter les intervalles des entretiens d'étalonnage. Les résultats de cette implantation sont excellents. En effet, ce système a permis de détecter très rapidement la dérive des transmetteurs et a permis d'épargner beaucoup d'argent [9]. La période des entretiens d'étalonnage est passée de un an et demi à 12 ans, les arrêts de rechargement se faisant à chaque année et demie [5].

3.5 Halden Reactor Project (HRP)

Le HRP est un programme de recherche international. L'Institut norvégienne de la Technologie de l'Énergie dirige ce projet pour lequel 20 pays et plus de 100 organisations nucléaires y collaborent. De façon générale, l'objectif de ce programme est d'améliorer la sécurité des centrales nucléaires [29].

Des chercheurs du HRP ont développé en 1995 un logiciel de surveillance en ligne nommé « Process Evaluation and Analysis by Neural Operators (PEANO) ». L'historique complet de ce développement et de son implantation est d'ailleurs détaillé dans [30]. Les premières versions de ce logiciel utilisaient l'algorithme AANN pour analyser les données. Toutefois, en 2003, cette méthode a été substituée par l'algorithme NLPLS. Cette modification majeure est le résultat d'une coopération entre le HRP et des chercheurs de l'Université du Tennessee.

Afin d'améliorer et valider ce logiciel, plusieurs tests ont été réalisés avec des données provenant de différentes centrales nucléaires dans le monde. En 1997, EDF a fourni aux chercheurs du HRP des données collectées à partir d'une centrale nucléaire française de type PWR. Par la suite, en 1999, ce logiciel a été implanté à la centrale norvégienne « Halden Boiling Water Reactor », ce réacteur étant utilisé seulement pour la recherche. Puis, en 2001, dans le cadre d'un projet fondé par EPRI, il a été testé avec des données provenant de différentes centrales américaines [31]. Ces tests ont démontré que le système PEANO peut évaluer fidèlement la performance des équipements d'instrumentation, et ceci, pour différentes conditions d'opération d'une centrale.

Un autre aspect étudié par le HRP est la possibilité d'utiliser la surveillance en ligne afin de reconstruire le signal d'un ou de plusieurs équipements défaillants. Pour

reconstruire le signal de plusieurs équipements, il s'est avéré que l'utilisation d'un seul modèle empirique n'était pas une option performante. Les dernières recherches effectuées par le HRP portaient sur l'utilisation d'une combinaison de modèles empiriques. Cette nouvelle approche a d'ailleurs été testée avec des données provenant d'une centrale nucléaire de type BWR en Suède et, selon cette recherche, la combinaison de plusieurs modèles serait davantage efficace que l'utilisation d'un modèle unique [32].

3.6 Analysis and Measurement Services Corporation (AMS)

AMS est une firme de consultation technique située au Tennessee aux États-Unis [33]. Les recherches de cette entreprise sur la surveillance en ligne ont débuté au début des années 1990. À cette époque, la NRC avait initié un projet sur ce sujet et AMS en était la firme responsable [2]. Durant la première phase de ce projet, un système d'acquisition de données ainsi que différents algorithmes d'analyse ont été développés [34]. Durant la seconde phase, des chercheurs d'AMS ont implanté concrètement les produits développés lors de la première phase à la centrale nucléaire McGuire située en Caroline du Nord aux États-Unis [35, 36]. Cette centrale est de type PWR. Lors de cette implantation, environ 200 signaux ont été enregistrés et analysés afin de démontrer la validité du concept de la surveillance en ligne. Durant cette phase de la recherche, différents algorithmes d'analyse de données basés sur des techniques de moyenne simple et pondérée, d'équations empiriques, de réseaux neuroniques ou de modèles physiques ont été développés et optimisés. Cette recherche a permis à la NRC de conclure que la surveillance en ligne est un moyen bénéfique pour les centrales nucléaires, et ceci, autant du point de vue économique que du point de vue de la sûreté.

Par la suite, des chercheurs d'AMS ont développé le SSL « Calibration Reduction System ». Ce dernier est basé sur des algorithmes pour transmetteurs redondants et est présentement utilisé par la centrale nucléaire Sizewell B de type PWR située au Royaume-Uni [37, 38]. Cette centrale compte plusieurs transmetteurs redondants et l'objectif premier d'implanter ce type de système est d'augmenter la période de leurs entretiens d'étalonnage. Il est important de souligner que cette centrale a été la première à appliquer un SSL pour des équipements d'instrumentation reliés à la sûreté [39]. La

méthodologie complète utilisée lors de cette implantation ainsi que les résultats obtenus sont documentés dans des rapports préparés conjointement par AMS et EPRI [3, 40, 41, 42, 43].

3.7 Boiling and Water Owners' Group (B&W Owners' Group)

Le « B&W Owners' Group » est un organisme regroupant les propriétaires de centrales nucléaires de type BWR. Sa principale mission est de fournir un forum d'échange permettant à ses membres de maintenir et d'améliorer la sécurité de leurs centrales, d'obtenir une meilleure fiabilité et de minimiser et de partager les coûts. Cette organisation est en partenariat avec la compagnie « General Electric », cette dernière concevant notamment des réacteurs de type BWR [44].

En 1998, le « B&W Owners' Group », et plus particulièrement, le « B&W Owners' Group Instrumentation Calibration Reduction Working Group », a complété une évaluation portant sur les différentes techniques de surveillance en ligne [45]. L'objectif de cette recherche était de déterminer la méthode qui convenait le plus aux centrales nucléaires de type BWR. Pour chacune des techniques, différents points ont été étudiés tels que les avantages et les inconvénients de la méthode, son applicabilité, sa susceptibilité au mode commun de défaillance, sa complexité et sa disponibilité commerciale. En outre, une analyse générale des coûts et des bénéfices a été réalisée. Ce groupe de travail a finalement recommandé l'algorithme MSET.

En outre, ce groupe a travaillé activement avec EPRI en tant que membre du « Utility On-Line Monitoring Working Group ». En effet, il a contribué à la réalisation de différents rapports techniques en lien avec la surveillance en ligne [14, 15, 17].

3.8 CANDU Owners Group (COG)

COG est une corporation sans but lucratif regroupant les propriétaires de centrales nucléaires de type CANDU ainsi que la société Énergie atomique du Canada limitée, cette dernière ayant conçu et mis au point les réacteurs nucléaires de ce type. L'objectif principal du COG est de promouvoir la coopération et l'échange d'informations entre

ses membres dans le but de supporter, développer, opérer et maintenir la technologie CANDU [46].

Un projet de recherche et de développement a été réalisé par COG afin d'évaluer les bénéfices de la surveillance en ligne pour une centrale de type CANDU [47]. Dans le cadre de ce projet, un système d'acquisition de données a été installé en 1995 à la centrale « Bruce Nuclear Generating Station, Unit 6 » située en Ontario au Canada. Durant environ deux ans, ce système a collecté des données provenant de différents transmetteurs utilisés sur les systèmes spéciaux de sûreté (SSS) suivants : système d'arrêt d'urgence #1 (SAU#1), système d'arrêt d'urgence #2 (SAU#2) et le système de refroidissement d'urgence du cœur (RUC). Ces trois systèmes sont typiques aux centrales CANDU. En outre, un algorithme d'analyse des données, dont l'objectif était de détecter les transmetteurs en défaut, a été développé. Cet algorithme est très similaire à l'ICMP, développé par EPRI. Même si ce système n'a pas été implanté de façon permanente, il s'avère que les résultats de cette recherche ont été très positifs [5]. En effet, les conclusions de cette étude stipulent que la surveillance en ligne peut être particulièrement utile pour une centrale CANDU et, de façon plus spécifique, qu'elle permettrait à long terme d'étalonner les transmetteurs selon une maintenance conditionnelle, ce qui améliorerait la performance des systèmes.

3.9 Commission Électrotechnique Internationale (CEI)

La CEI est un organisme de normalisation relié aux domaines de l'électricité, de l'électronique et des technologies connexes [48].

En 2007, cette organisation a publié un nouveau standard traitant de la surveillance en ligne des équipements d'instrumentation reliés à la sûreté [49]. Cette norme définit les exigences relatives à l'acquisition et à l'analyse des données afin d'assurer la performance de ce type d'équipement.

3.10 Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)

L'AIEA est une organisation intergouvernementale autonome qui fut fondée dans une volonté de promouvoir l'utilisation civile et pacifique de l'énergie atomique [50].

En 2004, l'AIEA a publié un rapport traitant de la gestion du cycle de vie et du vieillissement des équipements d'instrumentation dans les centrales nucléaires [51]. Dans ce rapport, les avantages de la surveillance en ligne des transmetteurs sont notamment soulignés.

En 2008, un autre rapport, dont l'objectif est de fournir des conseils et une vue d'ensemble des pré-requis, des principes, des bonnes pratiques et des bénéfices liés à l'utilisation de la surveillance en ligne, a été publié [52].

CHAPITRE 4 : ASPECTS TECHNIQUES FONDAMENTAUX

Ce chapitre traite des différents aspects à considérer par toute centrale désirant implanter un SSL afin d'augmenter la période d'étalonnage des transmetteurs.

4.1 Différents types de dérive des transmetteurs

Connaître les différents types de dérive est un élément important pour la compréhension du comportement des transmetteurs. Avant d'entrer plus en détails dans ce sujet, il importe de définir ce qu'est une dérive. Une dérive est définie comme une variation de la sortie d'un transmetteur ou d'une boucle d'instrumentation qui peut survenir entre deux opérations d'étalonnage et qui n'est pas due à l'évolution d'une variable du procédé ou à des conditions d'environnement [49].

Une étude menée par EPRI a permis d'identifier les principaux types de dérive [5]. Pour réaliser cette étude, des données de 18 centrales nucléaires ont été recueillies. La version finale de la base de données contenait 1139 transmetteurs et 6700 étalonnages. Les types de dérive suivants ont été observés :

- Dérive du zéro
- Dérive de la plage
- Dérive non-linéaire

La Figure 6 montre un exemple de dérive du zéro. Cette dérive est définie comme un déplacement linéaire de la sortie du transmetteur sur toute sa plage d'opération.

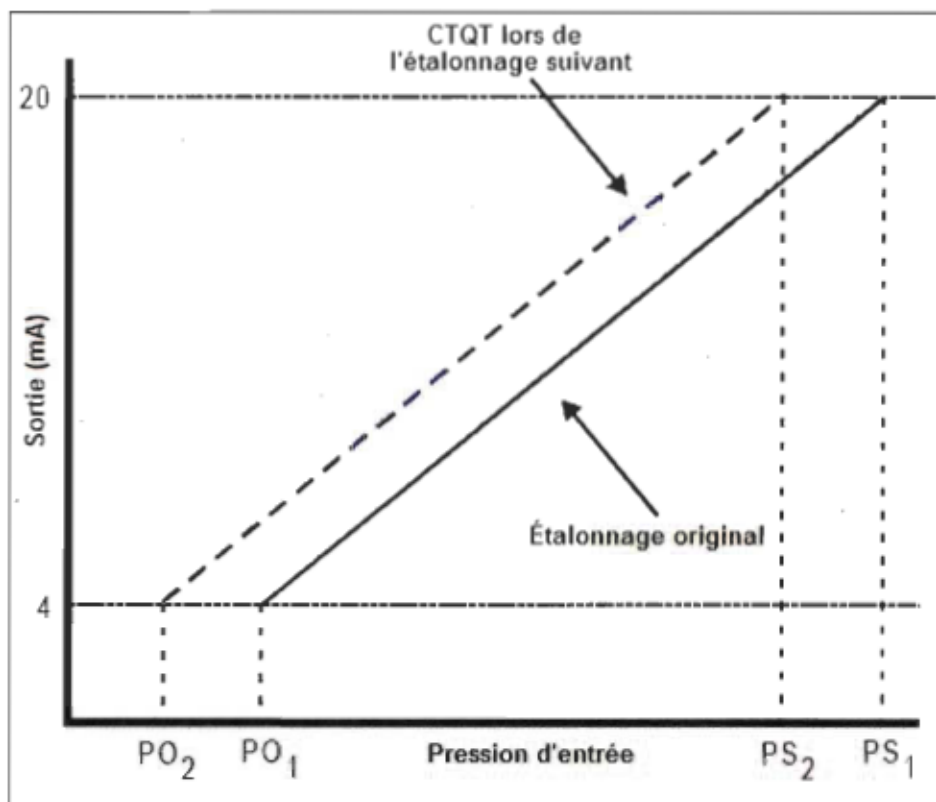


Figure 6. Dérive du zéro

PO_1 : Point inférieur (zéro) de la plage d'étalonnage lors de l'étalonnage original

PO_2 : Point inférieur (zéro) de la plage d'étalonnage lors de l'étalonnage suivant

PS_1 : Point supérieur de la plage d'étalonnage lors de l'étalonnage original

PS_2 : Point supérieur de la plage d'étalonnage lors de l'étalonnage suivant

Une dérive du zéro peut être causée par le vieillissement du transmetteur, une suppression ou un changement soudain de la pression d'entrée, ce qui pourrait endommager le transmetteur. Ce type de dérive est le plus fréquent. Pour ce qui est de la surveillance en ligne, une dérive du zéro est facilement détectable étant donné que cette dérive est la même sur toute la plage. Si une dérive à un point donné de la plage d'étalonnage est observée, elle est représentative de la dérive pour tous les autres points.

La Figure 7 présente un exemple de dérive de la plage. Dans ce cas, l'étalonnage du transmetteur est adéquat au point inférieur de sa plage, mais la dérive croît à mesure que l'on se dirige vers le point supérieur. Le cas contraire peut également survenir.

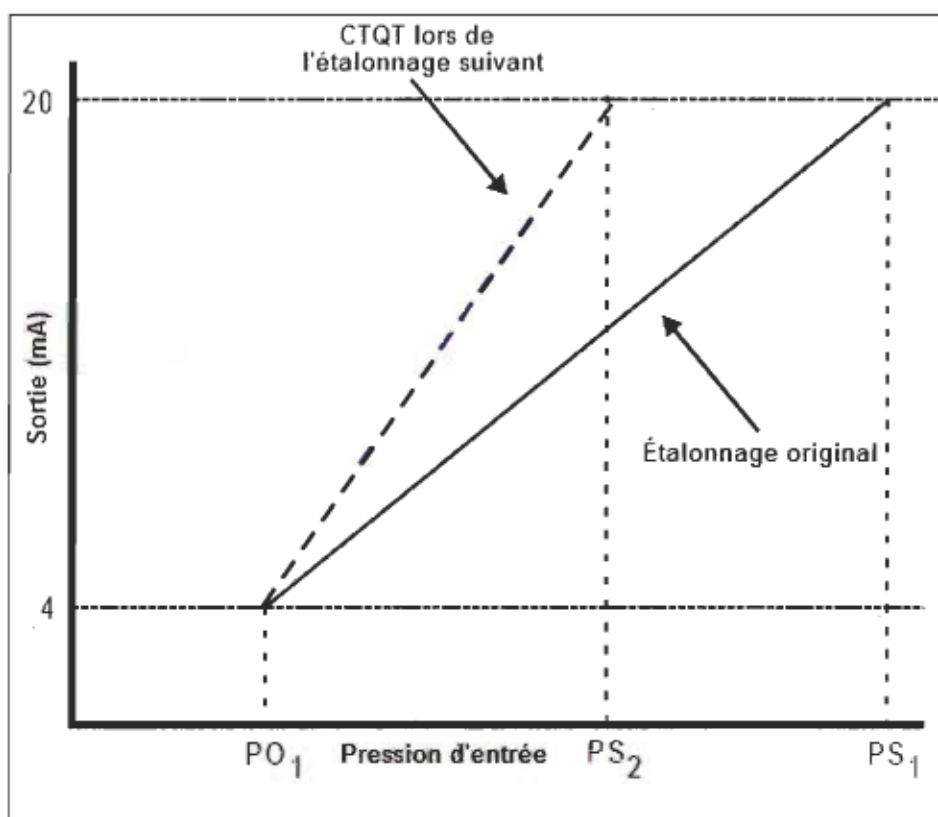


Figure 7. Dérive de la plage

Une dérive du zéro et une dérive de la plage peuvent survenir séparément ou simultanément. Les Figures 6 et 7 présentent respectivement le cas où une dérive du zéro est le seul contributeur et le cas où une dérive de la plage est le seul contributeur. La Figure 8 montre un exemple où les deux types sont présents.

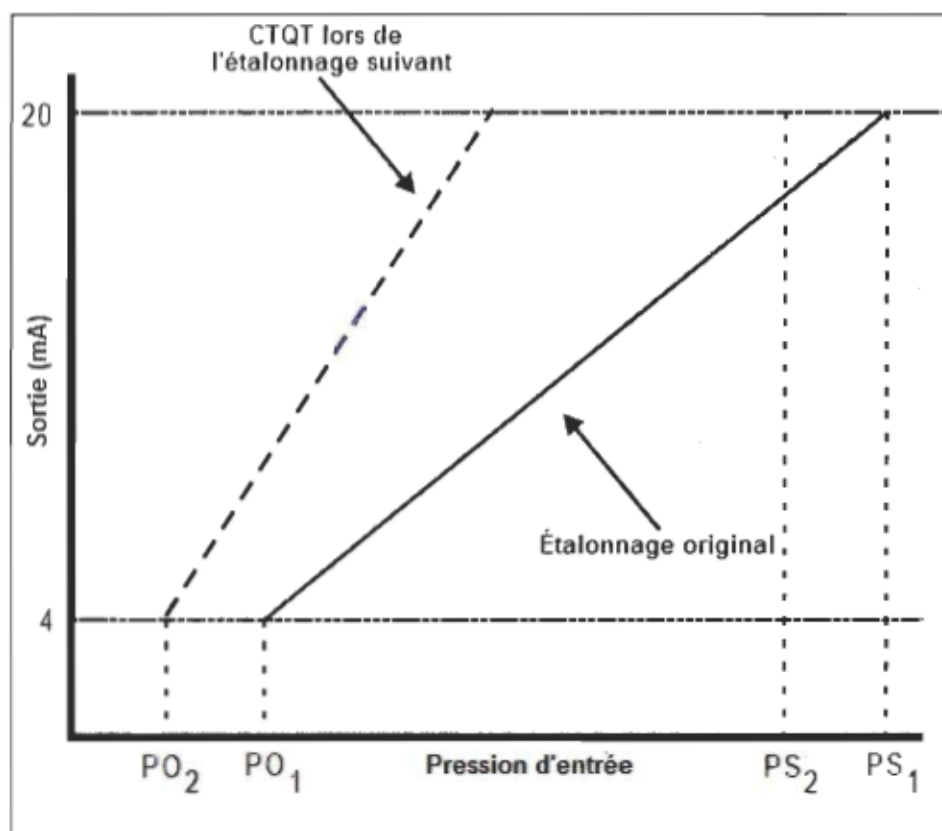


Figure 8. Dérive du zéro et de la plage

La Figure 9 présente quant à elle un exemple de dérive non-linéaire. Ce type de dérive englobe tous les cas de dérive qui ne sont pas reconnus en tant que dérive du zéro et/ou de la plage. Ce type de dérive est considéré comme étant rare [53].

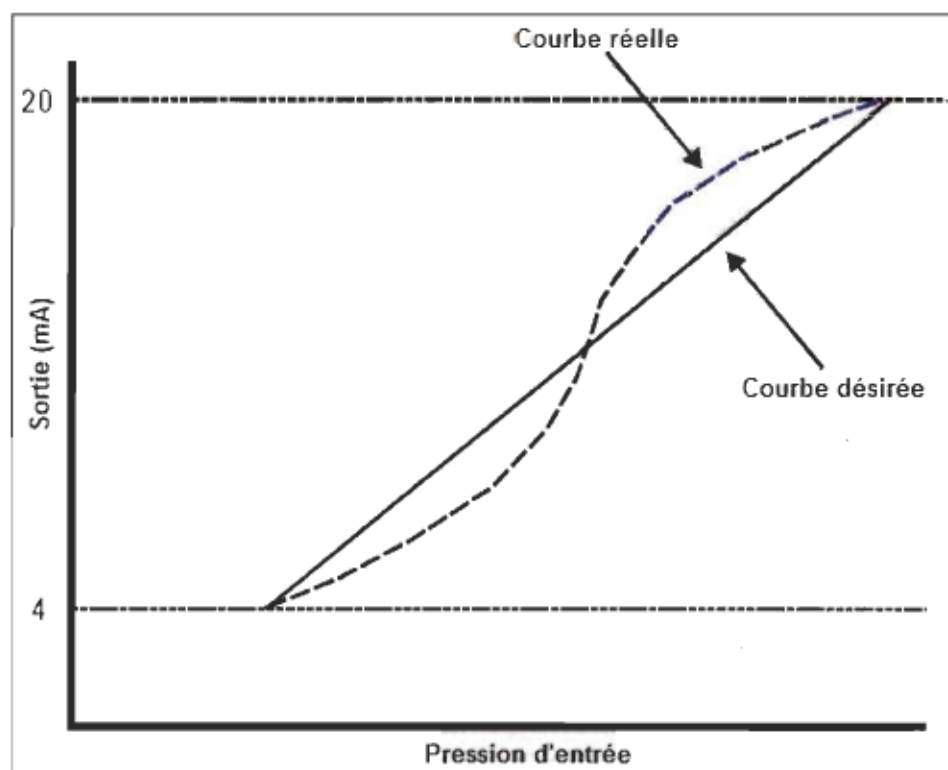


Figure 9. Dérive non-linéaire

La Figure 10 présente la répartition des types de dérive [5].

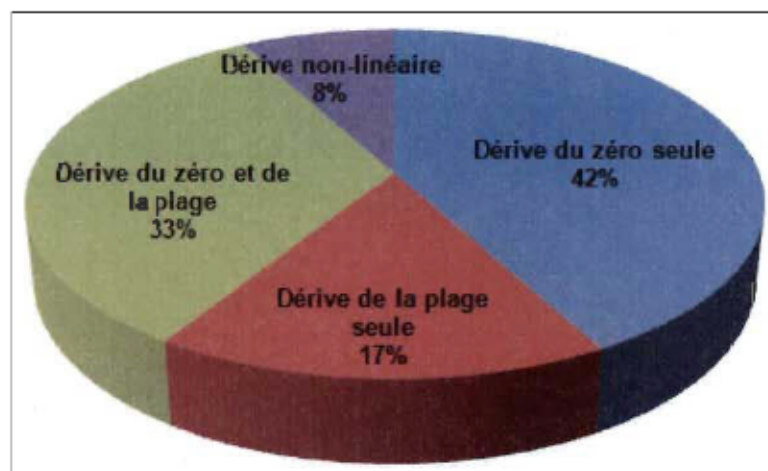


Figure 10. Répartition des types de dérive

L'étude menée par EPRI a permis de relever des découvertes notables concernant le comportement des transmetteurs. Les conclusions les plus importantes pour le présent travail de recherche sont les suivantes :

- Les dérives observées étaient aléatoires. Ainsi, la probabilité qu'un transmetteur dérive à la baisse est la même que la probabilité de dériver à la hausse ;
- Les transmetteurs redondants n'ont pas présenté une tendance à dériver simultanément.

À la centrale nucléaire de Gentilly-2, une étude statistique de la dérive des transmetteurs de pression du manufacturier Rosemount a également été réalisée [53]. Les principales conclusions de cette évaluation sont les suivantes.

- La dérive n'a pas d'orientation positive ou négative marquée ;
- Il n'y a pas de corrélation entre la dérive et le temps écoulé entre deux étalonnages sur la période examinée par l'étude (période examinée : 1981 à 1991).

En outre, le degré d'habileté de la surveillance en ligne à déceler une dérive n'est pas le même pour chaque type de dérive [7]. Si une dérive du zéro est le seul contributeur, cette dérive sera détectée, et ceci, peu importe les points de la plage d'étalonnage qui sont surveillés. Si une dérive de la plage est le seul contributeur, il se peut que la dérive soit difficilement détectable si les points de la plage d'étalonnage surveillés présentent à priori un étalonnage adéquat. De plus, si une dérive du zéro et de la plage sont tous les deux présents, il s'avère plus facile pour la surveillance en ligne de le détecter que si la dérive de la plage était le seul contributeur. Pour ce qui est de la dérive non linéaire, même si ce type survient rarement, l'habileté de détection de la surveillance en ligne dépend de la performance des points surveillés.

4.2 Applications inappropriées pour la surveillance en ligne

Une étude menée par EPRI a permis d'identifier les différents modes de défaillance des transmetteurs et leurs effets [15]. En ce qui concerne la surveillance en ligne des équipements, la connaissance des causes d'une défaillance ne présente pas un intérêt particulier. Toutefois, il est primordial de connaître les effets d'une telle défaillance afin de pouvoir la détecter. Tous les modes de défaillance causant une variation du signal de sortie du transmetteur sont détectables par la surveillance en ligne, au même titre que l'est une dérive. Les défaillances qui sont davantage préoccupantes sont celles pour

lesquelles le signal de sortie ne change pas significativement suite à un défaut du transmetteur. Les cas suivants ont été considérés :

- Le paramètre du procédé est près du point inférieur de la plage d'étalonnage du transmetteur et le transmetteur défaille vers le bas ;
- Le paramètre du procédé est près du point supérieur de la plage d'étalonnage du transmetteur et le transmetteur défaille vers le haut ;
- Le paramètre du procédé se trouve à un niveau situé entre les points inférieur et supérieur de la plage d'étalonnage du transmetteur et le transmetteur défaille à ce niveau.

Parmi les cas cités précédemment, seul le premier est considéré comme étant plausible selon EPRI [5]. De ce fait, il est déconseillé de réaliser de la surveillance en ligne sur un transmetteur utilisé pour mesurer un paramètre du procédé qui se trouve très près du point inférieur de sa plage d'étalonnage et qui ne varie pas significativement. Voici des exemples d'applications problématiques :

- Un transmetteur qui mesure le débit dans une conduite où le débit est normalement nul ;
- Un transmetteur qui mesure la pression relative dans un bâtiment où la pression est normalement égale à la pression atmosphérique, ce qui correspond à une pression relative nulle.

4.3 Problèmes techniques

Lors de l'implantation d'un SSL, une attention particulière doit être portée aux problèmes techniques décrits dans cette section. Le premier problème concerne le fait que la surveillance en ligne ne vérifie généralement pas toute la plage d'étalonnage du transmetteur contrairement à ce qui est fait lors d'un étalonnage physique. Le second problème traite de la dérive de mode commun des transmetteurs.

4.3.1 Surveillance d'un point unique

Ce problème est défini comme étant la probabilité qu'un transmetteur semble être étalonné au point d'opération, alors qu'il n'est pas étalonné pour d'autres points de sa plage d'étalonnage [9]. Si des données de surveillance en ligne sont acquises

seulement durant le fonctionnement normal de la centrale, l'analyse de ces données ne permet de vérifier l'étalonnage des transmetteurs que pour le point effectivement surveillé. Lors d'une dérive du zéro, ce problème ne se pose pas étant donné que cette dérive est présente sur toute la plage d'étalonnage. Ce problème survient néanmoins lors d'une dérive de la plage et la fréquence d'occurrence de ce type de dérive mérite qu'on s'y attarde.

Pour pallier à ce problème, il faut vérifier l'étalonnage des transmetteurs sur d'autres points de leur plage. Pour ce faire, les données doivent aussi être acquises durant les phases de démarrage et d'arrêt [49]. En fait, si le signal d'un transmetteur transite sur au moins 25% de sa plage d'étalonnage, la surveillance en ligne peut être utilisée sans aucune autre considération [3]. Malheureusement, pour certaines applications, il s'avère que le signal du transmetteur ne change pas significativement durant les périodes transitoires de démarrage et d'arrêt. Ce cas survient par exemple pour les systèmes où les paramètres sont contrôlés. Dans ces cas, la question est de savoir comment s'assurer que le transmetteur est bel et bien étalonné sur toute sa plage d'étalonnage.

Une étude menée par EPRI a permis de répondre à cette question [5]. Les résultats de cette étude démontrent que pour ces cas, l'approche de la surveillance en ligne est quand même acceptable, mais une pénalité doit être considérée dans le calcul de la tolérance admissible utilisée par le SSL. On obtient ainsi une tolérance réduite. La Figure 11 présente la pénalité à appliquer.

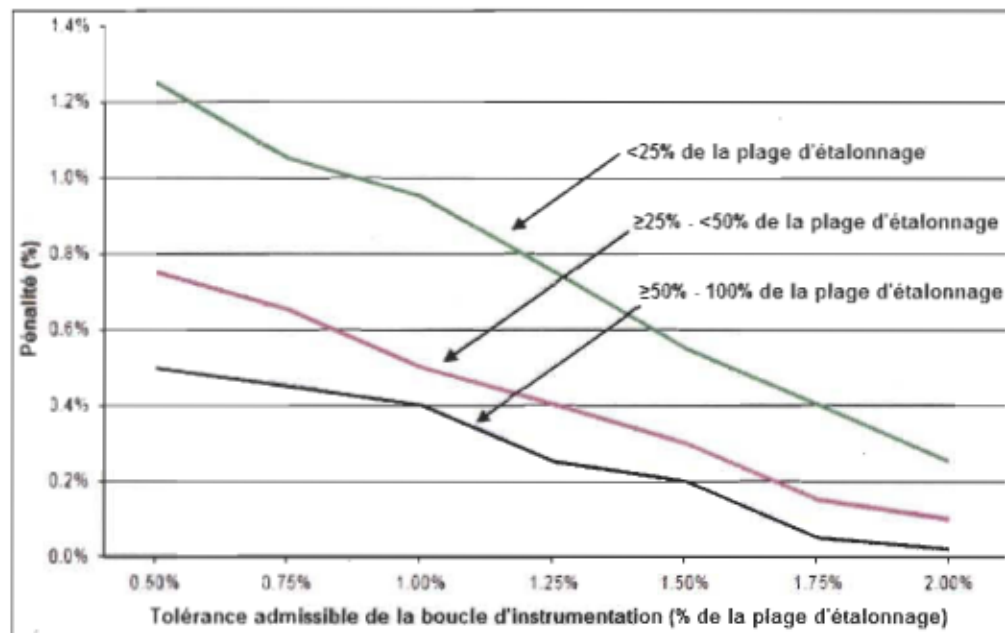


Figure 11. Surveillance d'un point unique – pénalité à appliquer

Trois courbes apparaissent sur le graphique précédent. Ces courbes représentent le point ou la section de la plage d'étalonnage qui est surveillé. Par exemple, si la surveillance est réalisée seulement sur un point d'opération situé dans le premier 25 % de la plage du transmetteur, la courbe du haut est utilisée. L'axe des abscisses présente la tolérance admissible initialement calculée pour la boucle d'instrumentation donnée alors que l'axe des ordonnées présente la pénalité à appliquer.

On peut constater que surveiller un point situé dans la partie inférieure de la plage est plus pénalisant que surveiller un point situé dans la partie supérieure. En outre, plus la tolérance admissible initialement calculée pour la boucle d'instrumentation est élevée, plus petite sera la pénalité. Ceci est dû au fait que la précision exigée pour ce transmetteur est moindre. De plus, il est recommandé d'utiliser une pénalité minimum de 0,25% même si le graphique permet une pénalité plus petite.

Les résultats obtenus par EPRI sont très conservateurs [7]. En effet, cette étude a été réalisée en considérant une probabilité minimum de 95% avec un intervalle de confiance de 95%. C'est donc dire que si le point d'opération surveillé est à

l'intérieur de la tolérance admissible réduite, la probabilité que les points non surveillés de la plage soient à l'intérieur de cette même tolérance est de 95% avec un intervalle de confiance de 95%.

Il est recommandé que chaque centrale développe ses propres courbes de pénalité en fonction de l'historique de la performance de ses transmetteurs [3].

4.3.2 Dérive de mode commun

Les algorithmes pour transmetteurs redondants ne peuvent pas détecter la présence d'un mode commun de défaillance car les estimations des paramètres sont calculées directement à partir des valeurs lues par les transmetteurs. Un exemple de mode commun est une dérive à la hausse ou à la baisse de tous les transmetteurs redondants. Cette problématique doit être tenue en compte même si ce type de défaillance est extrêmement rare pour les transmetteurs [5].

Pour contrer ce problème, une des solutions consiste à étalonner au moins un transmetteur de chacun des groupes redondants au moins une fois à chaque cycle de maintenance. De plus, cet étalonnage doit être réalisé à tour de rôle, de sorte que chaque transmetteur du groupe redondant soit étalonné périodiquement, et ce, même si la surveillance en ligne n'a pas décelé de problème [49]. Par exemple, si un groupe compte trois transmetteurs et que ceux-ci étaient originalement étalonnés à tous les trois ans, l'utilisation de la surveillance en ligne permettra d'augmenter la période d'étalonnage à neuf ans. À tous les trois ans, un de ces transmetteurs devra néanmoins être étalonné.

Une autre solution consiste à utiliser en parallèle des algorithmes pour transmetteurs non redondants. Comme ces techniques n'utilisent pas les valeurs lues par les transmetteurs pour calculer une estimation du paramètre, ils sont aptes à déceler une dérive de mode commun. Toutefois, comme il l'a été mentionné à la section 2.7 de ce rapport, il est fastidieux d'utiliser ce type d'algorithmes.

4.4 Tolérance admissible utilisée par un SSL

Un transmetteur est considéré étalonné si sa déviation, telle que définie à la section 2.4, est à l'intérieur de la tolérance admissible. Pour un SSL, cette tolérance dépend entre autres des incertitudes liées à l'algorithme utilisé pour calculer l'estimation du paramètre du procédé et aux équipements inclus dans la boucle d'instrumentation. De plus, il faut également tenir compte du taux de dérive du transmetteur, lequel est en fonction du temps écoulé depuis le dernier étalonnage. Cette valeur est fournie par le manufacturier. Si la surveillance en ligne est réalisée sur un point unique ou sur moins de 25% de la plage d'étalonnage du transmetteur, une pénalité doit également être considérée dans le calcul de la tolérance. Des exemples de méthodes utilisées pour calculer la tolérance admissible sont fournis dans différents rapports publiés par EPRI [3, 5, 7].

4.5 Fiabilité des transmetteurs

L'utilisation d'un SSL n'est efficace que si la fiabilité des transmetteurs est bonne. Si le taux de défaillance des transmetteurs était élevé, les bénéfices escomptés par un SSL seraient beaucoup moins importants car la période entre les entretiens ne pourrait être augmentée. Plusieurs banques de données traitent de la fiabilité des transmetteurs. Le Tableau 2 présente une comparaison de ces données de fiabilité.

Tableau 2
Comparaison des données de fiabilité

Provenance des données	Taux de défaillance λ (défaillance/année)			Note
T-Book [54]	0,0080			Mode de défaillance considéré : - absence de signal de mesure
	λ_{inf}	Niveau de confiance	λ_{sup}	Ce mode de défaillance inclut les défaillances critiques lors desquelles la fonction de l'équipement est perdue. Les défaillances qui n'ont aucun impact sur le procédé et les défaillances causées par une erreur humaine ne sont pas incluses.
	0	90%	0,040	

Provenance des données	Taux de défaillance λ (défaillance/année)			Note
Exida [55]	0,0064			Modes de défaillance considérés : - sortie basse - sortie élevée - défaillance non-sécuritaire - défaillance sécuritaire
NUREG [56]	λ_{inf} 2,6E-05	Niveau de confiance 90%	λ_{sup} 0,026	
EIReDA [57]	Pression 0,015			
	λ_{inf} 0,011	Niveau de confiance 80%	λ_{sup} 0,018	
	Niveau 0,0088			
	λ_{inf} 0,0070	Niveau de confiance 80%	λ_{sup} 0,011	
	Débit 0,018			
	λ_{inf} 0,013	Niveau de confiance 90%	λ_{sup} 0,023	
Banque de données d'une autre centrale nucléaire canadienne	Transmetteur de pression différentielle 0,055			Modes de défaillance considérés : - sortie erronée - fuite externe - dérive haute - sortie élevée - dérive basse - sortie basse - pas de changement de la sortie sur changement de l'entrée - pas de sortie
	λ_{inf} 0,048	Niveau de confiance 90%	λ_{sup} 0,061	
	Transmetteur de pression relative 0,037			
	λ_{inf} 0,031	Niveau de confiance 90%	λ_{sup} 0,044	

Provenance des données	Taux de défaillance λ (défaillance/année)	Note
Banque de données de la centrale nucléaire de Gentilly-2	Transmetteur de pression différentielle 0,020	Modes de défaillance considérés : - sortie, indication ou opération erronée - fuite externe - dérive haute - sortie élevée - dérive basse - sortie basse
	Niveau de confiance	
	λ_{inf} λ_{sup}	
	0,017 90% 0,024	
	Transmetteur de pression relative 0,010	
	Niveau de confiance	
	λ_{inf} λ_{sup}	
	0,008 90% 0,013	

Caractéristiques principales des banques de données

- T-Book : Banque scandinave regroupant les informations provenant de l'ensemble des centrales nucléaires scandinaves. Elle constitue l'une des premières banques de données basée sur les défaillances observées dans des centrales nucléaires commerciales en exploitation. En Europe, elle constitue une référence par sa qualité.
- EIReDA: Banque européenne regroupant les informations des principales centrales nucléaires commerciales françaises. Elle utilise l'inférence bayésienne pour améliorer la qualité des données.

Puisque les banques T-Book et EIReDA sont des banques européennes, elles adressent des équipements en usage en Europe avec les politiques de maintenance et de remplacement européennes. Ces politiques peuvent différer significativement de celles nord-américaines.

- Exida : Cette banque de données repose sur une extrapolation de la fiabilité de l'équipement à partir de ses composants. En principe, elle n'intègre pas le retour d'expérience en exploitation. Elle ne fait aucune distinction quant à l'usage projeté, ni au type d'industrie (nucléaire ou autre).

- NUREG : Banque de donnée américaine développée à partir des défaillances majeures observées dans les centrales nucléaires commerciales américaines en exploitation. Elle n'intègre pas nécessairement l'ensemble des défaillances, ni l'ensemble des composants. Elle utilise l'inférence bayésienne et le jugement d'expert pour améliorer la qualité des données.
- Banques canadiennes : Chaque banque adresse une seule centrale. Elles regroupent l'ensemble des défaillances pour l'ensemble des composants critiques. Les critères de jugement pour qualifier les défaillances peuvent varier d'une centrale à l'autre. Elles n'utilisent pas l'inférence bayésienne, ni le jugement d'expert. Elles sont le reflet des équipements et des politiques de maintenance et de remplacement en usage dans ces centrales.

Les données de fiabilité de la centrale nucléaire de Gentilly-2 ont été obtenues selon un processus détaillé de calculs et d'analyse [58] et en se basant sur certaines hypothèses spécifiques aux transmetteurs [59]. La période couverte par cette analyse est de 19 années, soit du 1^{er} janvier 1992 au 31 décembre 2010.

Comparaison des banques

Il est difficile d'expliquer les différences entre les valeurs du Tableau 2 car les informations concernant le traitement des sources de données ne sont pas disponibles. Toutefois, il est possible d'observer que :

- Les valeurs du T-Book, Exida et NUREG sont similaires, se situant entre 0,0064 et 0,008 défaillance par année. La valeur de EIREDA pour les transmetteurs de niveau est aussi proche de cette valeur à 0,0088 défaillance par année ;
- Les valeurs de la centrale de Gentilly-2 se situent aux environs de 0,01 à 0,02 défaillance par année. Ces valeurs sont similaires à celles de EIREDA pour les transmetteurs de pression et de débit ;
- Les valeurs d'une centrale nucléaire canadienne similaire se situent aux environs de 0,037 à 0,055 défaillances par année.

En résumé, les valeurs observées à la centrale nucléaire de Gentilly-2 sont :

- Supérieures à celles des banques européennes ou américaines, donc conservatrices. Elles se situent toutefois dans l'intervalle de confiance de ces valeurs ;
- Nettement inférieures à l'autre banque de données canadienne. Une analyse approfondie des écarts seraient recommandées.

4.6 Exigences réglementaires et normatives

Si la surveillance en ligne est utilisée afin d'augmenter la période des entretiens d'étalonnage des transmetteurs reliés à la sûreté, des exigences réglementaires et normatives doivent être respectées.

4.6.1 Exigences réglementaires

Pour les centrales nucléaires situées aux États-Unis, c'est la NRC qui agit à titre d'organisme réglementaire. Le concept de surveillance en ligne a été accepté en 2000 par cette commission, mais sous certaines conditions, lesquelles sont définies dans le rapport suivant : « *On-Line Monitoring of Instrument Channel Performance TR-104965-R1 NRC SER* » [5]. Toutefois, si une centrale désire implanter un SSL, elle doit préalablement soumettre une demande individuelle à la NRC et démontrer qu'elle respecte les différentes exigences. À l'heure actuelle, aucune centrale américaine n'a soumis une demande [3]. Depuis 2008, l'industrie nucléaire américaine tente d'obtenir une permission générique de la part de la NRC afin d'utiliser la surveillance en ligne [37].

Au Royaume-Uni, c'est le « British Nuclear Installation Inspectorate » (NII) qui réglemente les centrales. Le concept de surveillance en ligne a été accepté en 2005 en considérant les exigences de la NRC et les exigences suivantes [3] :

- La centrale doit développer sa propre expertise en matière de surveillance en ligne et ne pas dépendre de celle d'un contractuel indépendant ;
- Le processus de décision utilisé pour déterminer l'état d'un transmetteur doit impliquer des analystes et ne pas dépendre que des calculs réalisés par un ordinateur ;

- Afin de s'assurer de l'intégrité des boucles d'instrumentation, des inspections visuelles doivent être réalisées périodiquement.

Au Canada, c'est la Commission Canadienne de Sûreté Nucléaire (CCSN) qui est responsable de la réglementation. Si une centrale canadienne désire implanter un SSL pour augmenter la période des entretiens d'étalonnage des transmetteurs reliés à la sûreté, le concept devra préalablement être approuvé par la CCSN. À l'heure actuelle, ce concept n'a pas été présenté à la CCSN.

4.6.2 Exigences normatives

La CEI est le seul organisme de normalisation à avoir émis une norme concernant le concept de surveillance en ligne [49]. Cette norme traite des points suivants :

- Exigences relatives à l'acquisition de données ;
- Exigences relatives à l'analyse et à la qualification des données ;
- Prise en compte des dérives de mode commun ;
- Fréquence de collecte de données ;
- Surveillance d'un point unique.

CHAPITRE 5 : MÉTHODOLOGIE ET DÉMARCHE

La méthodologie préconisée pour répondre aux objectifs de ce projet et la démarche utilisée pour y parvenir se divisent en différentes étapes, lesquelles sont présentées dans ce chapitre. Les résultats sont quant à eux présentés dans les chapitres qui suivent. Ce projet a été réalisé à la centrale nucléaire de Gentilly-2, mais pourrait être adaptable à une autre centrale de type CANDU.

5.1 Réalisation d'un projet d'application

Pour évaluer la performance d'un SSL, il faut le tester avec des données réelles provenant d'une centrale. La première étape consiste à choisir un algorithme mathématique. Ensuite, il est requis de sélectionner des groupes de transmetteurs et d'analyser leur performance. Pour ce faire, leurs signaux sont analysés sur une période de temps donnée à l'aide de l'algorithme mathématique choisi. À cette étape, le système de gestion et de transmission de données d'exploitation (STDE) de la centrale à l'étude, qui archive les signaux provenant des équipements d'instrumentation, est utilisée. Une comparaison entre les résultats obtenus par la surveillance en ligne et ceux obtenus lors de l'étalonnage physique des transmetteurs doit également être réalisée.

5.2 Réalisation d'une étude de faisabilité

Il est nécessaire de réaliser une étude de faisabilité afin d'évaluer les bénéfices escomptés d'un tel projet dans une centrale CANDU. Cette évaluation se divise en six activités :

1. Établissement du portrait actuel en déterminant le nombre de transmetteurs pour lesquels la surveillance en ligne pourrait être utilisée ;
2. Évaluation des coûts ;
3. Évaluation des bénéfices directs ;
4. Réalisation d'une étude de rentabilité ;
5. Évaluation des bénéfices indirects ;

6. Analyse des résultats.

La démarche utilisée pour réaliser ces activités est présentée dans les prochaines sections.

5.2.1 Établissement du portrait actuel

Il faut d'abord déterminer le nombre de transmetteurs présents à la centrale. Ensuite, pour déterminer si le comportement d'un transmetteur donné pourrait éventuellement être suivi par un SSL, différents critères doivent être rencontrés.

Tout d'abord, ce transmetteur doit être relié à un système d'acquisition de données. À la centrale en étude, il existe présentement quatre systèmes d'acquisition qui collectent entre autres les signaux provenant des transmetteurs :

- Ordinateur X (ORDX) ;
- Ordinateur Y (ORDY) ;
- Système de suivi par ordinateur du système d'arrêt d'urgence#1 (SSO1) ;
- Système de suivi par ordinateur du système d'arrêt d'urgence#2 (SSO2) ;

Les données recueillies par ces systèmes sont archivées dans le STDE qui agit à titre de base de données. D'ici 2013, une nouvelle base de données plus performante et conviviale nommée « système d'affichage des données de centrale (SADC) » sera implantée.

Certains transmetteurs ne sont toutefois pas reliés à un système d'acquisition de données et sont seulement utilisés pour fournir un affichage local d'un paramètre. Pour déterminer si un transmetteur est relié, les dessins d'ingénierie, les schémas fonctionnels et le logiciel d'ingénierie et de construction INTEC (INTEgrated Electrical and Control) sont utilisés. Il importe également d'identifier le numéro de l'entrée analogique (E/A) du système d'acquisition qui collecte le signal du transmetteur. Une boucle d'instrumentation donnée pourrait également être reliée à plus d'un système d'acquisition de données et à plus d'une E/A.

Après avoir déterminé si le transmetteur est relié à un système d'acquisition de données, il faut déterminer son niveau de redondance car cette étude se limite à l'utilisation d'algorithmes pour transmetteurs redondants. Pour que ces algorithmes puissent être utilisés, le niveau de redondance doit être égal ou supérieur à trois. Pour évaluer le niveau de redondance, les schémas fonctionnels sont consultés.

Finalement, il faut déterminer sur quel pourcentage de sa plage d'étalonnage le signal d'un transmetteur transite lors d'un cycle complet d'opération de la centrale. Pour ce faire, une extraction des données archivées pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2008 est réalisée. Cette période de temps a été choisie car elle comprend un cycle complet d'opération de la centrale. En effet, la centrale a été arrêtée du 5 avril au 6 juin 2008. De plus, au début de l'année 2008, la centrale était déjà arrêtée, et ce jusqu'au 31 janvier 2008. L'intervalle de temps entre les données est d'une heure. Pour calculer le pourcentage de la plage d'étalonnage qui est couvert, l'équation 5.1 est utilisée :

$$\% \text{ plage couverte} = \frac{\min(V_{\text{max extraction}} ; V_{\text{max étalonnage}}) - \max(V_{\text{min extraction}} ; V_{\text{min étalonnage}})}{V_{\text{max étalonnage}} - V_{\text{min étalonnage}}} \quad (5.1)$$

Où

$V_{\text{max extraction}}$: Tension maximale obtenue par l'extraction (Volts)

$V_{\text{min extraction}}$: Tension minimale obtenue par l'extraction (Volts)

$V_{\text{max étalonnage}}$: Tension maximale de la plage d'étalonnage (Volts)

$V_{\text{min étalonnage}}$: Tension minimale de la plage d'étalonnage (Volts)

La tension minimale de la plage d'étalonnage correspond à la tension aux bornes de la résistance de la boucle d'instrumentation lorsqu'un courant de 4 mA y circule. La tension maximale de la plage d'étalonnage correspond quant à elle à la tension aux bornes de la résistance de la boucle d'instrumentation lorsqu'un courant de 20 mA y circule. Veuillez consulter l'annexe B pour plus de détails concernant le fonctionnement d'un transmetteur.

Tel que discuté à la section 4.3.1, si le signal d'un transmetteur transite sur au moins 25% de sa plage d'étalonnage, la surveillance en ligne peut être utilisée sans aucune autre considération. Sinon, pour les transmetteurs ne rencontrant pas cette exigence, une analyse plus poussée de leur signal doit être réalisée.

L'étude de faisabilité est réalisée en considérant seulement les transmetteurs dont le signal transite sur au moins 25% de leur plage d'étalonnage.

La Figure 12 présente le processus développé pour établir le portrait actuel. Ce processus s'applique pour chacun des transmetteurs de la centrale. Seuls les transmetteurs inclus à l'étude de faisabilité sont considérés dans les prochaines étapes.

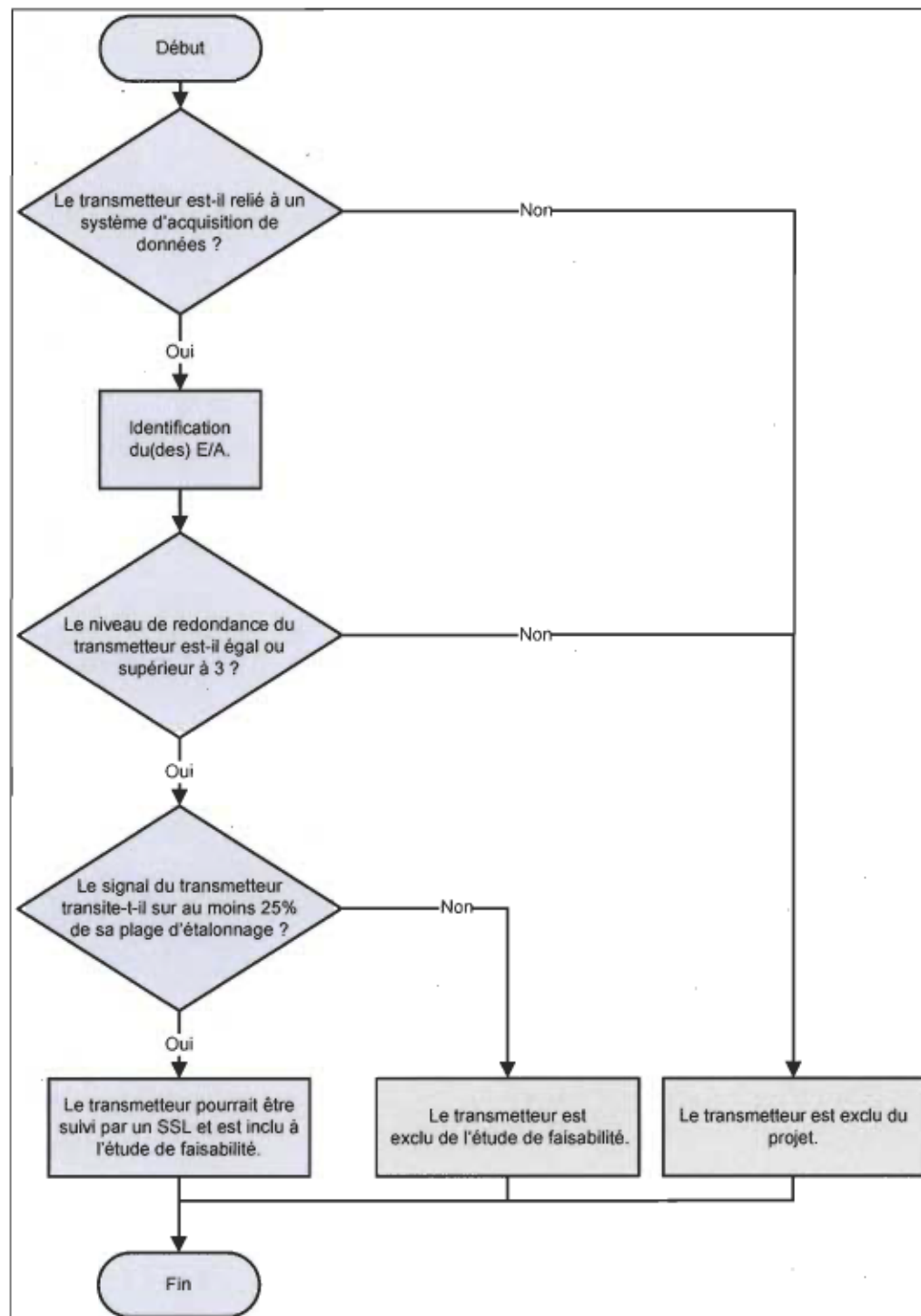


Figure 12. Processus pour établir le portrait actuel

5.2.2 Évaluation des coûts

Les coûts dépendent de plusieurs facteurs tels que le nombre de transmetteurs suivis, le degré d'automatisation de l'acquisition, la fréquence à laquelle l'analyse des données est réalisée, le logiciel d'analyse choisi ainsi que le type d'algorithme d'analyse utilisé par le logiciel.

Comme cette étude se limite à l'utilisation d'algorithmes pour transmetteurs redondants, les coûts relatifs au développement de modèles physiques et/ou empiriques ne sont pas considérés. De plus, il est inutile de réaliser la surveillance en ligne en temps réel. De ce fait, il n'est pas nécessaire de développer une interface entre la base de données et le logiciel d'analyse choisi, ce qui occasionnerait des coûts supplémentaires. Alors que l'acquisition des données est déjà réalisée automatiquement selon la période d'échantillonnage des systèmes d'acquisition, l'extraction et l'analyse des données seraient plutôt exécutées à un intervalle de temps donné.

Ainsi, le Tableau 3 présente les coûts qui doivent être évalués.

Tableau 3
Coûts à considérer

Coûts initiaux
Étude de faisabilité
Logiciel d'analyse (développement/achat/configuration)
Formation du personnel
Préparation du dossier pour l'acceptation du principe par l'organisme réglementaire
Modification des fiches de maintenance
Coûts récurrents annuels
Maintenance du logiciel d'analyse
Analyse périodique des résultats pour identifier les dérives des transmetteurs
Suivi du programme

5.2.3 Évaluation des bénéfices directs

Les bénéfices envisagés découlent directement du nombre d'entretiens d'étalonnage qui pourront être retirés du programme de maintenance. Pour évaluer ces économies, différentes activités doivent être réalisées.

Il importe d'abord de faire une revue du programme d'étalonnage de la centrale afin de déterminer le nombre d'entretiens d'étalonnage qui sont présentement réalisés sur les transmetteurs.

Ensuite, il est nécessaire de vérifier si la majorité des transmetteurs conservent habituellement leur étalonnage, sans quoi l'utilisation d'un SSL serait inutile. Des études antérieures réalisées sur la dérive des transmetteurs de l'industrie nucléaire ont démontré qu'entre 90 et 95% des étalonnages sont non requis [2, 9, 18, 36, 37]. Les critères utilisés dans ces études ne sont toutefois pas expliqués. Pour évaluer l'efficacité du programme d'étalonnage de la centrale de Gentilly-2, il faut d'abord choisir un échantillon de transmetteurs et déterminer, sur un horizon de temps donné, combien de transmetteurs ont présenté une dérive. Pour ce faire, les CTQT mesurées lors des entretiens d'étalonnage réalisés sur ces transmetteurs sont analysées.

Le coût moyen d'un entretien d'étalonnage doit également être estimé. Ce coût doit tenir compte notamment de la préparation du travail, du temps associé à la tâche de maintenance (désinstallation, décontamination, étalonnage, réinstallation, fermeture du dossier), du taux horaire des employés, du matériel requis et de l'exposition radiologique du personnel.

En outre, il faut considérer le fait que pour contrer un éventuel mode commun de dérive, il est nécessaire d'étalonner au moins un transmetteur de chacun des groupes redondants, et ce, à chaque cycle de maintenance de ces transmetteurs.

Dans l'analyse des bénéfices directs, la centrale nucléaire Sizewell B a considéré les économies engendrées par la diminution de la durée de ses arrêts planifiés. Cette centrale compte environ trois fois plus de transmetteurs qu'une centrale CANDU 6

[3] et l'étalonnage de ces transmetteurs est généralement réalisé durant les arrêts planifiés et fait partie du chemin critique. Comme l'étalonnage des transmetteurs ne fait pas partie du chemin critique des arrêts planifiés d'une centrale CANDU 6, ce point n'est pas considéré dans la présente analyse de faisabilité.

5.2.4 Réalisation d'une étude de rentabilité

En fonction des résultats obtenus aux étapes précédentes, une étude de rentabilité doit être réalisée. Cette étude doit tenir compte des facteurs suivants :

- Coût d'investissement initial ;
- Coûts récurrents ;
- Bénéfices directs ;
- Nombre d'années pour atteindre un retour d'investissement total.

5.2.5 Évaluation des bénéfices indirects

Certains bénéfices découlant de l'utilisation d'un SSL sont difficilement quantifiables, mais doivent tout de même être considérés dans cette étude de faisabilité. Ainsi, les bénéfices suivants doivent être évalués :

- Amélioration de la performance des transmetteurs ;
- Amélioration de la planification de la maintenance ;
- Résolution plus efficaces des problèmes ;
- Diminution de l'exposition radiologique du personnel ;
- Affectation plus efficace des ressources.

5.2.6 Analyse des résultats

L'étape finale de cette étude de faisabilité consiste à juger de la rentabilité pour une centrale CANDU 6 d'implanter un SSL pour augmenter la période d'étalonnage des équipements d'instrumentation. Les résultats de l'étude de rentabilité et de l'évaluation des bénéfices indirects doivent être considérés.

CHAPITRE 6 : PROJET D'APPLICATION

Ce chapitre présente les résultats du projet d'application qui a été réalisé.

6.1 Choix d'un algorithme mathématique

L'algorithme qui a été choisi est l'ICMP (Instrumentation and Calibration Monitoring Program). Cet algorithme a été développé par EPRI et complété en 1993 [14].

Cet algorithme a d'abord été choisi car l'ICMP est un algorithme pour transmetteurs redondants reconnu et la présente recherche se limite à l'utilisation de ce type d'algorithme.

En outre, il a été testé dans les centrales nucléaires américaines suivantes : Millstone Unit 2, South Texas Project et Virgil C. Summer [5]. Un logiciel basé sur cet algorithme a également été installé dans les centrales nucléaires américaines Catawba et Virgil C. Summer [9] en tant qu'outil d'aide à la résolution de problèmes et de suivi de la performance. Toutes ces centrales sont de type PWR.

Finalement, les algorithmes utilisés dans les centrales nucléaires d'EDF et dans la centrale nucléaire Sizewell B sont très similaires à l'ICMP [3, 28].

6.2 Fondements de l'ICMP

Cette section fournit une description détaillée de l'algorithme ICMP.

6.2.1 Principe général

Tel qu'expliqué à la section 2.4, l'évaluation de la performance d'un transmetteur par un SSL est réalisée en trois étapes :

1. Calculer un estimé du paramètre du procédé ;

2. Déterminer la déviation de chacun de ces transmetteurs en comparant son signal à l'estimé du paramètre.
3. Évaluer l'état de chacun des transmetteurs en fonction de leur déviation respective.

L'ICMP calcule un estimé du paramètre en se basant sur une moyenne pondérée des signaux provenant d'un groupe de transmetteurs redondants. La pondération allouée à chacun des transmetteurs d'un groupe est déterminée selon la cohérence de son signal par rapport aux signaux des autres transmetteurs du groupe. Cette cohérence est évaluée en comparant le signal du transmetteur avec les $n-1$ autres signaux, où n est le nombre de transmetteurs redondants dans le groupe. Cette comparaison doit être effectuée pour chacun des échantillons temporels du signal. La cohérence d'un transmetteur peut prendre les valeurs de 0 à $n-1$. L'état de chacun des transmetteurs est ensuite évalué selon un critère d'acceptation. Si la déviation calculée est plus petite que ce critère d'acceptation, la performance de l'équipement est dite acceptable. Si la déviation calculée est plus grande que ce critère d'acceptation, un entretien d'étalonnage doit être planifié prochainement sur ce transmetteur ou il est jugé inopérable, tout dépendant de la gravité de la déviation calculée.

6.2.2 Estimé du paramètre

L'estimé du paramètre est calculé comme suit :

$$\hat{x} = \frac{\sum_{i=1}^n w_i C_i m_i}{\sum_{i=1}^n w_i C_i} \quad (6.1)$$

Où

$\hat{x}$: Estimé du paramètre pour un échantillon donné dans le temps

n : Nombre de transmetteurs redondants dans le groupe

w_i : Poids associé au signal i

C_i : Cohérence du signal i

m_i : Valeur du signal i

Le poids permet d'appliquer une plus grande importance aux transmetteurs plus précis ou fiables dans un groupe de transmetteurs redondants. Pour la présente étude, comme la précision ou la fiabilité relative des transmetteurs d'un groupe n'est pas connue, l'équation est réduite ainsi :

$$\hat{x} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i m_i}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (6.2)$$

Ainsi, si la cohérence de tous les signaux d'un groupe est la même, l'estimé du paramètre est obtenu par une simple moyenne.

6.2.3 Facteur de cohérence

L'influence que chacun des signaux a sur le calcul de l'estimé du paramètre dépend de la valeur de sa cohérence. Plus la cohérence est élevée, plus son influence sera importante. La cohérence d'un signal est calculée comme suit :

$$\begin{aligned} C_i &= 0 \\ \text{Pour } j &= 1 : n \\ &\quad \text{Si } i \neq j \\ &\quad \quad \text{Si } |m_i - m_j| \leq \delta_i + \delta_j \\ &\quad \quad \quad C_i = C_i + 1 \\ &\quad \text{Fin} \\ &\text{Fin} \end{aligned} \quad (6.3)$$

Où

C_i : Cohérence du signal i

m_i : Valeur du signal i

m_j : Valeur du signal j

δ_i : Limite de cohérence pour le transmetteur i

δ_j : Limite de cohérence pour le transmetteur j

La valeur de la limite de cohérence dépend des incertitudes associées aux différents signaux. Si toutes les boucles d'instrumentation d'un groupe comportent les mêmes

incertitudes, alors leur limite de cohérence est égale. Comme c'est normalement le cas, l'équation peut être simplifiée ainsi :

$$|m_i - m_j| \leq 2\delta = FC \quad (6.4)$$

Où

FC : Facteur de cohérence

Pour illustrer le processus permettant de calculer la cohérence d'un signal, considérons le cas où un paramètre du procédé est mesuré par trois transmetteurs redondants. Le facteur de cohérence est utilisé pour comparer le signal de chaque transmetteur aux signaux des autres transmetteurs. Les situations suivantes peuvent alors se présenter.

- Si le signal du transmetteur est suffisamment près des deux autres signaux, sa cohérence C_i sera de 2;
- Si le signal du transmetteur est suffisamment près d'un seul des autres signaux, sa cohérence C_i sera de 1;
- Si le signal du transmetteur est loin des deux autres signaux, sa cohérence C_i sera de 0. Dans ce cas, ce signal n'a aucune influence sur l'estimé du paramètre du procédé car il est exclu du calcul.

Si la cohérence de tous les signaux est de 0, ce qui signifie que tous les signaux sont loin les uns des autres, alors l'estimé du paramètre ne pourra être calculé.

6.2.4 Critère d'acceptation

Lorsque l'estimé du paramètre est calculé, l'ICMP évalue l'état de chacun des transmetteurs en comparant son signal à cet estimé. Cette vérification est réalisée en utilisant un critère d'acceptation.

$$Si |\hat{x} - m_i| \geq CA_i \quad (6.5)$$

Alors le signal m_i présente potentiellement une dérive.

Où

CA_i : Critère d'acceptation pour le signal i

Le fait que la déviation d'un signal excède le critère d'acceptation ne signifie pas que ce signal n'a pas d'influence sur l'estimé du paramètre car sa cohérence n'est pas nécessairement égale à 0.

6.2.5 Relation entre le facteur de cohérence et le critère d'acceptation

Le facteur de cohérence et le critère d'acceptation sont indirectement reliés du fait qu'un signal a davantage de chance de ne pas excéder le critère d'acceptation s'il peut influencer la valeur de l'estimé du paramètre. En effet, si le facteur de cohérence augmente, il est plus probable qu'un signal donné soit déclaré cohérent et qu'il soit considéré dans le calcul de l'estimé du paramètre. Si le facteur de cohérence est trop élevé, le signal d'un transmetteur qui n'est théoriquement pas cohérent avec les autres signaux serait tout de même considéré dans le calcul de l'estimé du paramètre et pourrait fausser sa valeur. Cette erreur sur l'estimé du paramètre pourrait avoir pour effet de déclarer fautivement ce transmetteur comme ayant une performance acceptable alors que ce n'est pas le cas.

Étant donnée la relation indirecte qui existe entre ces deux paramètres, leur valeur doit être déterminée de façon appropriée. Il est recommandé qu'ils soient relativement similaires et que la différence entre ces deux paramètres ne devrait pas excéder 1% de la plage d'étalonnage du transmetteur [64].

6.2.6 Incertitude de la surveillance en ligne

Toutes mesures comportent une certaine incertitude. Un estimé d'un paramètre du procédé calculé selon une moyenne pondérée de signaux comporte également une incertitude car il ne représente pas la valeur exacte du paramètre. Il est une estimation plus ou moins exacte de la valeur réelle. L'incertitude associée à la surveillance en ligne dépend de plusieurs facteurs tels que [5] :

- La précision des signaux utilisés pour calculer l'estimé du paramètre. Cette précision dépend entre autres des équipements formant la boucle d'instrumentation ;
- La portion de la plage d'étalonnage qui est effectivement surveillée par le SSL ;
- L'algorithme utilisé pour calculer l'estimé du paramètre ;

- Le nombre de transmetteurs redondants. Plus ce nombre augmente, plus l'incertitude devrait diminuer.

Les incertitudes associées à la surveillance en ligne doivent être considérées lors de la détermination du facteur de cohérence et du critère d'acceptation. Avant d'entrer plus en détails dans la détermination de ces paramètres, il est requis de bien identifier les éléments qui contribuent à ces incertitudes.

La Figure 13 présente une configuration typique d'une boucle d'instrumentation utilisée pour initier le déclenchement d'un système spécial de sûreté (SSS) ainsi que la manière dont le SSL est relié à cette boucle.

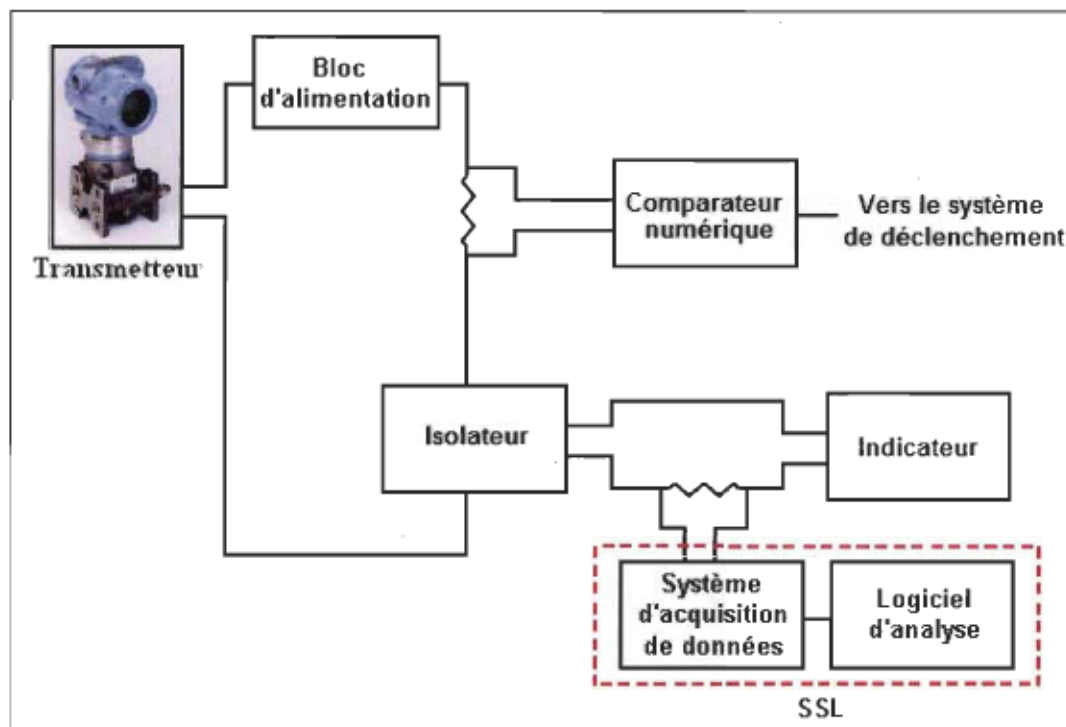


Figure 13. Suivi en ligne - Configuration typique

Un des aspects importants d'un SSS consiste en l'utilisation d'un arrangement particulier pour initier le déclenchement du système. Cet arrangement porte le nom de « logique 2 de 3 ». Chaque paramètre de déclenchement doit être lu par au moins deux des trois transmetteurs redondants pour provoquer le déclenchement du système. Par exemple, pour que le SAU#1 déclenche sur une basse pression de l'eau

d'alimentation (paramètre de déclenchement), il est requis que le seuil de déclenchement soit lu par au moins deux des trois transmetteurs mesurant ce paramètre. Le comparateur numérique lit les signaux provenant des trois transmetteurs et initie, s'il y a lieu, le déclenchement du système.

Le Tableau 4 présente les composants qui contribuent à l'incertitude pour chacun des circuits.

Tableau 4
Composants contribuant à l'incertitude des différents circuits

Sources d'incertitude	Circuit de la surveillance en ligne	Circuit de déclenchement
Transmetteur	X	X
Bloc d'alimentation	X	X
Comparateur numérique		X
Isolateur	X	
Système d'acquisition de données	X	
Logiciel d'analyse	X	

Transmetteur

Les incertitudes du transmetteur sont associées aux aspects suivants :

- Tolérance admissible utilisée lors de l'étalonnage physique du transmetteur ;
- Précision des équipements de mesure utilisés lors de l'étalonnage du transmetteur ;
- Effet de la température ;
- Effet de la pression ;
- Dérive du transmetteur en fonction du temps. Cette caractéristique est habituellement fournie par le fabricant, mais peut également être obtenue en réalisant une étude sur la dérive des transmetteurs.

Pour la surveillance en ligne, les incertitudes liées aux effets de la température et de la pression ne sont habituellement pas considérées [7].

Bloc d'alimentation

Les incertitudes résultent de la précision du bloc d'alimentation, laquelle étant habituellement fournie par le fabricant.

Comparateur numérique

Les incertitudes du comparateur numérique sont associées aux aspects suivants :

- Précision de la résistance qui convertit le courant en tension ;
- Précision du comparateur;
- Dérive du comparateur;
- Précision des équipements de mesure utilisés lors de l'étalonnage du comparateur ;
- Incertitudes liées à la troncature numérique. Cet aspect est dû au fait que le comparateur converti un signal analogique en un signal numérique et que la précision de ce signal numérique est limitée aux nombres de bits utilisés.

Isolateur

Les incertitudes de l'isolateur sont associées aux aspects suivants :

- Précision de l'isolateur ;
- Effet de la température ;
- Tolérance admissible utilisée lors de l'étalonnage physique de l'isolateur;
- Précision des équipements de mesure utilisés lors de l'étalonnage de l'isolateur ;
- Dérive de l'isolateur.

Système d'acquisition de données

Les incertitudes du système d'acquisition de données sont associées aux aspects suivants :

- Précision de la résistance qui convertit le courant en tension ;
- Incertitudes liées au multiplexeur, lequel étant un sous-composant du système d'acquisition de données;
- Précision du convertisseur analogique-numérique, lequel étant un sous-composant du système d'acquisition de données;
- Dérive du convertisseur analogique-numérique;

- Précision des équipements de mesure utilisés lors de l'étalonnage du convertisseur analogique-numérique.

L'ensemble des incertitudes associées au transmetteur, au bloc d'alimentation, à l'isolateur et au système d'acquisition de données correspondent à l'incertitude de la boucle d'instrumentation devant être considérée pour la surveillance en ligne. Si les différentes incertitudes de ces composants sont indépendantes les unes des autres, aléatoires et normalement distribuées, l'incertitude de la boucle d'instrumentation est obtenue en calculant la racine carrée de la somme des carrés des différentes incertitudes des composants [65].

Logiciel d'analyse

L'incertitude associée au logiciel d'analyse dépend de l'algorithme mathématique utilisé. Pour l'ICMP, le calcul de l'estimé du paramètre présente une incertitude. En effet, comme ce calcul utilise les signaux des transmetteurs, il ne représente pas la valeur réelle du paramètre du procédé, mais bien une approximation de cette dernière. Cette incertitude dépend du nombre de transmetteurs redondants dans chacun des groupes, de l'incertitude des boucles d'instrumentation ainsi que du degré de cohérence des signaux.

L'équation suivante permet de calculer l'incertitude d'une fonction [7] :

$$\omega_R = \pm \sqrt{\left(\frac{\partial R}{\partial x} \omega_x\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial R}{\partial z} \omega_z\right)^2} \quad (6.6)$$

Où

R : La fonction $R(x, \dots, z)$

$x, \dots, z$: Variables

$\omega_x, \dots, \omega_z$: Incertitude de $x, \dots, z$

ω_R : Incertitude de la fonction R

Si cette équation est appliquée à la fonction permettant de calculer l'estimé du paramètre, alors on obtient :

$$\omega_{\hat{x}} = ICMP_{inc} = \pm \sqrt{\left(\frac{\partial \hat{x}}{\partial m_i} \omega_i \right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial \hat{x}}{\partial m_n} \omega_n \right)^2} \quad (6.7)$$

Où

$\hat{x}$: Estimé du paramètre

$\omega_{\hat{x}}$ ou $ICPM_{inc}$: Incertitude de l'estimé du paramètre qui représente l'incertitude associée à l'ICMP

n : Nombre de transmetteurs redondants dans le groupe

$\omega_i, \dots, \omega_n$: Incertitude des boucles d'instrumentation $i, \dots, n$

$m_i, \dots, m_n$: Signaux des boucles d'instrumentation $i, \dots, n$

La dérivée partielle de $\hat{x}$ selon le signal m_i est obtenue ainsi :

$$\frac{\partial \hat{x}}{\partial m_i} = \frac{\partial \left(\frac{\sum_{i=1}^n C_i m_i}{\sum_{i=1}^n C_i} \right)}{\partial m_i} = \frac{\partial \left(\frac{C_1 m_1 + \dots + C_n m_n}{C_1 + \dots + C_n} \right)}{\partial m_i} = \frac{C_i}{C_1 + \dots + C_n} \quad (6.8)$$

Où

C_i : Cohérence du signal i

L'équation 6.7 est ainsi transformée :

$$ICMP_{inc} = \pm \sqrt{\left(\frac{C_i}{C_1 + \dots + C_n} \omega_i \right)^2 + \dots + \left(\frac{C_n}{C_1 + \dots + C_n} \omega_n \right)^2} \quad (6.9)$$

Prenons l'exemple d'un groupe de trois transmetteurs redondants dont l'incertitude de leur boucle d'instrumentation est de $\pm 0,6\%$ de la plage d'étalonnage du transmetteur et dont les signaux sont suffisamment rapprochés de sorte que leur cohérence est de 2 ($C_1 = C_2 = C_3 = 2$). L'incertitude associée à l'estimé du paramètre est donc calculée comme suit :

$$\begin{aligned}
ICMP_{inc} &= \pm \sqrt{\left(\frac{C_1}{C_1+C_2+C_3} \omega_1\right)^2 + \left(\frac{C_2}{C_1+C_2+C_3} \omega_2\right)^2 + \left(\frac{C_3}{C_1+C_2+C_3} \omega_3\right)^2} \\
&= \pm \sqrt{3 \times \left(\frac{2}{6} \times 0,6\right)^2} \\
&= \pm 0,346 \%
\end{aligned} \tag{6.10}$$

Si l'un des signaux n'est pas considéré comme étant cohérent, de sorte qu'il ne sera pas considéré dans le calcul de l'estimé du paramètre, mais que les deux autres signaux sont cohérents entre eux (exemple : $C_1 = 0$; $C_2 = C_3 = 1$), alors l'incertitude associée à cet estimé sera donnée par l'équation suivante :

$$\begin{aligned}
ICMP_{inc} &= \pm \sqrt{\left(\frac{C_1}{C_1+C_2+C_3} \omega_1\right)^2 + \left(\frac{C_2}{C_1+C_2+C_3} \omega_2\right)^2 + \left(\frac{C_3}{C_1+C_2+C_3} \omega_3\right)^2} \\
&= \pm \sqrt{2 \times \left(\frac{1}{2} \times 0,6\right)^2} \\
&= \pm 0,424 \%
\end{aligned} \tag{6.11}$$

Plus le nombre de signaux considérés dans le calcul de l'estimé du paramètre est élevé, plus l'incertitude associée sera petite. Le même raisonnement s'applique au nombre de transmetteurs redondants du groupe. En effet, plus ce nombre est élevé, plus petite devrait être l'incertitude. Cette incertitude dépend toutefois du degré de cohérence des signaux, lequel dépend du facteur de cohérence utilisé.

L'incertitude associée à l'ICMP peut varier dans le temps car la cohérence des signaux peut évoluer. Cette incertitude est donc dynamique. Pour le présent projet d'application, elle a été calculée pour chaque échantillon de temps donné.

6.2.7 Détermination du critère d'acceptation

Toute centrale nucléaire réalise des analyses de sûreté afin notamment de déterminer son enveloppe d'exploitation sûre (EES). Une EES est définie comme étant l'ensemble des limites et des conditions à l'intérieur desquelles une centrale nucléaire doit être exploitée pour assurer la conformité à l'évaluation de sûreté

présentée à l'appui du permis d'exploitation. Ces limites et conditions peuvent être surveillées par l'exploitant ou en son nom et contrôlées par lui [62].

Afin de s'assurer de demeurer à l'intérieur de l'EES, les seuils de déclenchement des SSS sont calculés par des analyses de sûreté. La norme ANSI/ISA-S67.04-01 *Setpoints for nuclear safety related instrumentation* [65] fournit d'ailleurs les principes à suivre lors de la détermination de ces seuils. Ces analyses de sûreté incluent des marges lors de la détermination des seuils de déclenchement. À la centrale nucléaire de Gentilly-2, ces marges considèrent les incertitudes suivantes [66] :

- Incertitudes associées aux boucles d'instrumentation, depuis la mesure du paramètre jusqu'au déclenchement du SSS ;
- Incertitudes induites par les variations normales du procédé surveillé, lesquelles peuvent affecter le paramètre ;
- Incertitudes liées aux modèles de simulation utilisés dans les analyses de sûreté.

L'utilisation d'un SSL pour le suivi du comportement des transmetteurs d'un SSS ne doit pas discréditer ces analyses. Pour cette raison, le critère d'acceptation utilisé par le SSL doit être déterminé de sorte que les analyses de sûreté demeurent valides et que la sûreté de la centrale ne soit donc pas compromise.

Pour bien comprendre la relation qui existe entre le critère d'acceptation et les critères utilisés dans les analyses de sûreté, il est requis de connaître les principes fondamentaux de ces analyses. Comme la méthodologie utilisée pour déterminer les seuils de déclenchement est propre à chacune des centrales, les principes qui seront expliqués sont généraux et doivent être considérés comme un exemple. La centrale nucléaire de Gentilly-2 a d'ailleurs développé sa propre méthodologie [66].

La Figure 14 présente les limites et marges utilisées dans les analyses de sûreté pour un déclenchement sur valeur élevée d'un paramètre du procédé. Le même principe s'applique à un déclenchement sur valeur basse. Ces limites sont définies comme suit [40, 65] :

- Limite de sûreté : Limite à laquelle des dommages à la centrale peuvent survenir si un paramètre donné du procédé l'excède. Si cette limite est atteinte, l'intégrité des barrières, qui représentent des obstacles à la dispersion de matières radioactives, pourrait être compromise. Pour s'assurer que cette limite n'est pas atteinte, des marges sont considérées dans les analyses de sûreté.
- Limite analytique : Limite établie par les analyses de sûreté afin de s'assurer qu'un paramètre donné du procédé n'atteindra pas la limite de sûreté.
- Seuil de déclenchement : Valeur prédéterminée d'un paramètre du procédé à partir de laquelle des actions protectrices sont initiées tel que le déclenchement d'un SSS.
- Valeur admissible : Idéalement, le seuil de déclenchement est égal à sa valeur prévue. Toutefois, plusieurs facteurs peuvent modifier cette valeur (exemple : dérive d'un transmetteur). Pour cette raison, une marge autour du seuil de déclenchement est tolérée. Lors des essais de déclenchement d'un SSS, il est requis de s'assurer que le déclenchement survient à l'intérieur de cette marge.
- Valeur normale : Le point nominal d'un paramètre du procédé en exploitation normale. Il ne constitue pas une limite. Il est présenté sur la figure afin d'illustrer sa position relative par rapport au seuil de déclenchement.

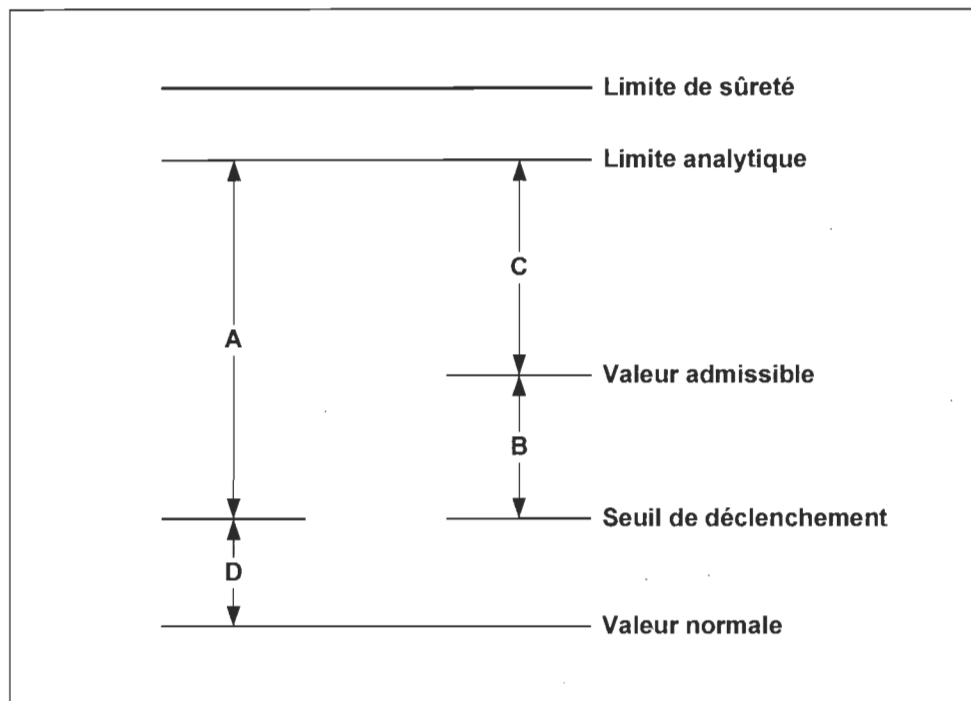


Figure 14. Limites et marges applicables aux paramètres de déclenchement des SSS
(exemple de déclenchement sur valeur élevée)

- A : Une marge est prévue entre le seuil de déclenchement et la limite analytique afin de s'assurer qu'il y ait déclenchement du système avant que le paramètre du procédé n'atteigne la limite analytique. Cette marge est calculée en considérant l'ensemble des incertitudes des composants du circuit de déclenchement. Une marge additionnelle est également incluse afin d'assurer un certain conservatisme.
- B : Une marge est prévue entre le seuil de déclenchement et la valeur admissible afin de fournir une certaine flexibilité lors des essais de déclenchement des SSS.
- C : Région supérieure à la valeur admissible, mais inférieure à la limite analytique. Lors des essais de déclenchement d'un SSS, s'il s'avère que cette région est atteinte et qu'il n'y a pas eu de déclenchement, la boucle d'instrumentation sera considérée comme étant défaillante.
- D : Région supérieure à la valeur normale, mais inférieure au seuil de déclenchement. Elle représente les variations normales d'un paramètre du procédé en exploitation normale.

L'utilisation de la surveillance en ligne introduit des incertitudes additionnelles qui devraient être considérées dans le calcul des seuils de déclenchement afin d'assurer la sûreté de la centrale. Cependant, au lieu de réviser les analyses de sûreté, il est plus judicieux et simple de tenir compte de ces incertitudes additionnelles lors du calcul du critère d'acceptation.

La méthodologie utilisée pour calculer le critère d'acceptation doit être cohérente avec celle utilisée pour calculer les seuils de déclenchement. Les incertitudes considérées lors du calcul des seuils de déclenchement doivent être prises en compte de la même manière lors du calcul du critère d'acceptation. Toutefois, comme les composants qui forment le circuit de déclenchement diffèrent de ceux du circuit de la surveillance en ligne (voir Tableau 4), certains termes doivent être retirés alors que d'autres doivent être ajoutés.

Supposons par exemple les incertitudes présentées dans le Tableau 5.

Tableau 5
Exemple des incertitudes à considérer

Sources d'incertitude	Valeur de l'incertitude (% plage d'étalonnage)
Transmetteur	0,5
Bloc d'alimentation	0,01
Comparateur numérique	0,3
Isolateur	0,2
Système d'acquisition de données	0,25

Les incertitudes considérées lors du calcul des seuils de déclenchement sont associées aux composants qui forment le circuit de déclenchement : transmetteur, bloc d'alimentation et comparateur numérique. Si l'on considère ces incertitudes comme étant indépendantes, aléatoires et distribuées normalement, alors l'incertitude totale est obtenue par l'équation suivante :

$$Incertitude_{circuit\ de\ déclenchement} = \pm \sqrt{0,5^2 + 0,01^2 + 0,3^2} = 0,583\% \quad (6.12)$$

Le circuit de la surveillance en ligne est quant à lui formé des composants suivants : transmetteur, bloc d'alimentation, isolateur et système d'acquisition de données. L'incertitude totale est donc obtenue par l'équation suivante :

$$Inc\text{ertitude}_{\text{circuit de surveillance}} = \pm \sqrt{0,5^2 + 0,01^2 + 0,2^2 + 0,25^2} = 0,594\% \quad (6.13)$$

Pour calculer le critère d'acceptation, les incertitudes des composants du circuit de la surveillance en ligne doivent être considérées. L'utilisation de la surveillance en ligne introduit cependant deux autres sources d'incertitude qui doivent être prises en compte et qui pénalisent le critère d'acceptation [5] :

- Incertitude associée au logiciel d'analyse, lequel dépend de l'algorithme mathématique utilisé. Pour l'ICMP, l'incertitude est associée au calcul de l'estimé du paramètre.
- Incertitude associée à la surveillance d'un point unique (voir section 4.3.1), qui est liée au pourcentage de la plage d'étalonnage qui est surveillé par le SSL.

L'équation suivante permet de calculer le critère d'acceptation :

$$CA = \pm \sqrt{Inc\text{ertitude}_{\text{circuit de surveillance}}^2 - ICMP_{inc}^2 - SPU_{inc}^2} \quad (6.14)$$

Où

CA : Critère d'acceptation

$Inc\text{ertitude}_{\text{circuit de surveillance}}$: Racine carrée de la somme des carrés des différentes incertitudes des composants

$ICPM_{inc}$: Incertitude associée à l'ICMP (voir section 6.2.6).

SPU_{inc} : Pénalité liée à la surveillance d'un point unique. Cette pénalité dépend de la portion de la plage d'étalonnage qui est surveillée par le SSL.

Pour le présent projet d'application, comme le signal des transmetteurs transite sur au moins 25% de leur plage d'étalonnage, aucune pénalité liée à la surveillance d'un point unique ne doit être appliquée [3]. L'équation 6.14 peut donc être réduite à l'expression suivante :

$$CA = \pm \sqrt{Inc\text{ertitude}_{\text{circuit de surveillance}}^2 - ICMP_{inc}^2} \quad (6.15)$$

Par exemple, si l'incertitude associée à l'ICMP est de 0,346% de la plage d'étalonnage et que les incertitudes des différents composants du circuit de la surveillance en ligne sont celles présentées dans le Tableau 5, alors le critère d'acceptation est calculé comme suit :

$$CA = \pm \sqrt{0,5^2 + 0,01^2 + 0,2^2 + 0,25^2 - 0,346^2} = 0,483\% \quad (6.16)$$

À moins qu'un composant particulier du circuit de la surveillance en ligne ne soit remplacé par un composant différent, les incertitudes associées aux composants sont statiques, ce qui signifie qu'elles ne changent pas en fonction du temps. L'incertitude associée à l'ICMP est quant à elle dynamique car elle dépend de la cohérence des signaux, laquelle peut varier dans le temps. Pour cette raison, le critère d'acceptation est un paramètre dynamique. Pour le présent projet d'application, il a été calculé pour chaque échantillon de temps donné.

La méthodologie présentée dans cette section s'applique au suivi en ligne des transmetteurs utilisés sur les SSS. Pour un transmetteur qui n'est pas lié à un SSS, les mêmes principes peuvent être appliqués. Le critère d'acceptation choisi peut toutefois être plus permissif car l'impact de leur défaillance sur la sûreté est moindre et parfois même nul.

6.2.8 Détermination du facteur de cohérence

Il est recommandé que le facteur de cohérence soit relativement similaire au critère d'acceptation et que la différence entre ces deux paramètres ne doit pas excéder 1% de la plage d'étalonnage du transmetteur [64]. La valeur du critère d'acceptation, laquelle étant un paramètre dynamique, dépend indirectement de la valeur du facteur de cohérence. En effet, la valeur du critère d'acceptation dépend de l'incertitude de l'ICMP et cette incertitude dépend de la cohérence des signaux. Plus le facteur de cohérence est grand, plus il est probable que les signaux soient considérés comme étant cohérents.

Pour le présent projet d'application, le facteur de cohérence est considéré comme une variable statique. Ce paramètre est déterminé pour chacun des groupes de

transmetteurs redondants car sa valeur dépend entre autres de l'incertitude des boucles d'instrumentation. L'exemple suivant explique la méthodologie utilisée pour fixer ce facteur.

Soit trois transmetteurs redondants dont l'incertitude de leur boucle d'instrumentation est de $\pm 0,6\%$ de la plage d'étalonnage du transmetteur. L'incertitude de l'ICMP est obtenue par l'équation suivante :

$$ICMP_{inc} = \pm \sqrt{\left(\frac{C_1}{C_1+C_2+C_3} \omega_1\right)^2 + \left(\frac{C_2}{C_1+C_2+C_3} \omega_2\right)^2 + \left(\frac{C_3}{C_1+C_2+C_3} \omega_3\right)^2} \quad (6.17)$$

Où

$ICPM_{inc}$: Incertitude associée à l'ICMP

$\omega_1, \omega_2, \omega_3$: Incertitude des boucles d'instrumentation (0,6%). Elle correspond à la racine carrée de la somme des carrés des différentes incertitudes des composants.

C_1, C_2, C_3 : Cohérence des signaux

Le Tableau 6 présente les valeurs possibles de l'incertitude de l'ICMP en fonction de la cohérence des signaux.

Tableau 6
Valeurs possibles de l'incertitude de l'ICMP (exemple)

$C_1 + C_2 + C_3$	Cas d'exemple	$ICMP_{inc}$ (% plage d'étalonnage)
0	$C_1 = C_2 = C_3 = 0$	Non applicable ¹
2	$C_1 = 0 ; C_2 = C_3 = 1$	$\pm 0,424 \rightarrow ICMP_{inc \max}$
4	$C_1 = 2 ; C_2 = C_3 = 1$	$\pm 0,367 \rightarrow ICMP_{inc \text{ moyen}}$
6	$C_1 = C_2 = C_3 = 2$	$\pm 0,346 \rightarrow ICMP_{inc \min}$

¹ Si la cohérence de tous les signaux est de 0, ce qui signifie que tous les signaux sont loin les uns des autres, alors l'estimé du paramètre ne pourra être calculé et la méthode ICMP n'est plus applicable.

La valeur du critère d'acceptation est quant à elle obtenue par l'équation suivante :

$$CA = \pm \sqrt{Incertitude_{circuit \text{ de surveillance}}^2 - ICMP_{inc}^2} \quad (6.18)$$

Où

CA : Critère d'acceptation

$Incirtitude_{circuit\ de\ surveillance}$: Racine carrée de la somme des carrés des différentes incertitudes des composants (0,6%)

$ICPM_{inc}$: Incertitude associée à l'ICMP

Le Tableau 7 présente les valeurs possibles du critère d'acceptation en fonction de l'incertitude de l'ICMP.

Tableau 7
Valeurs possibles du critère d'acceptation (exemple)

$ICMP_{inc}$ (% plage d'étalonnage)	CA (% plage d'étalonnage)
$\pm 0,424 \rightarrow ICMP_{inc\ max}$	$\pm 0,424 \rightarrow CA_{min}$
$\pm 0,367 \rightarrow ICMP_{inc\ moyen}$	$\pm 0,474 \rightarrow CA_{moyen}$
$\pm 0,346 \rightarrow ICMP_{inc\ min}$	$\pm 0,490 \rightarrow CA_{max}$

Pour un groupe de transmetteurs redondants donné, la valeur du facteur de cohérence utilisée dans le présent projet d'application sera égale au critère d'acceptation moyen ($\pm 0,474\%$ plage d'étalonnage dans l'exemple précédent).

6.3 Études de cas

Pour ce projet d'application, quatre cas spécifiques sont étudiés. Ils sont présentés dans le Tableau 8.

Tous les transmetteurs sont de la série 1152 du manufacturier Rosemount. De cette série, il existe différents modèles de transmetteurs. Chaque modèle se différencie par son type (pression différentielle – DP ou pression relative – GP) et par sa gamme d'application. La gamme d'application est définie comme étant la plage de pression pouvant être mesurée par le transmetteur et est fournie par le manufacturier [6]. Un transmetteur doit donc être utilisé et étalonné à l'intérieur de cette gamme.

Tableau 8
Présentation des études de cas

Cas	Numéro d'équipement	Système	Fonction	Modèle	Gamme d'application (MPa)	Plage d'étalonnage
#1	68241PT2D	SAU#1	Mesure de la pression d'eau d'alimentation (boucle #2)	GP8	0-1,17 à 0-6,89	1,91 à 5,41 MPa
	68241PT2E			GP8		
	68241PT2F			GP8		
#2	68333PT1G	SAU#2	Mesure de la pression du caloporteur au collecteur de sortie 3312-HD1	GP9	0-3,45 à 0-20,68	5 à 13 MPa
	68333PT1H			GP9		
	68333PT1J			GP9		
#3	68337LT1G	SAU#2	Mesure du niveau du pressuriseur 3332-TK1	DP5	0-0,03108 à 0-0,1864	0 à 15 mètres
	68337LT1H			DP5		
	68337LT1J			DP5		
#4	68334PT4G	SAU#2	Mesure de la pression différentielle entre le collecteur d'entrée 3312-HD6 et le collecteur de sortie 3312-HD7.	DP7	0-0,34 à 0-2,07	0 à 2 MPa
	68334PT4H			DP7		
	68334PT4J			DP7		

Les incertitudes utilisées pour calculer le critère d'acceptation propre à chacun des cas proviennent de rapports internes réalisés à la centrale nucléaire de Gentilly-2 [67, 68]. Ces rapports documentent entre autres les incertitudes des différents composants formant la boucle d'instrumentation pour chacun des paramètres de déclenchement des SSS, lesquelles sont utilisées dans les analyses de sûreté. De par leur nature confidentielle, les détails relatifs à ces études ne peuvent être divulgués dans la présente recherche.

Pour chacun des cas, les résultats obtenus lors du dernier étalonnage physique des transmetteurs sont comparés aux résultats obtenus par la surveillance en ligne. Seule une comparaison qualitative est réalisée. En effet, une comparaison quantitative est inutile parce que ces deux méthodes ne vérifient pas les mêmes aspects. L'étalonnage physique vérifie seulement l'état du transmetteur alors que la surveillance en ligne

vérifie l'état de la boucle d'instrumentation, laquelle comprend notamment le transmetteur.

Pour obtenir les résultats des étalonnages physiques, les rapports d'étalonnage sont utilisés. À la centrale nucléaire de Gentilly-2, l'étalonnage d'un transmetteur doit être théoriquement réalisé si les CTQT sont à l'extérieur de la tolérance admissible. Ces conditions correspondent aux différents points qui sont mesurées avant l'étalonnage. On les appelle également « Sortie avant ajustement ». Chaque point de mesure est ensuite comparé à sa valeur théorique. Si tous les points de mesure sont à l'intérieur de la tolérance admissible, il n'est pas requis de réaliser l'étalonnage du transmetteur. La tolérance admissible utilisée à Gentilly-2 est de $\pm 0,25\%$ de la plage d'étalonnage, ce qui correspond à l'exactitude des transmetteurs de la série 1152 de Rosemount [6]. Il s'avère toutefois qu'en pratique, la majorité des transmetteurs sont étalonnés, et ce, malgré que les CTQT sont à l'intérieur de la tolérance admissible.

Pour comparer les résultats d'étalonnage aux résultats de la surveillance en ligne, les signaux des différents transmetteurs sont d'abord analysés pour la période du 1^{er} janvier 2010 au 1^{er} juin 2011. Cette période a été choisie afin de couvrir l'ensemble des dates lors desquelles les étalonnages physiques des différents transmetteurs à l'étude ont été réalisés.

En régime permanent (fonctionnement normal de la centrale), la période d'échantillonnage recommandée lors de l'acquisition des signaux est de 60 secondes alors qu'elle est de 10 secondes en régime transitoire (phases de démarrage et d'arrêt) [69]. Pour la première analyse, l'acquisition des signaux est réalisée à une période d'échantillonnage d'une heure afin de limiter le nombre de données. Des analyses sur des périodes de temps plus courtes sont ensuite réalisées à une période d'échantillonnage de 10 ou 60 secondes selon le cas.

Lors de l'analyse d'un échantillon donné dans le temps du signal d'un transmetteur, le SSL génère ou non une alarme selon l'équation suivante :

$$\begin{aligned}
 & \text{Si } |\hat{x}_t - m_t| \geq CA_t \\
 & \quad \text{Alarme}_t = 1 \\
 & \text{Sinon} \\
 & \quad \text{Alarme}_t = 0
 \end{aligned}
 \tag{6.19}$$

Où

$\hat{x}_t$: Estimé du paramètre au temps t

m_t : Valeur du signal du transmetteur au temps t

CA_t : Critère d'acceptation au temps t

Alarme_t : Alarme au temps t

Afin de ne pas considérer une fausse alarme qui pourrait survenir sur un échantillon de temps donné, un filtrage médian a été appliqué. Pour déterminer la valeur de l'alarme de l'échantillon au temps t , le SSL utilise la valeur médiane des alarmes pour les échantillons $t-1$, t et $t+1$. Une fausse alarme pourrait par exemple survenir lors d'une corruption informatique d'une donnée.

Le logiciel Excel de Microsoft a été utilisé pour réaliser ces différentes analyses et agit en tant que SSL.

6.3.1 Étude de cas #1

Le Tableau 9 présente la date à laquelle a été effectué le dernier étalonnage physique des transmetteurs ainsi que les résultats.

Tableau 9
Étude de cas #1 : Résultats des étalonnages physiques

Numéro d'équipement	Date du dernier étalonnage	Résultat
68241PT2D	9 mars 2010	Étalonnage non requis
68241PT2E	13 décembre 2010	Étalonnage requis
68241PT2F	5 mai 2011	Étalonnage non requis

Les Figures 15, 16 et 17 présentent sous forme graphique les résultats d'étalonnage obtenus.

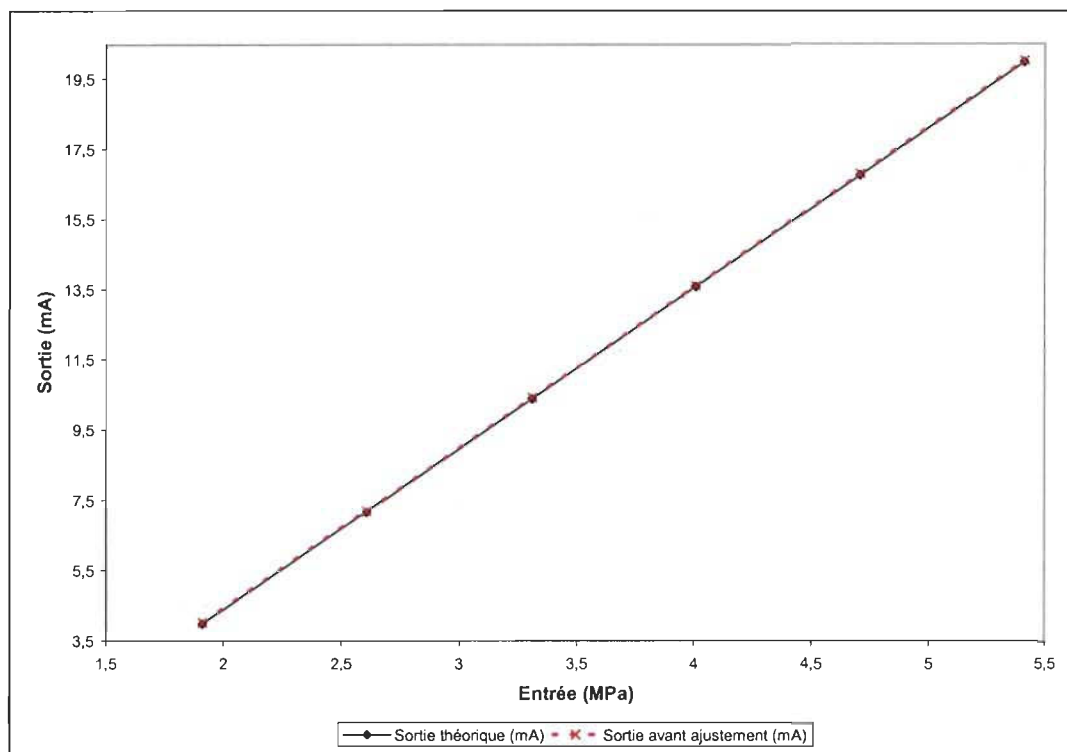


Figure 15. Résultats d'étalonnage – 68241PT2D

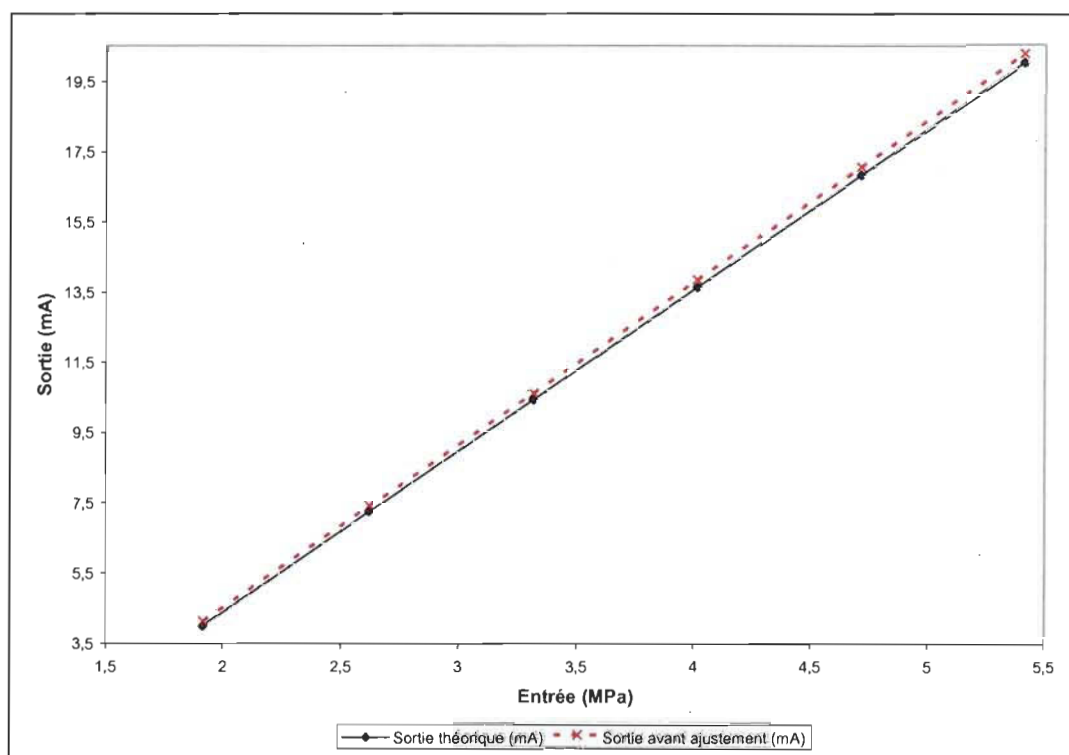


Figure 16. Résultats d'étalonnage – 68241PT2E

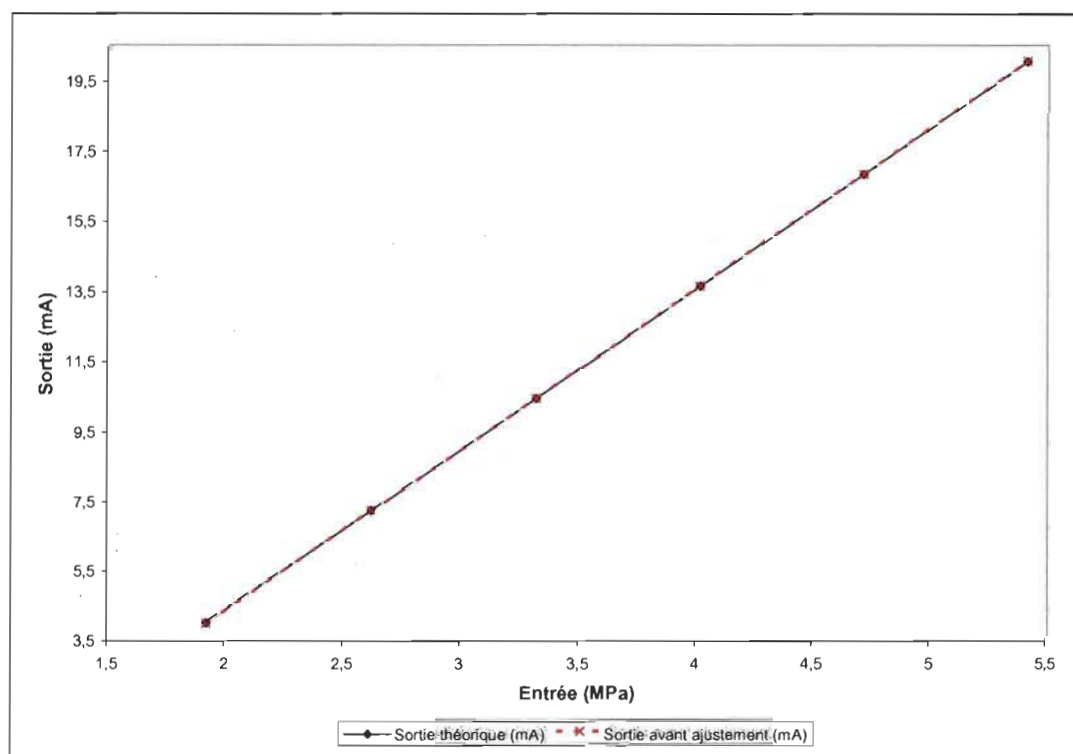


Figure 17. Résultats d'étalonnage – 68241PT2F

Le Tableau 10 présente les déviations observées sur ces transmetteurs pour les différents points de mesure de la plage d'étalonnage.

Tableau 10
Étude de cas #1 : Déviations observées

Points de mesure	Entrée (MPa)	Déviations (% plage étalonnage)		
		68241PT2D	68241PT2E	68241PT2F
0%	1,91	0,22	0,84	-0,08
20%	2,61	0,21	1,01	-0,01
40%	3,31	0,18	1,18	0,02
60%	4,01	0,14	1,33	0,04
80%	4,71	0,23	1,44	0,03
100%	5,41	0,23	1,56	0,02

Le transmetteur 68241PT2D présente une légère dérive du zéro vers le haut, sans toutefois excéder la tolérance admissible ($\pm 0,25\%$). Le transmetteur 68241PT2E présente quant à lui une dérive du zéro vers le haut ainsi qu'une dérive de la plage. Les déviations observées pour ce transmetteur excèdent la tolérance admissible. Les déviations observées pour le transmetteur 68241PT2F sont considérées comme étant négligeables.

La Figure 18 présente les signaux des transmetteurs pour la période du 1^{er} janvier 2010 au 1^{er} juin 2011. Les zones grisées correspondent aux périodes durant lesquelles la centrale est arrêtée. Durant ces périodes, les signaux des transmetteurs n'apparaissent pas sur le graphique car leur valeur est à l'extérieur de la plage d'étalonnage des transmetteurs. Ils sont donc considérés comme étant irrationnels et ne sont pas analysés par le SSL.

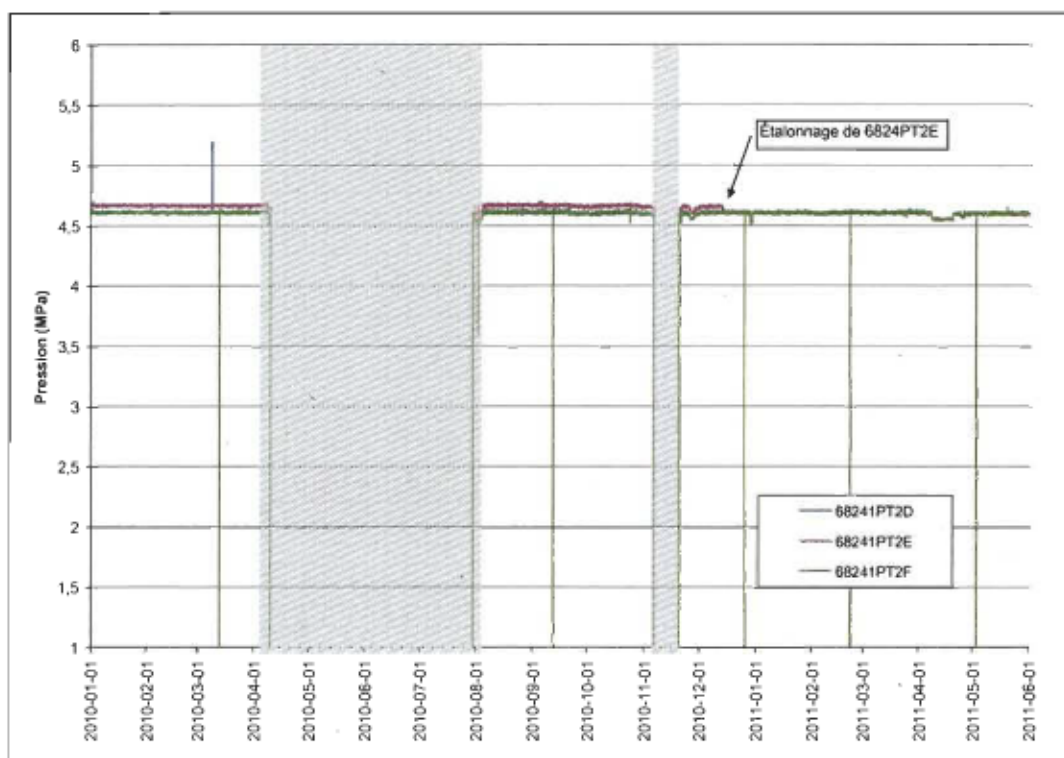


Figure 18. Étude de cas #1 – Signaux des transmetteurs (2010-01-01 au 2011-06-01)

On peut clairement constater que l'étalonnage physique du transmetteur 68241PT2E, réalisé le 13 décembre 2010, a permis de corriger la problématique.

La Figure 19 présente les alarmes générées par le SSL pour chacun des transmetteurs. Pour les transmetteurs 68241PT2D et 68241PT2F, aucune alarme n'est générée. Pour le transmetteur 68241PT2E, le SSL génère une alarme, et ce, jusqu'à ce qu'ait lieu l'étalonnage physique. Les résultats obtenus par le SSL sont donc similaires à ceux obtenus lors de l'étalonnage physique des transmetteurs.

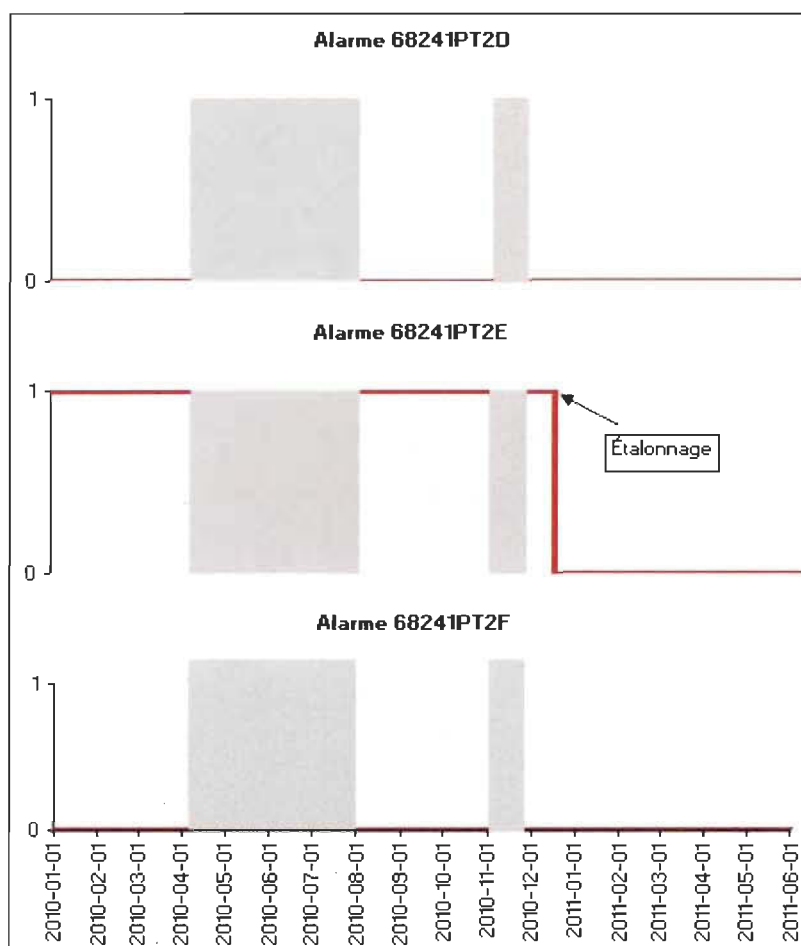


Figure 19. Étude de cas #1 – Alarmes (2010-01-01 au 2011-06-01)

Les Figures 20 et 21 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68241PT2E pour la période du 1^{er} juillet 2007 au 1^{er} janvier 2010. Aucune alarme n'était présente sur ce transmetteur avant l'arrêt de la centrale survenu du 4 novembre 2007 au 31 janvier 2008. La date à laquelle le dernier étalonnage physique de cet équipement a été réalisé est le 24 janvier 2008. Il est donc fort probable qu'une erreur soit survenue lors de l'étalonnage ou qu'une erreur de manipulation se soit produite lors de la réinstallation en chantier. Ce cas présente donc un exemple où l'étalonnage physique peut contribuer à la dégradation de la performance d'un équipement.

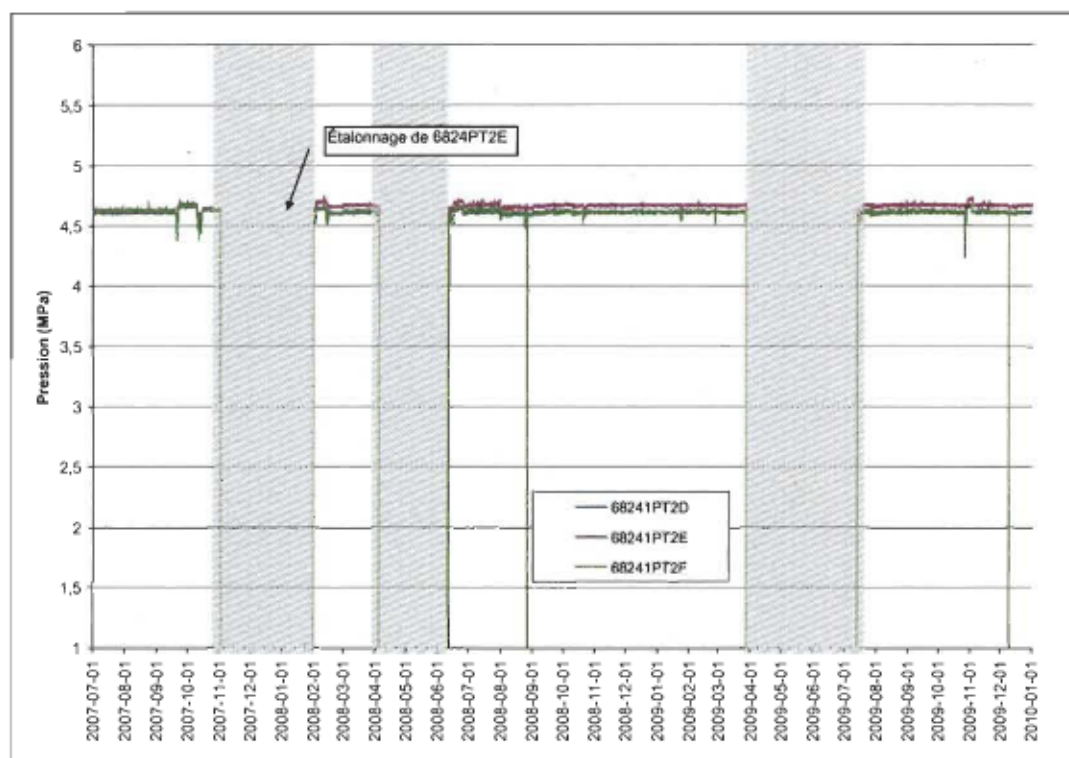


Figure 20. Étude de cas #1 – Signaux des transmetteurs (2007-07-01 au 2010-01-01)

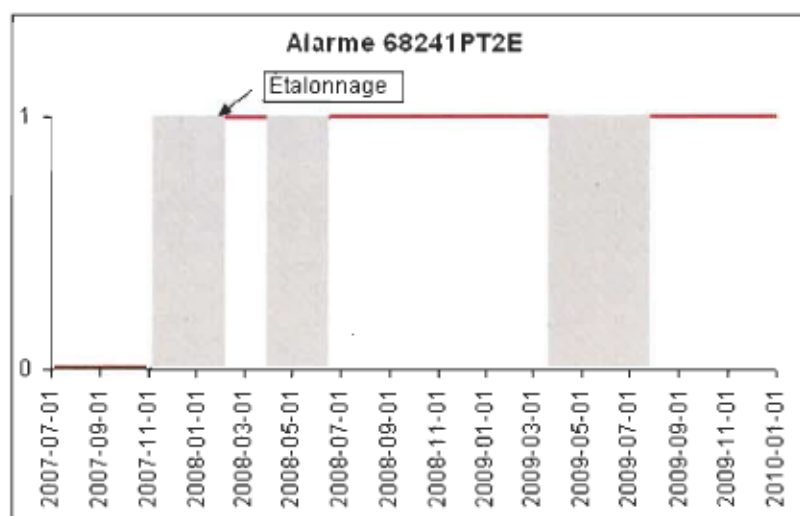


Figure 21. Alarme pour 68241PT2E (2007-07-01 au 2010-01-01)

Les Figures 22 et 23 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68241PT2E pour la journée du 29 novembre 2010, soit deux semaines avant l'étalonnage physique du transmetteur 68241PT2E. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 60

secondes car la centrale est en fonctionnement normal (régime permanent) et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 6 heures.

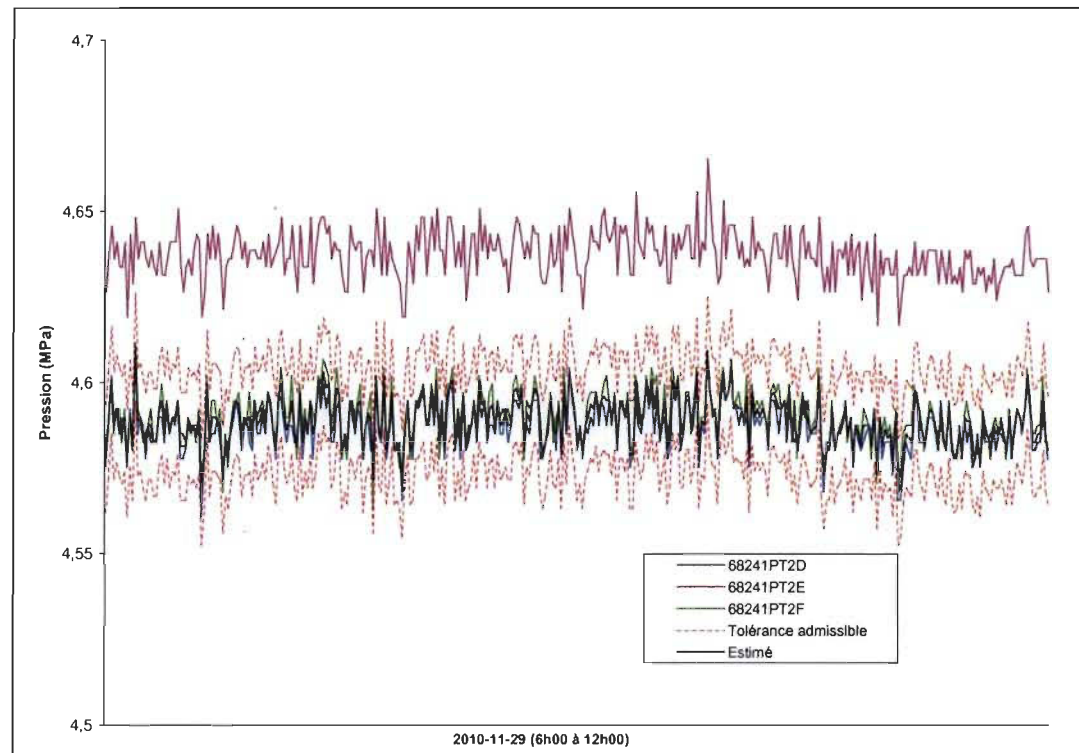


Figure 22. Étude de cas #1 – Signaux des transmetteurs (2010-11-29)

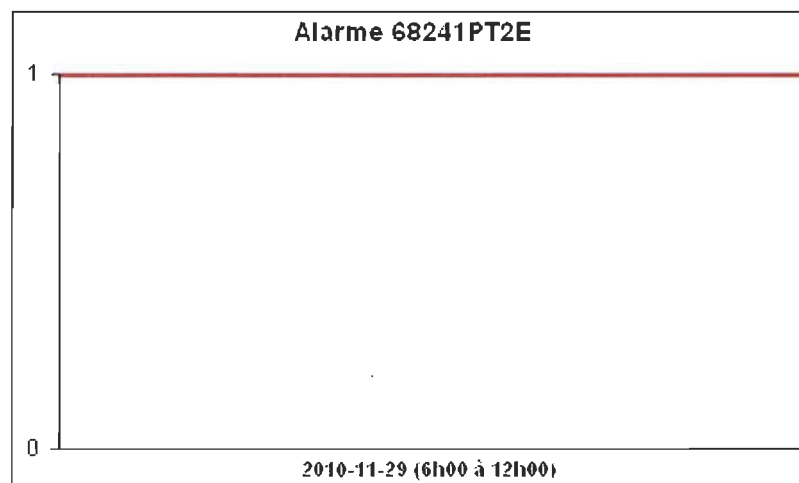


Figure 23. Alarme pour 68241PT2E (2010-11-29)

La Figure 22 présente également l'estimé du paramètre ainsi que la tolérance admissible, laquelle étant obtenue par l'équation suivante.

$$\text{Tolérance} = \hat{x}_t \pm CA_t \quad (6.20)$$

Où

$\hat{x}_t$: Estimé du paramètre au temps t

CA_t : Critère d'acceptation au temps t

Le signal du transmetteur 68241PT2E se situe bien au-dessus de la tolérance admissible. La valeur de l'estimé est en moyenne à 4,59 MPa, ce qui correspond à 83% de la plage d'étalonnage de ces transmetteurs. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 4,57 MPa (81,9% de la plage d'étalonnage) et 4,61 MPa (83,2% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 1,3%.

Les Figures 24 et 25 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68241PT2E pour la journée du 20 novembre 2010. Cette date correspond au dernier régime transitoire survenu avant l'étalonnage physique du transmetteur 68241PT2E. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 10 secondes car la centrale est en phase de démarrage et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 1 heure.

En régime transitoire, le signal du transmetteur 68241PT2E se situe également au-dessus de la tolérance admissible. Les signaux des transmetteurs 68241PT2D et 68241PT2F demeurent quant à eux à l'intérieur de la tolérance. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 1,71 MPa (0,3% de la plage d'étalonnage) et 4,57 MPa (82,1% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 81,8%. L'alarme pour le transmetteur 68241PT2E est présente durant toute la phase de démarrage, ce qui signifie qu'une dérive est observable pour toute la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse. Lors de l'étalonnage physique de ce transmetteur, une déviation était également observable pour les différents points de mesure de la plage d'étalonnage (voir Tableau 10).

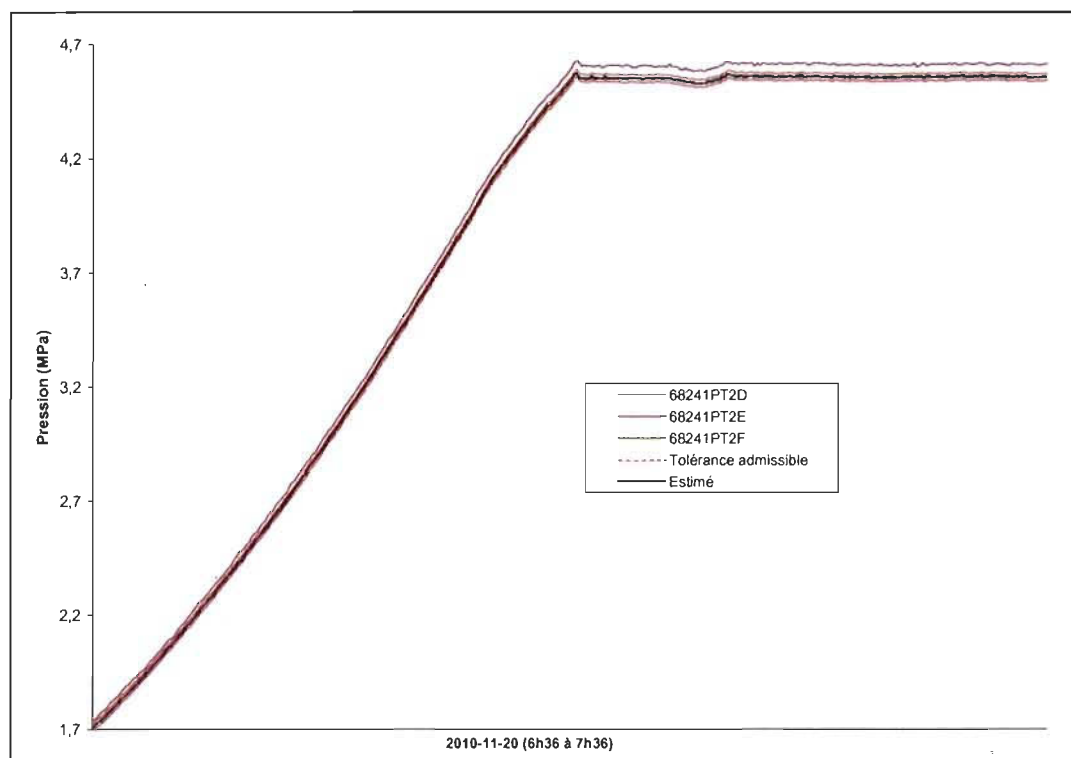


Figure 24. Étude de cas #1 – Signaux des transmetteurs (2011-11-20)

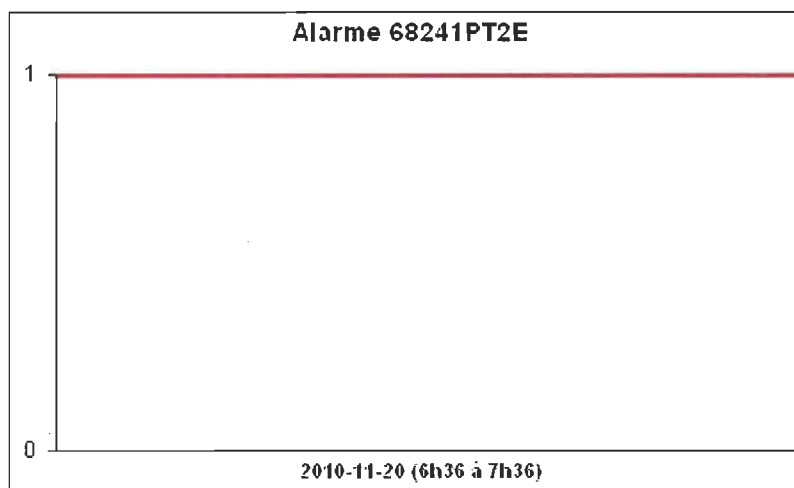


Figure 25. Alarme pour 68241PT2E (2010-11-20)

6.3.2 Étude de cas #2

Le Tableau 11 présente la date à laquelle a été effectué le dernier étalonnage physique des transmetteurs ainsi que les résultats.

Tableau 11
Étude de cas #2 : Résultats des étalonnages physiques

Numéro d'équipement	Date du dernier étalonnage	Résultat
68333PT1G	28 janvier 2010	Étalonnage non requis
68333PT1H	20 octobre 2010	Étalonnage non requis
68333PT1J	9 mai 2011	Étalonnage non requis

Les Figures 26, 27 et 28 présentent sous forme graphique les résultats d'étalonnage obtenus.

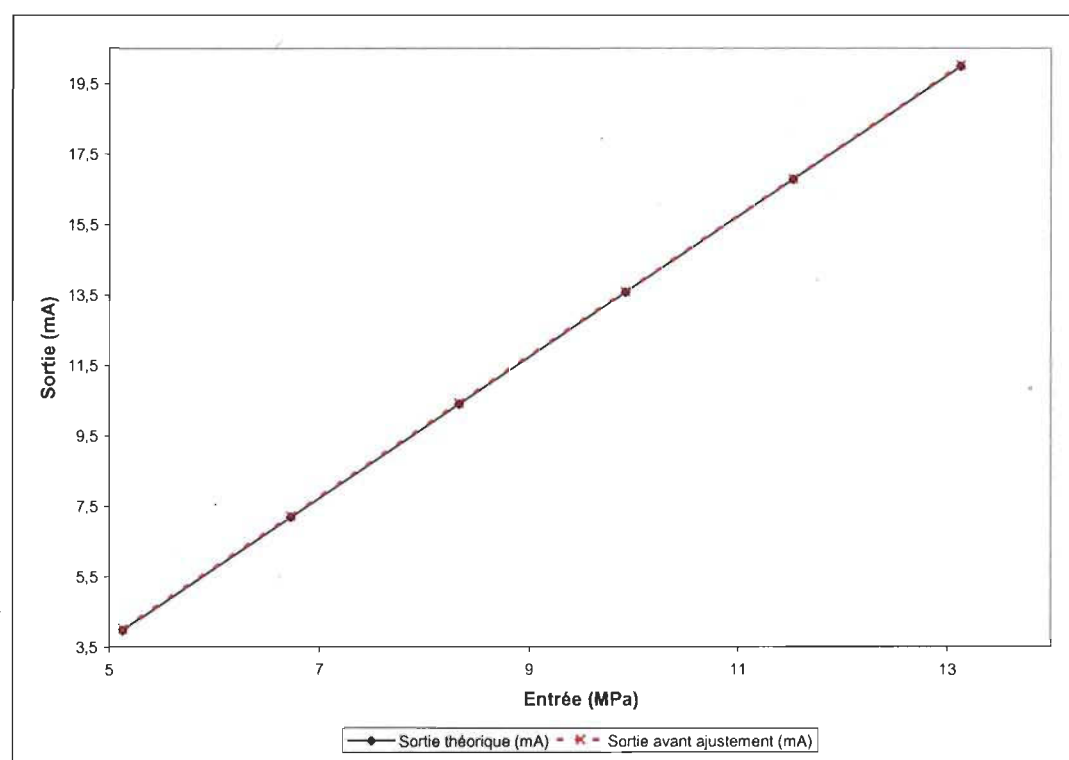


Figure 26. Résultats d'étalonnage – 68333PT1G

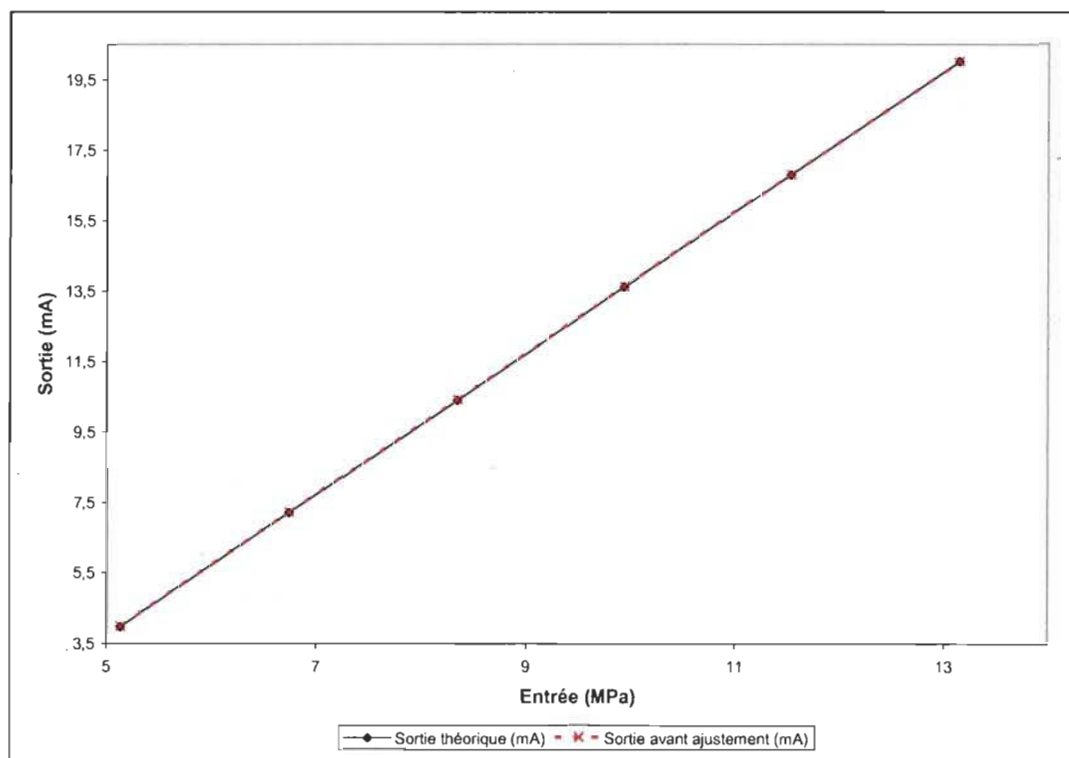


Figure 27. Résultats d'étalonnage – 68333PT1H

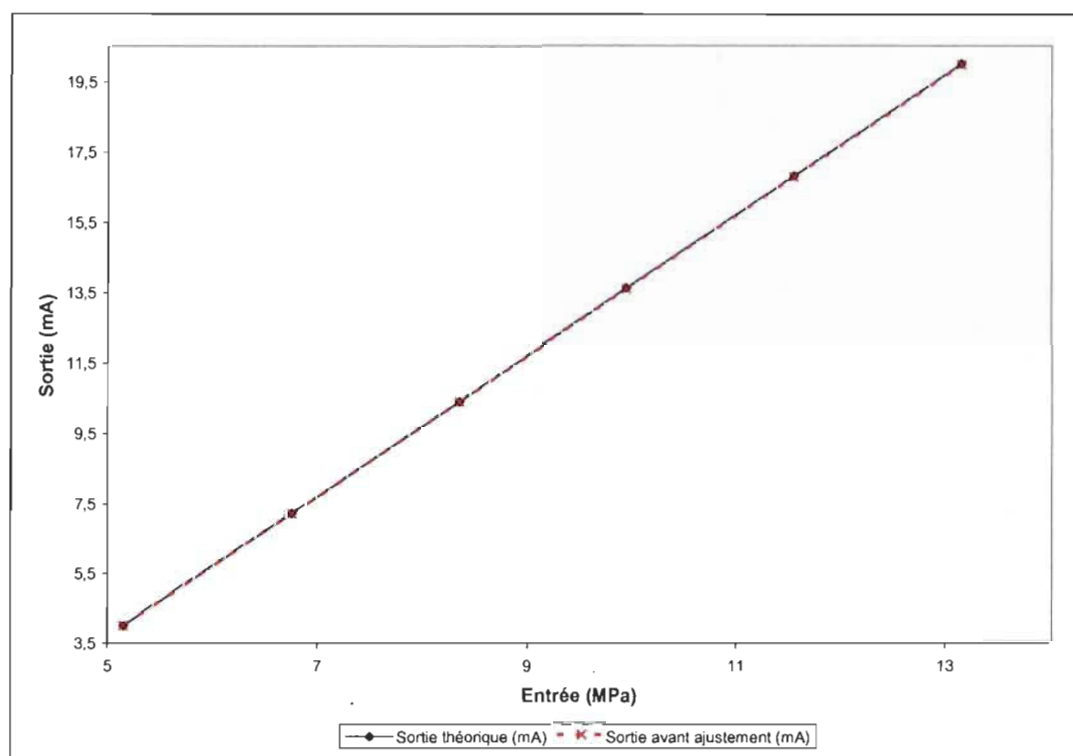


Figure 28. Résultats d'étalonnage – 68333PT1J

Le Tableau 12 présente les déviations observées sur ces transmetteurs pour les différents points de mesure de la plage d'étalonnage.

Tableau 12
Étude de cas #2 : Déviations observées

Points de mesure	Entrée (MPa)	Déviations (% plage étalonnage)		
		68333PT1G	68333PT1H	68333PT1J
0%	5,13	0,21	0,11	0,01
20%	6,73	0,21	0,11	-0,05
40%	8,33	0,19	0,11	-0,09
60%	9,93	0,16	0,08	-0,13
80%	11,53	0,09	0,06	-0,16
100%	13,13	0,21	0,00	-0,16

Le transmetteur 68333PT1G présente une dérive du zéro vers le haut. Le transmetteur 68333PT1H présente quant à lui une dérive du zéro vers le haut ainsi qu'une dérive de la plage. Le transmetteur 68333PT1J présente une dérive de la plage. Aucune des déviations observées sur ces transmetteurs n'excède toutefois la tolérance admissible ($\pm 0,25\%$).

La Figure 29 présente les signaux des transmetteurs pour la période du 1^{er} janvier 2010 au 1^{er} juin 2011. Les zones grisées correspondent aux périodes durant lesquelles la centrale est arrêtée. Durant ces périodes, les signaux des transmetteurs n'apparaissent pas sur le graphique car leur valeur est à l'extérieur de la plage d'étalonnage des transmetteurs. Ils sont donc considérés comme étant irrationnels et ne sont pas analysés par le SSL.

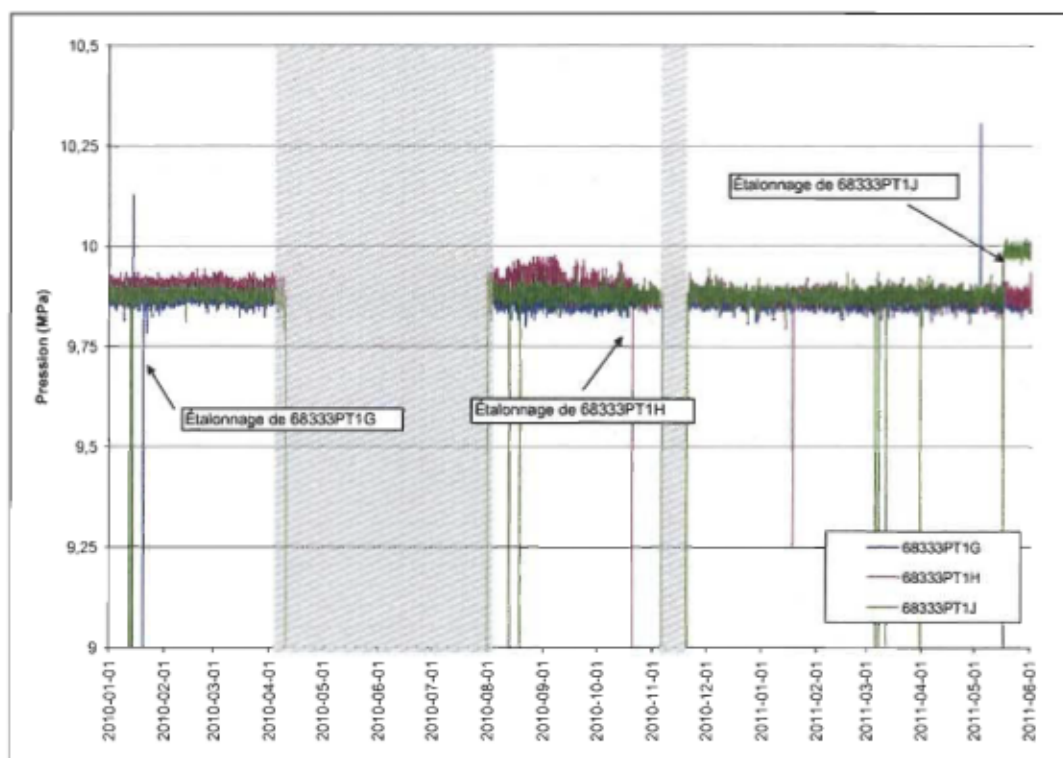


Figure 29. Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-01-01 au 2011-06-01)

La Figure 30 présente les alarmes générées par le SSL pour chacun des transmetteurs. Pour le transmetteur 68333PT1G, l'alarme générée au début de la période correspond à la date à laquelle le transmetteur a été retiré pour son étalonnage physique, puis réinstallé. Pendant ce retrait, le signal reçu ne doit pas être considéré. C'est donc une fausse alarme. Pour ce transmetteur, le résultat obtenu par le SSL est conforme à celui obtenu lors de l'étalonnage physique car aucun n'indique de problème. Plusieurs alarmes sont générées pour le transmetteur 68333PT1H suite au redémarrage de la centrale en août 2010. Ces alarmes perdurent jusqu'à ce que ce transmetteur, ainsi que d'autres composants de la boucle d'instrumentation, soient étalonnés. Toutefois, comme le rapport d'étalonnage du transmetteur n'indique aucun problème apparent, la cause exacte de ces alarmes est difficilement identifiable. Il est probable que cette erreur du signal ait été causée par un autre composant de la boucle d'instrumentation et que la problématique ait été corrigée lors de l'étalonnage. Aucun rapport de travail n'en fait toutefois mention. Finalement, le transmetteur 68333PT1J présente une alarme suite à son étalonnage physique en mai 2011. Il est probable qu'une erreur est survenue lors de cet

étalonnage ou qu'une erreur de manipulation s'est produite lors de la réinstallation en chantier. Il y a fort à parier que les résultats du prochain étalonnage physique de ce transmetteur refléteront cette problématique. Les résultats obtenus par le SSL et l'étalonnage physique sont toutefois similaires car aucune alarme n'a été générée pour ce transmetteur pour la période qui précède son étalonnage.

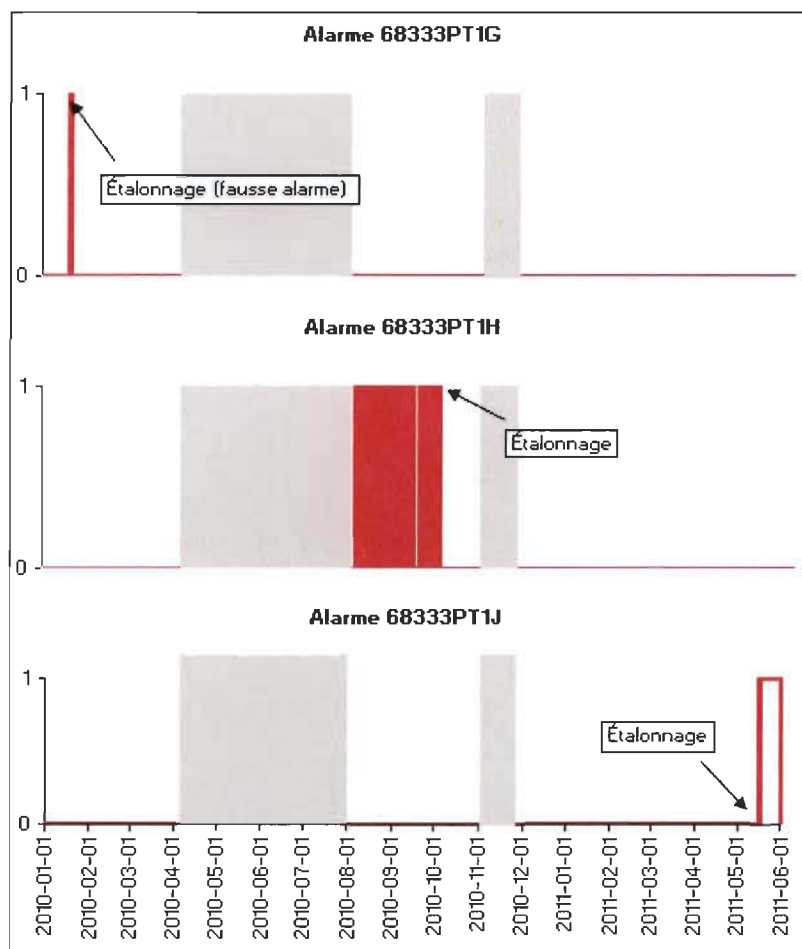


Figure 30. Étude de cas #2 – Alarmes (2010-01-01 au 2011-06-01)

Les Figures 31 et 32 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68333PT1G pour la journée du 14 janvier 2010, soit deux semaines avant l'étalonnage physique du transmetteur 68333PT1G. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 60 secondes car la centrale est en fonctionnement normal (régime permanent) et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 6 heures.

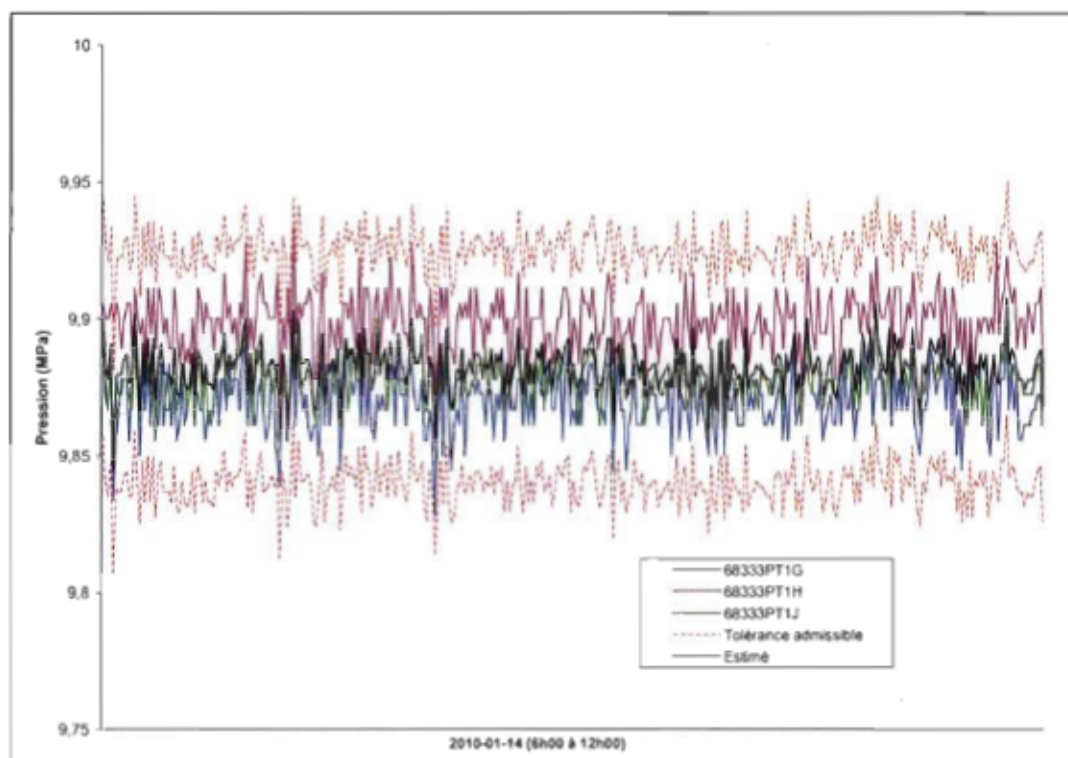


Figure 31. Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-01-14)



Figure 32. Alarme pour 68333PT1G (2010-01-14)

Le signal du transmetteur 68333PT1G se situe à l'intérieur de la tolérance admissible. La valeur de l'estimé est en moyenne à 9,88 MPa, ce qui correspond à 61% de la plage d'étalonnage de ces transmetteurs. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 9,84 MPa (60,6% de la plage d'étalonnage) et 9,91 MPa (61,3% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 0,7%.

Les Figures 33 et 34 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68333PT1G pour la période du 16 juillet 2009 au 17 juillet 2009. Cette période correspond au dernier régime transitoire survenu avant l'étalonnage physique du transmetteur 68333PT1G. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 10 secondes car la centrale est en phase de démarrage et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 2 heures.

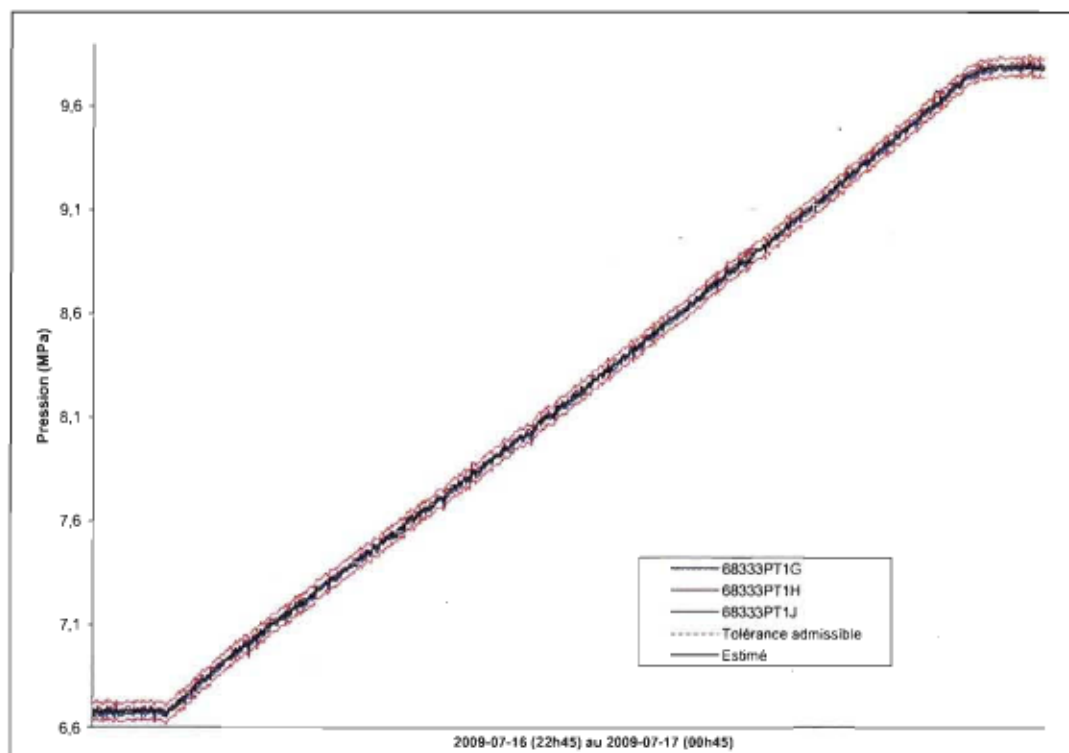


Figure 33. Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2009-07-16 au 2009-07-17)



Figure 34. Alarme pour 68333PT1G (2009-07-16 au 2009-07-17)

En régime transitoire, le signal du transmetteur 68333PT1G se situe également à l'intérieur de la tolérance admissible. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé

sont respectivement 6,66 MPa (20,7% de la plage d'étalonnage) et 9,81 MPa (61,1% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 39,4%.

Les Figures 35 et 36 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68333PT1H pour la journée du 6 octobre 2010, soit deux semaines avant l'étalonnage physique du transmetteur 68333PT1H. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 60 secondes car la centrale est en fonctionnement normal (régime permanent) et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 6 heures.

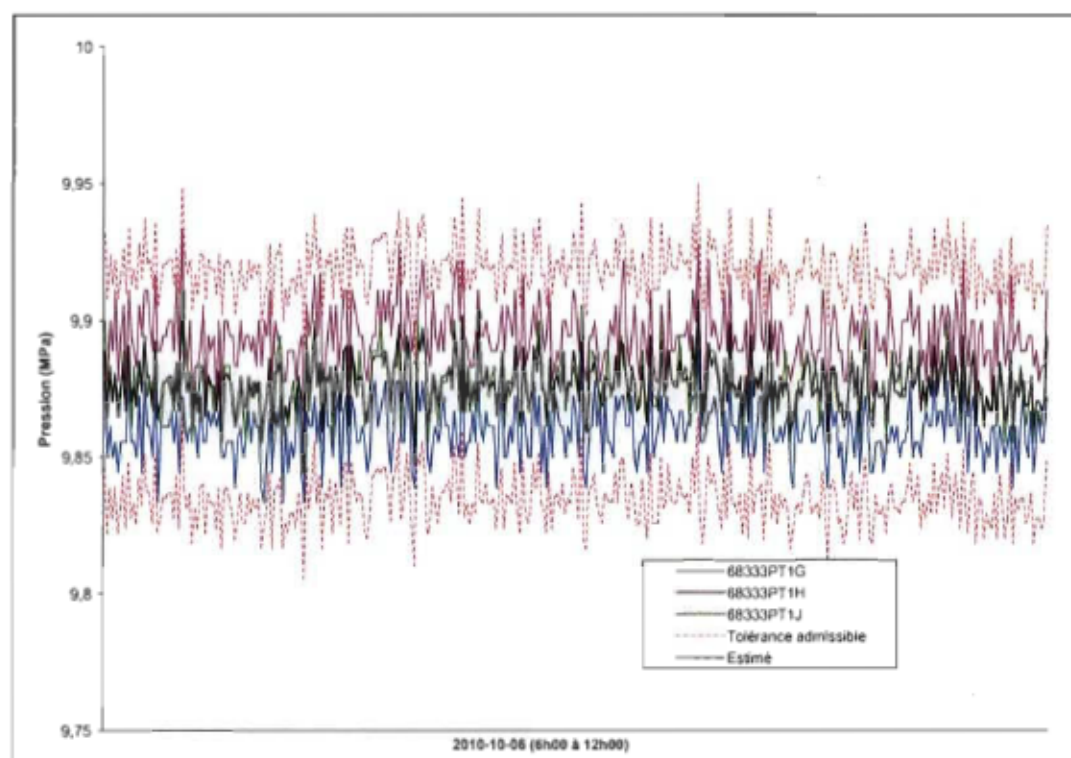


Figure 35. Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-10-06)



Figure 36. Alarme pour 68333PT1H (2010-10-06)

Le signal du transmetteur 68333PT1H se situe à l'intérieur de la tolérance admissible. Contrairement à la Figure 30, aucune alarme n'est générée durant cette période de temps, ce qui laisse présumer que c'était de fausses alarmes. La valeur de l'estimé est en moyenne à 9,88 MPa, ce qui correspond à 61% de la plage d'étalonnage de ces transmetteurs. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 9,85 MPa (60,6% de la plage d'étalonnage) et 9,91 MPa (61,3% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 0,7%.

Les Figures 37 et 38 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68333PT1H pour la journée du 1^{er} août 2010. Cette date correspond au dernier régime transitoire survenu avant l'étalonnage physique du transmetteur 68333PT1H. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 10 secondes car la centrale est en phase de démarrage et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 2 heures.

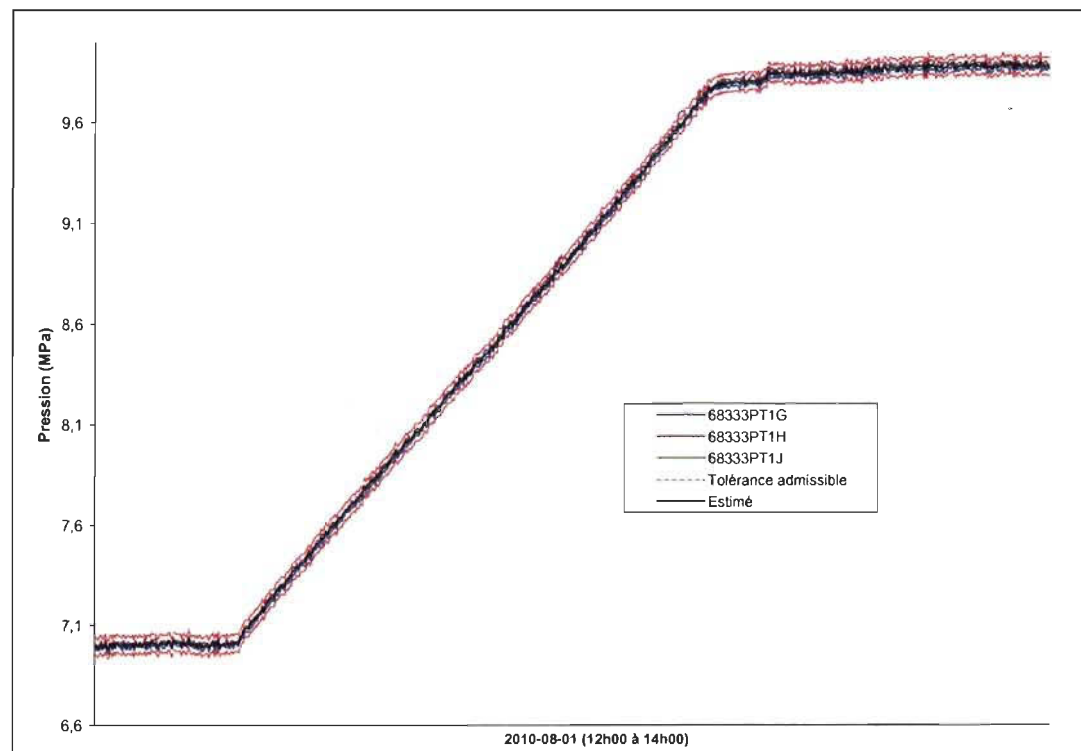


Figure 37. Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-08-01)

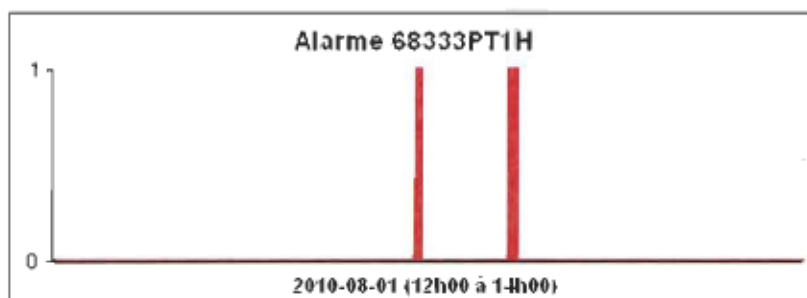


Figure 38. Alarme pour 68333PT1H (2010-08-01)

En régime transitoire, deux alarmes sont générées pour le transmetteur 68333PT1H. Ces alarmes sont toutefois considérées comme étant fortuites car leur durée respective est de 30 et 50 secondes. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 7,00 MPa (24,7% de la plage d'étalonnage) et 9,90 MPa (61,3% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 36,6%.

Les Figures 39 et 40 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68333PT1J pour la journée du 25 avril 2011, soit deux semaines avant l'étalonnage physique du transmetteur 68333PT1J. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 60 secondes car la centrale est en fonctionnement normal (régime permanent) et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 6 heures.

Le signal du transmetteur 68333PT1J se situe à l'intérieur de la tolérance admissible. La valeur de l'estimé est en moyenne à 9,87 MPa, ce qui correspond à 60,9% de la plage d'étalonnage de ces transmetteurs. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 9,85 MPa (60,6% de la plage d'étalonnage) et 9,90 MPa (61,3% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 0,7%.

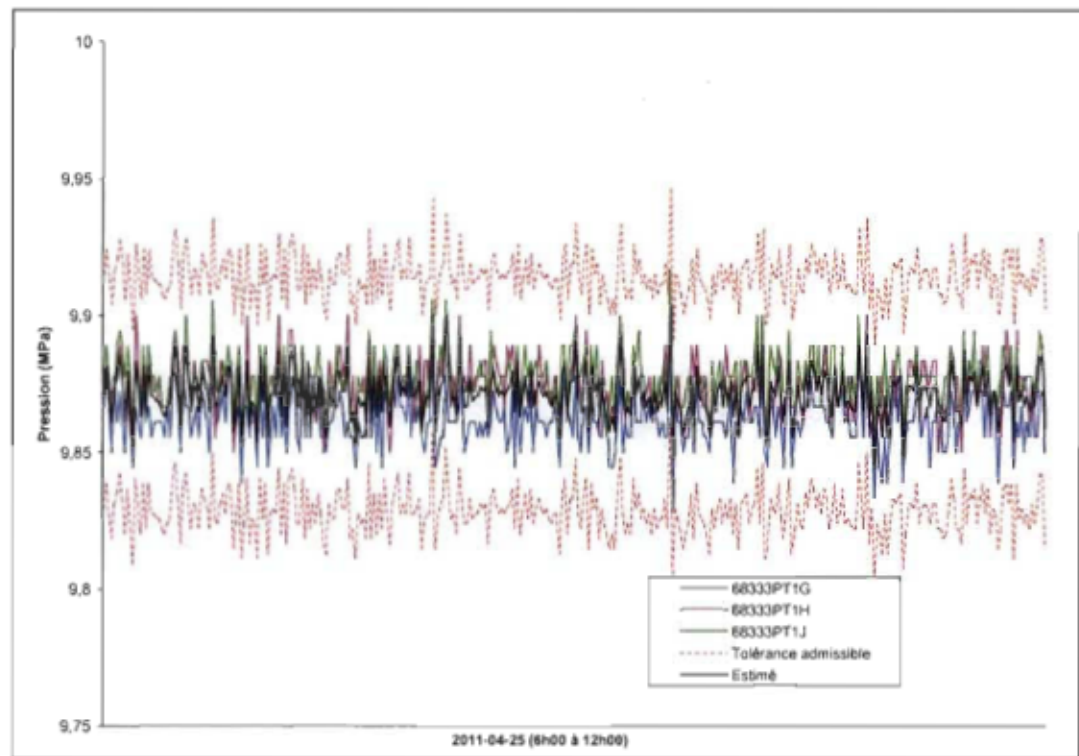


Figure 39. Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2011-04-25)



Figure 40. Alarme pour 68333PT1J (2011-04-25)

Les Figures 41 et 42 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68333PT1J pour la journée du 20 novembre 2010. Cette période correspond au dernier régime transitoire survenu avant l'étalonnage physique du transmetteur 68333PT1J. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 10 secondes car la centrale est en phase de démarrage et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 2 heures.

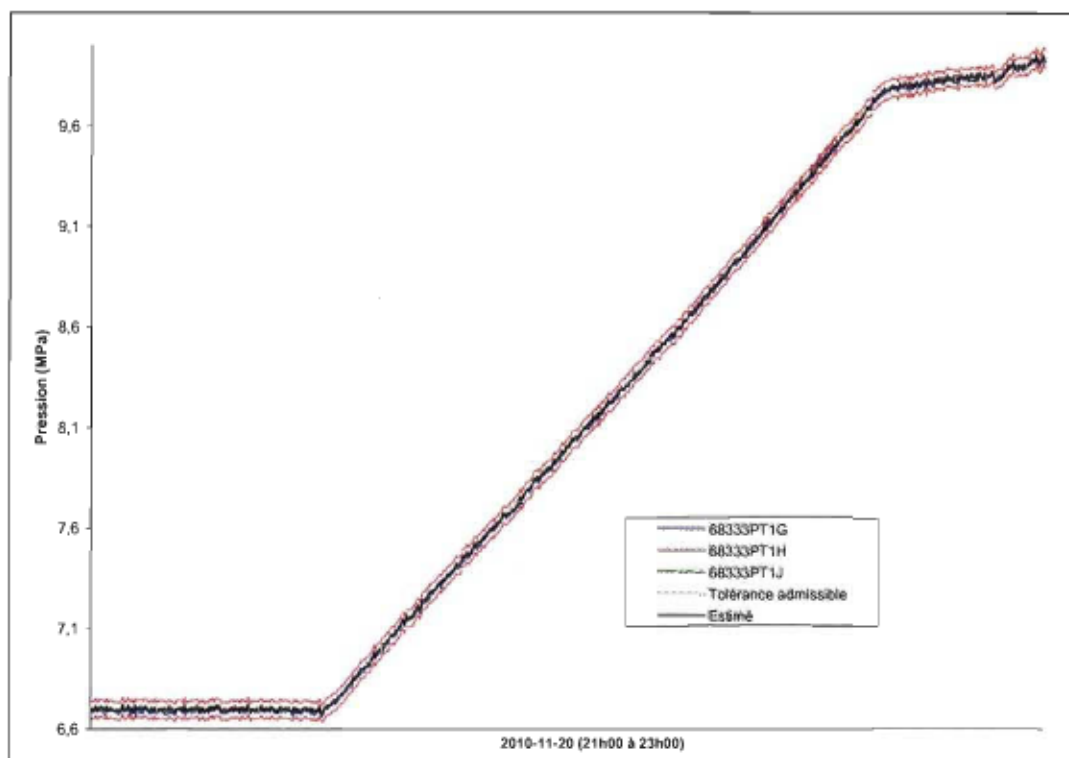


Figure 41. Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2010-11-20)

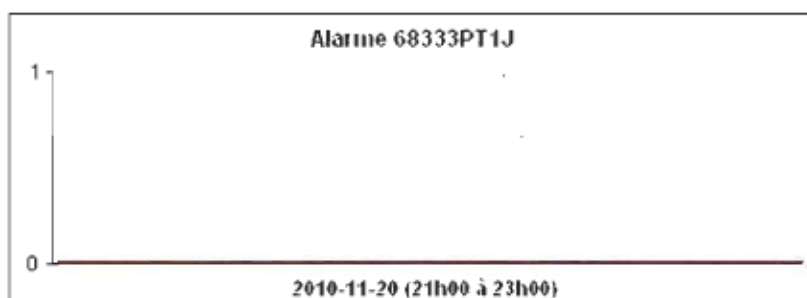


Figure 42. Alarme pour 68333PT1J (2010-11-20)

En régime transitoire, le signal du transmetteur 68333PT1J se situe également à l'intérieur de la tolérance admissible. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 6,68 MPa (20,9% de la plage d'étalonnage) et 9,85 MPa (61,9% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 41,0%.

Les Figures 43 et 44 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68333PT1J pour la journée du 23

mai 2011, soit deux semaines après l'étalonnage physique du transmetteur 68333PT1J. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 60 secondes car la centrale est en fonctionnement normal (régime permanent) et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 6 heures.

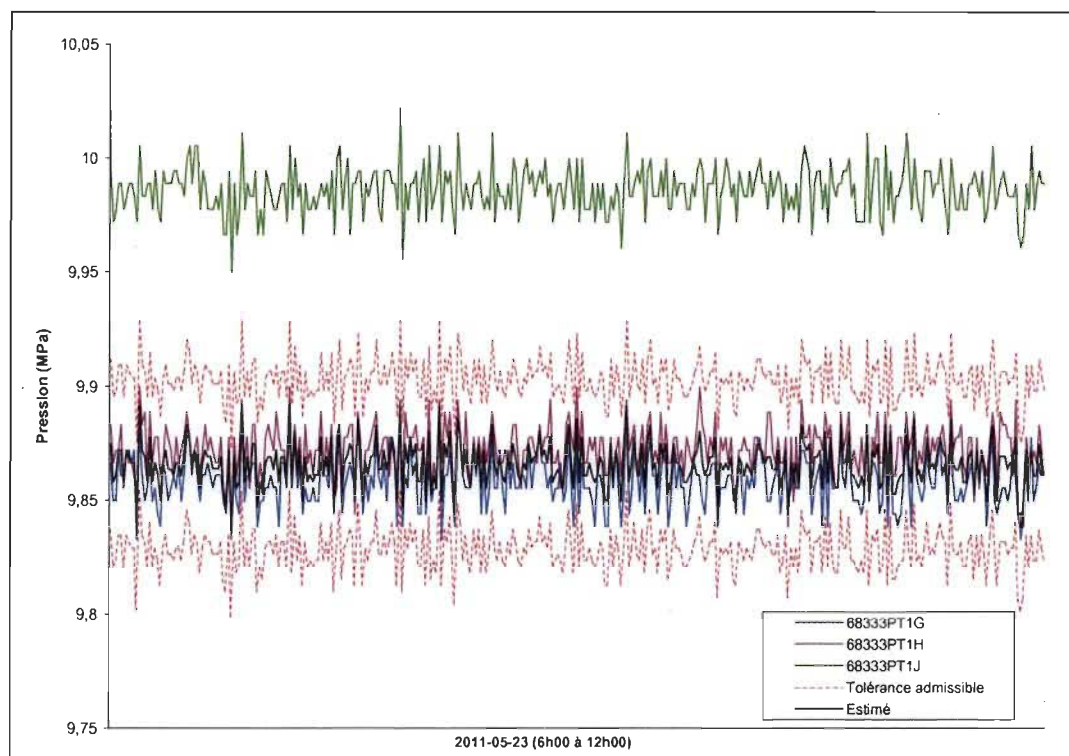


Figure 43. Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2011-05-23)

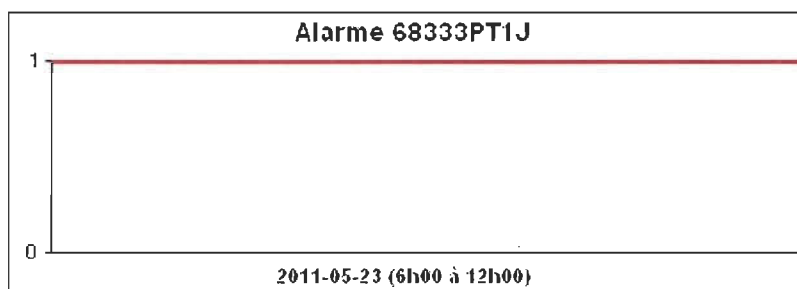


Figure 44. Alarme pour 68333PT1J (2011-05-23)

Le signal du transmetteur 68333PT1J se situe bien au-dessus de la tolérance admissible, ce qui démontre qu'une erreur est survenue lors de l'étalonnage du transmetteur deux semaines plus tôt ou lors de sa réinstallation. La valeur de l'estimé

est en moyenne à 9,87 MPa, ce qui correspond à 60,8% de la plage d'étalonnage du transmetteur. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 9,84 MPa (60,5% de la plage d'étalonnage) et 9,89 MPa (61,1% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 0,6%.

Les Figures 45 et 46 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68333PT1J pour la journée du 13 juin 2011. Cette date correspond au premier régime transitoire survenu après l'étalonnage physique du transmetteur 68333PT1J. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 10 secondes car la centrale est en phase d'arrêt et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 30 minutes.

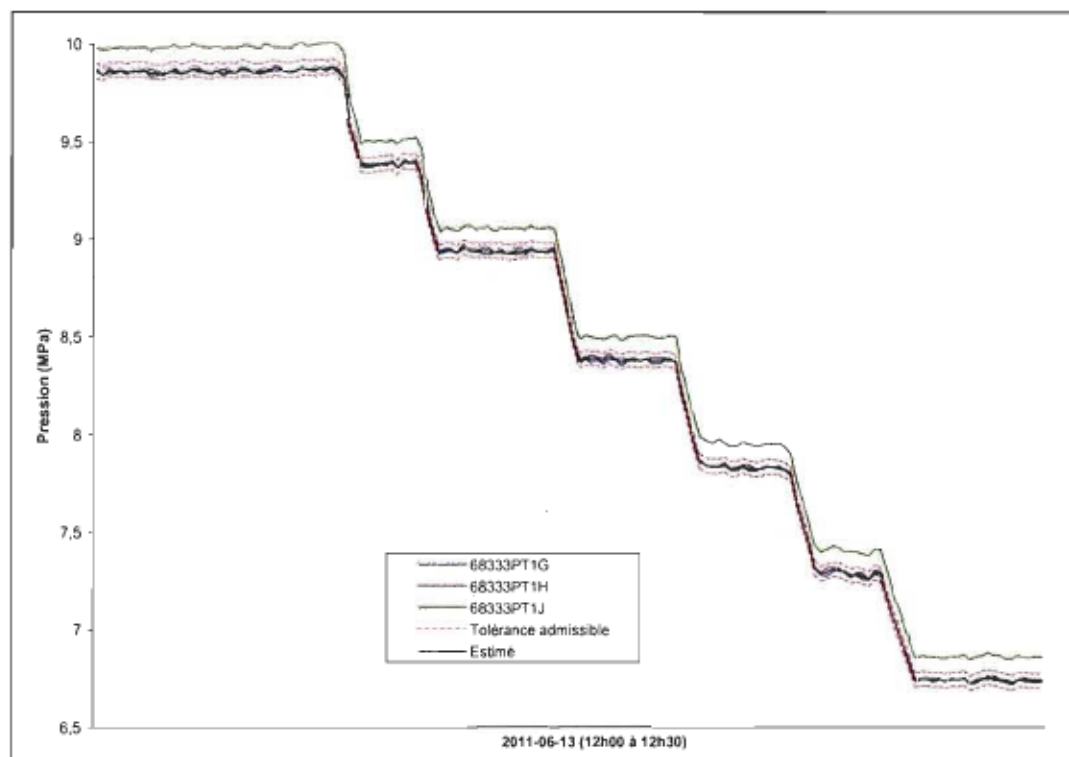


Figure 45. Étude de cas #2 – Signaux des transmetteurs (2011-06-13)



Figure 46. Alarme pour 68333PT1J (2011-06-13)

En régime transitoire, le signal du transmetteur 68333PT1J se situe également au-dessus de la tolérance admissible, et ce, pour toute la plage d'étalonnage analysée. Les signaux des transmetteurs 68333PT1G et 68333PT1H demeurent quant à eux à l'intérieur de la tolérance. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 6,73 MPa (21,6% de la plage d'étalonnage) et 9,88 MPa (61,0% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 39,4%. L'alarme pour le transmetteur 68333PT1J est présente durant toute la phase d'arrêt, ce qui signifie qu'une déviation significative est observable pour toute la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse. Il est donc probable qu'une dérive du zéro vers le haut soit constatée lors du prochain étalonnage physique. Du point de vue sûreté, cette dérive est toutefois sécuritaire puisque le déclenchement du SAU#2 est initié sur une haute pression du caloporteur. Ce type de dérive augmente cependant le risque d'un déclenchement intempestif du SAU#2, lequel occasionnerait un arrêt immédiat du réacteur.

6.3.3 Étude de cas #3

Le Tableau 13 présente la date à laquelle a été effectué le dernier étalonnage physique des transmetteurs ainsi que les résultats.

Tableau 13
Étude de cas #3 : Résultats des étalonnages physiques

Numéro d'équipement	Date du dernier étalonnage	Résultat
68337LT1G	28 janvier 2010	Étalonnage requis
68337LT1H	21 octobre 2010	Étalonnage requis
68337LT1J	9 mai 2011	Étalonnage non requis

Les Figures 47, 48 et 49 présentent sous forme graphique les résultats d'étalonnage obtenus.

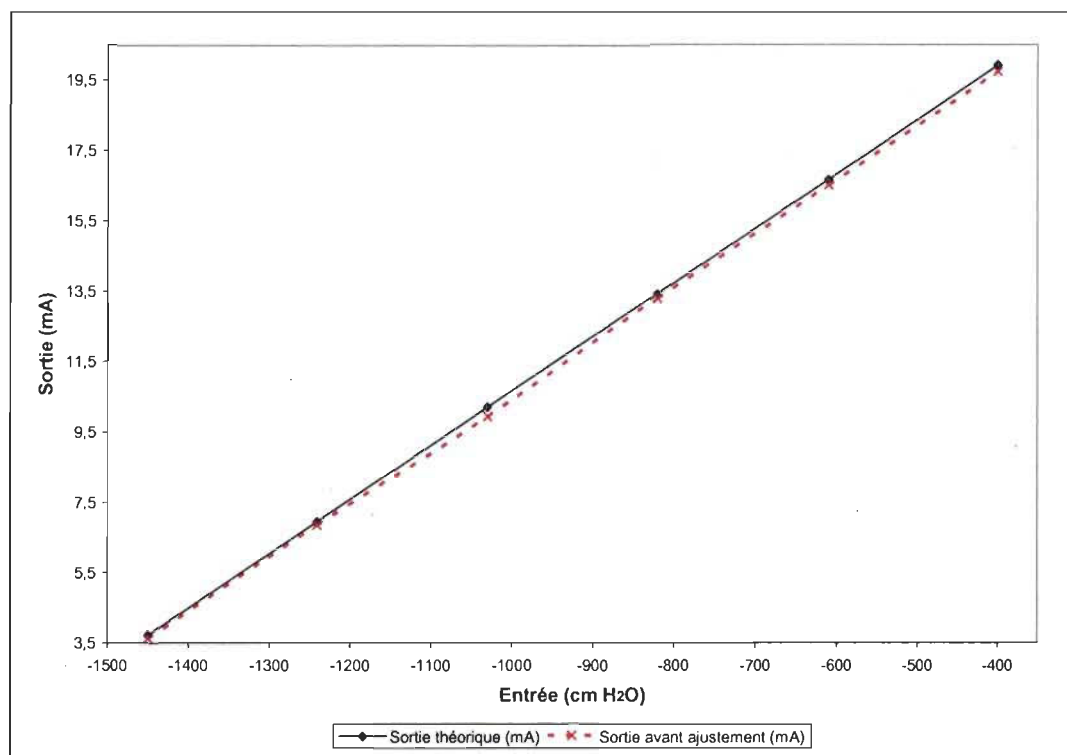


Figure 47. Résultats d'étalonnage – 68337LT1G

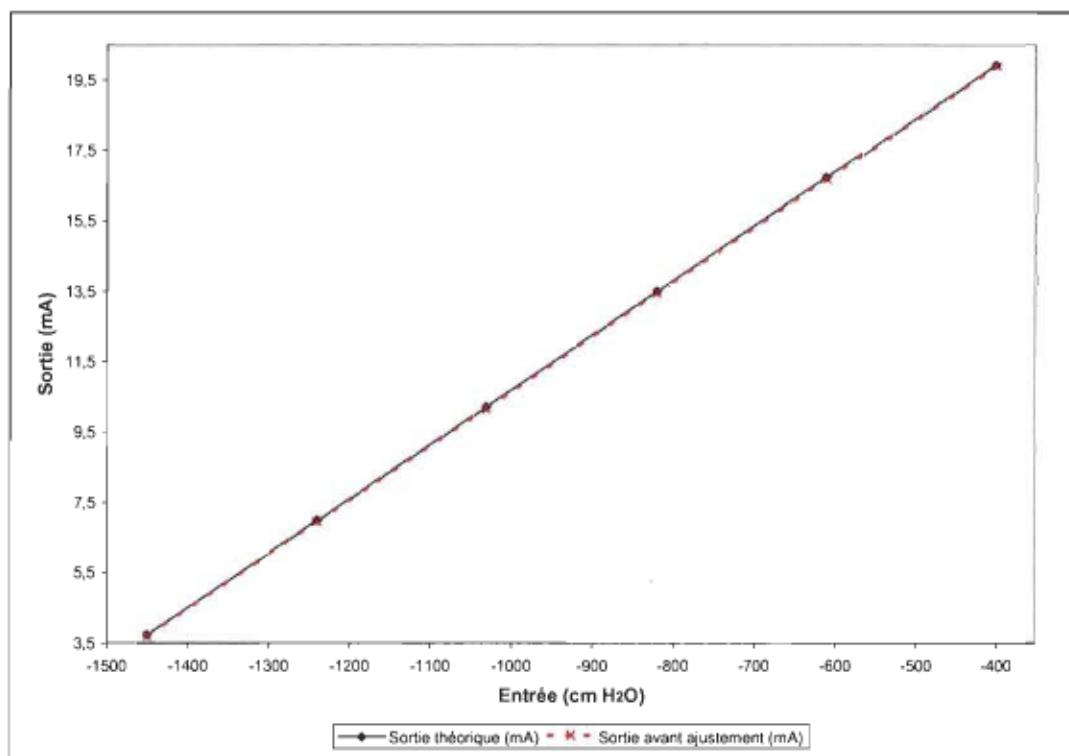


Figure 48. Résultats d'étalonnage – 68337LT1H

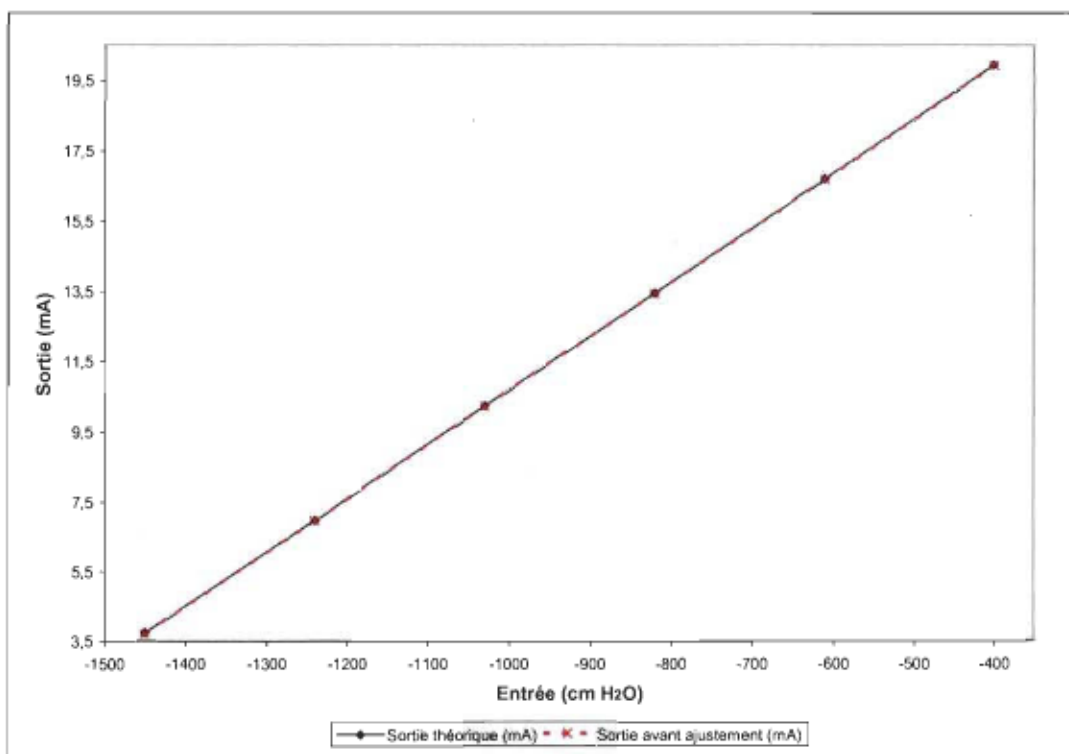


Figure 49. Résultats d'étalonnage – 68337LT1J

Le Tableau 14 présente les déviations observées sur ces transmetteurs pour les différents points de mesure de la plage d'étalonnage.

Tableau 14
Étude de cas #3 : Déviations observées

Points de mesure	Entrée (cm H ₂ O)	Déviations (% plage étalonnage)		
		68337LT1G	68337LT1H	68337LT1J
0%	-1450	-0,52	-0,20	-0,12
20%	-1240	-0,60	-0,26	-0,10
40%	-1030	-1,64	-0,31	-0,11
60%	-820	-0,75	-0,29	-0,09
80%	-610	-0,94	-0,31	-0,14
100%	-400	-1,14	-0,25	-0,11

Le transmetteur 68337LT1G présente une dérive du zéro vers le bas ainsi qu'une certaine non-linéarité. La tolérance admissible ($\pm 0,25\%$) est dépassée pour tous les points de mesure. Le transmetteur 68337LT1H présente quant à lui une dérive du zéro vers le bas et ses déviations excèdent la tolérance admissible. Le transmetteur 68337LT1J présente une légère dérive du zéro vers le bas, sans toutefois excéder la tolérance admissible.

La Figure 50 présente les signaux des transmetteurs pour la période du 1^{er} janvier 2010 au 1^{er} juin 2011. Les zones grisées correspondent aux périodes durant lesquelles la centrale est arrêtée.

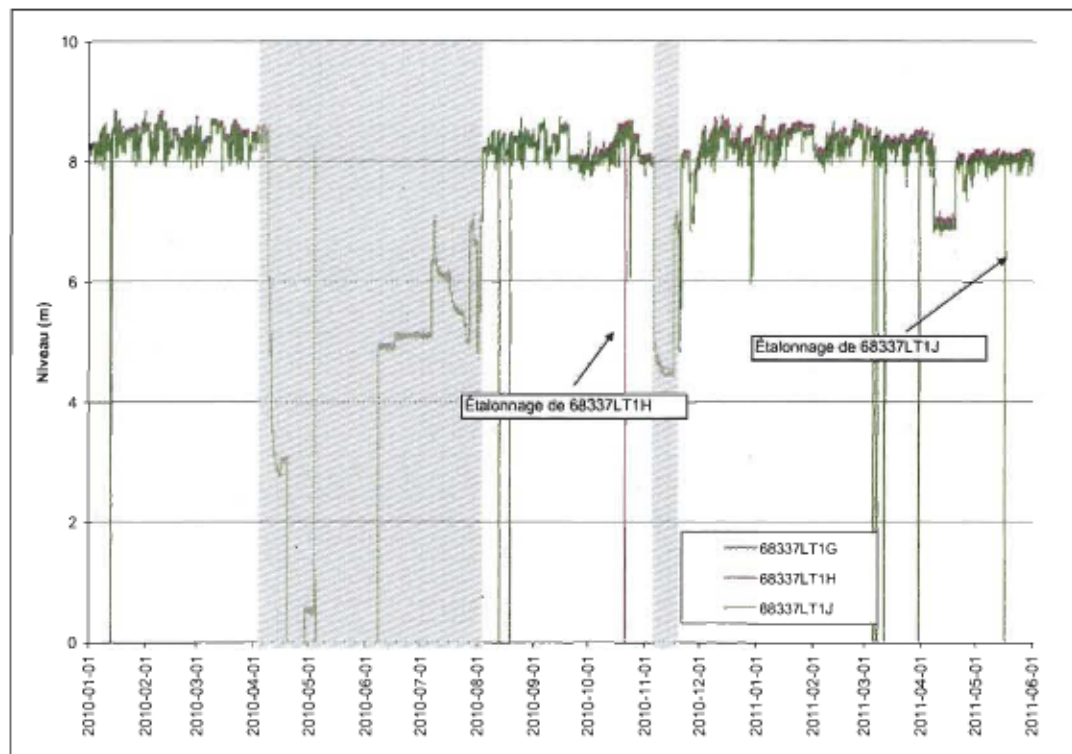


Figure 50. Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2010-01-01 au 2011-06-01)

La Figure 51 présente les alarmes générées par le SSL pour chacun des transmetteurs. Pour le transmetteur 68337LT1G, aucune alarme n'est générée. Les résultats obtenus par le SSL semblent à priori non conservateurs par rapport à ceux obtenus lors de l'étalonnage physique du transmetteur. Pour le transmetteur 68337LT1H, une première alarme est survenue le 21 octobre 2010, ce qui correspond à la date à laquelle le transmetteur a été retiré pour son étalonnage physique, puis réinstallé. Cette alarme est donc considérée comme une fausse alarme. Suite à cet étalonnage, plusieurs alarmes sporadiques sont générées par le SSL. On remarque également sur la Figure 50 que le signal de ce transmetteur est légèrement plus élevé que les autres signaux. Il est possible que l'étalonnage physique ait engendré cette dégradation. Cependant, avant l'étalonnage physique de ce transmetteur, aucune alarme n'est générée par le SSL, ce qui n'est pas conforme aux résultats obtenus lors de l'étalonnage. Pour ce qui est du transmetteur 68337LT1J, une alarme sporadique apparaît en décembre 2010. Puisqu'isolée, cette alarme est considérée comme une fausse alarme et les résultats du SSL sont donc conformes aux résultats de l'étalonnage physique.

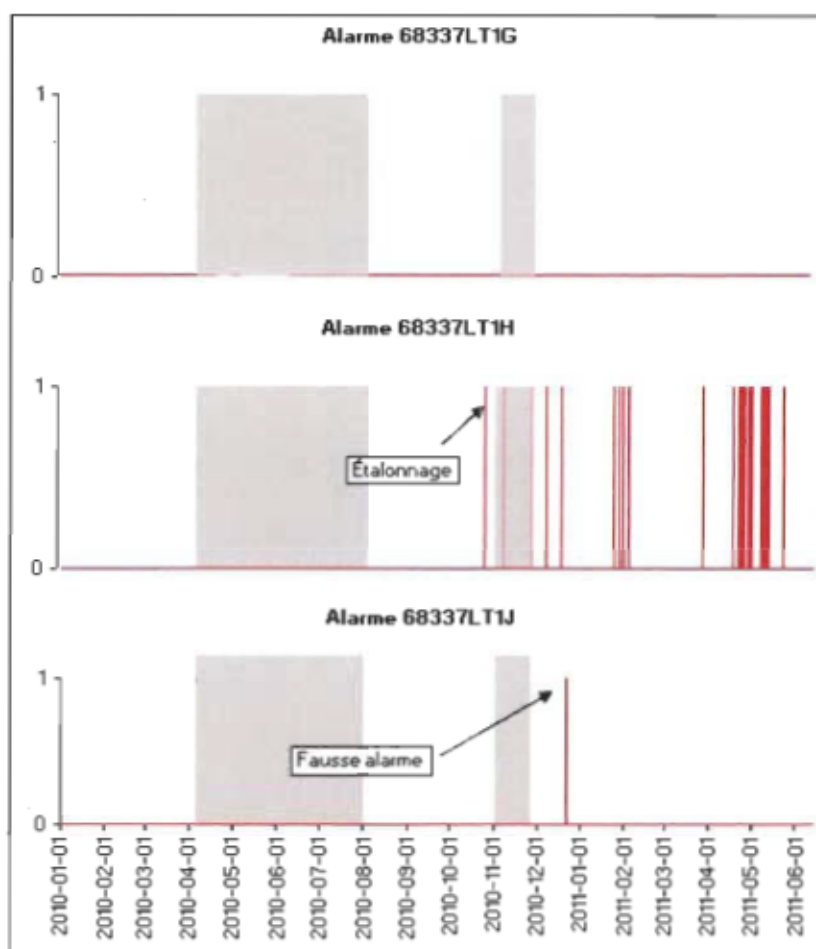


Figure 51. Étude de cas #3 – Alarmes (2010-01-01 au 2011-06-01)

Les Figures 52 et 53 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68337LT1G pour la période du 1^{er} juillet 2006 au 1^{er} février 2010. Les alarmes sont fréquentes suite au dernier étalonnage physique de ce transmetteur réalisé en novembre 2006 et cessent subitement en août 2009. Un rapport de travail datant du 5 août 2009 indique que cette boucle d'instrumentation affichait un niveau supérieur aux deux autres boucles redondantes (H et J). Pour corriger le signal de la boucle, le zéro du transmetteur a été ajusté vers le bas, et ce, sans retirer le transmetteur du chantier. Lors de l'étalonnage physique du transmetteur en janvier 2010, une dérive significative du zéro vers le bas est observée, laquelle étant causée probablement par l'ajustement manuel du zéro réalisé en août 2009. Puisque le SSL génère plusieurs alarmes durant la période de novembre 2006 à août 2009, la déviation positive du signal observée

avant cet ajustement était possiblement causée par une erreur de manipulation lors de l'étalonnage du transmetteur en novembre 2006. L'ajustement réalisé en 2009 sur le transmetteur a compensé cette erreur. Cette analyse explique pourquoi le SSL ne génère pas d'alarme pour cette boucle d'instrumentation pour la période du 5 août 2009 (ajustement du zéro) au 28 janvier 2010 (étalonnage du transmetteur). Il est à noter que suite à l'étalonnage de janvier 2010, un autre transmetteur a été réinstallé en chantier. Ceci est une pratique courante lors de l'étalonnage des transmetteurs des SAU.

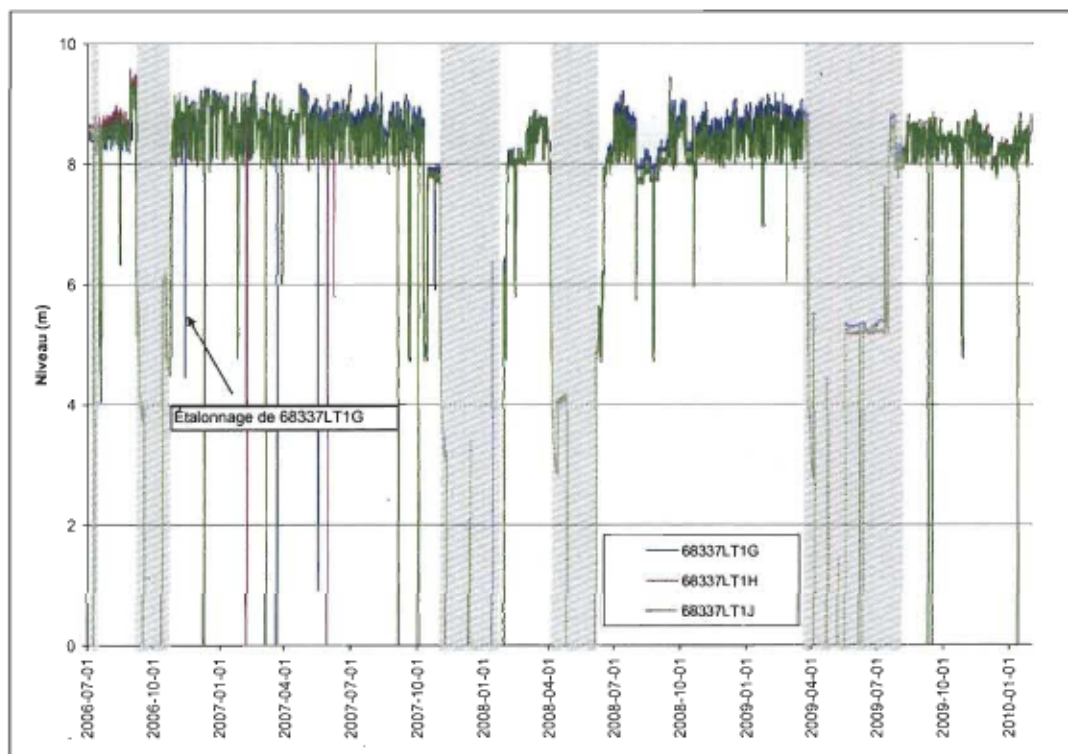


Figure 52. Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2006-07-01 au 2010-02-01)

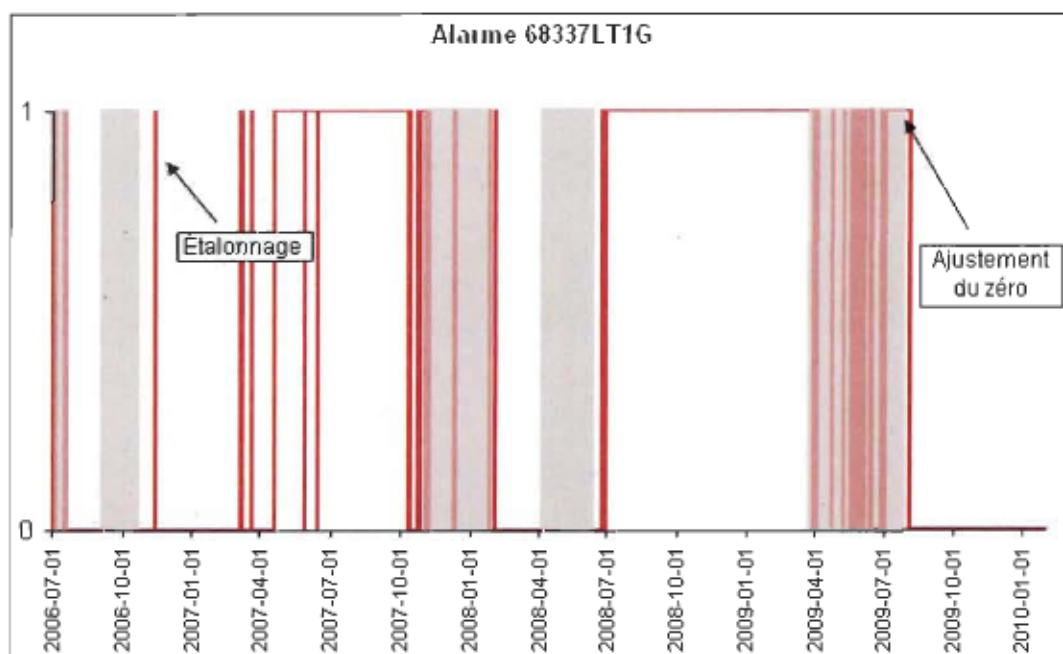


Figure 53. Alarme pour 68337LT1G (2006-07-01 au 2010-02-01)

Les Figures 54 et 55 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68337LT1H pour la journée du 7 octobre 2010, soit deux semaines avant l'étalonnage physique du transmetteur 68337LT1H. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 60 secondes car la centrale est en fonctionnement normal (régime permanent) et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 6 heures.

Une seule alarme est générée par le SSL. Elle est représentée par la flèche rouge sur la Figure 54. À d'autres moments, le signal du transmetteur 68337LT1H dépasse la tolérance admissible (flèches noires sur Figure 54), mais ces dépassements ne perdurent pas suffisamment longtemps pour générer une alarme. La valeur de l'estimé est en moyenne à 8,02 mètres (m), ce qui correspond à 54% de la plage d'étalonnage du transmetteur. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 7,95 m (53,0% de la plage d'étalonnage) et 8,05 m (53,7% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 0,7%.

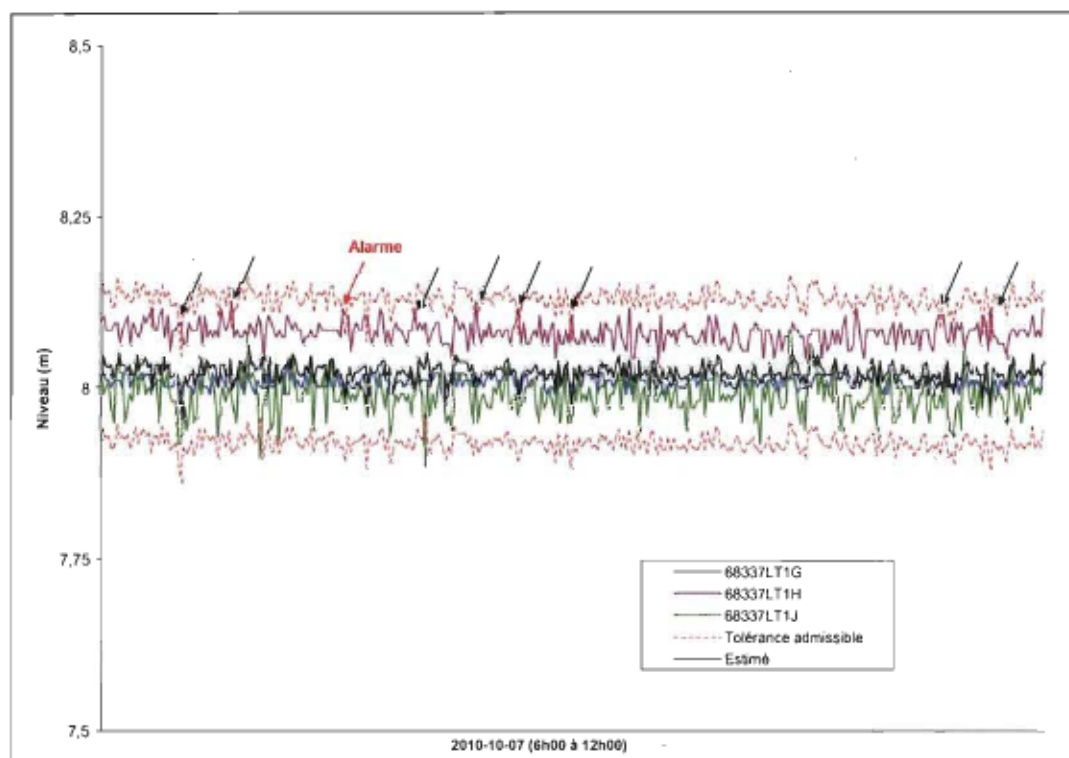


Figure 54. Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2010-10-07)



Figure 55. Alarme pour 68337LT1H (2010-10-07)

Les Figures 56 et 57 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68337LT1H pour la période du 9 avril 2010 au 13 avril 2010. Cette période correspond à l'un des derniers régimes transitoires survenus avant l'étalonnage physique du transmetteur 68337LT1H. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 20 secondes afin de limiter le nombre de données, la période transitoire étant relativement longue et le logiciel Microsoft Excel étant limité. L'acquisition des signaux a été réalisée pendant 107 heures.

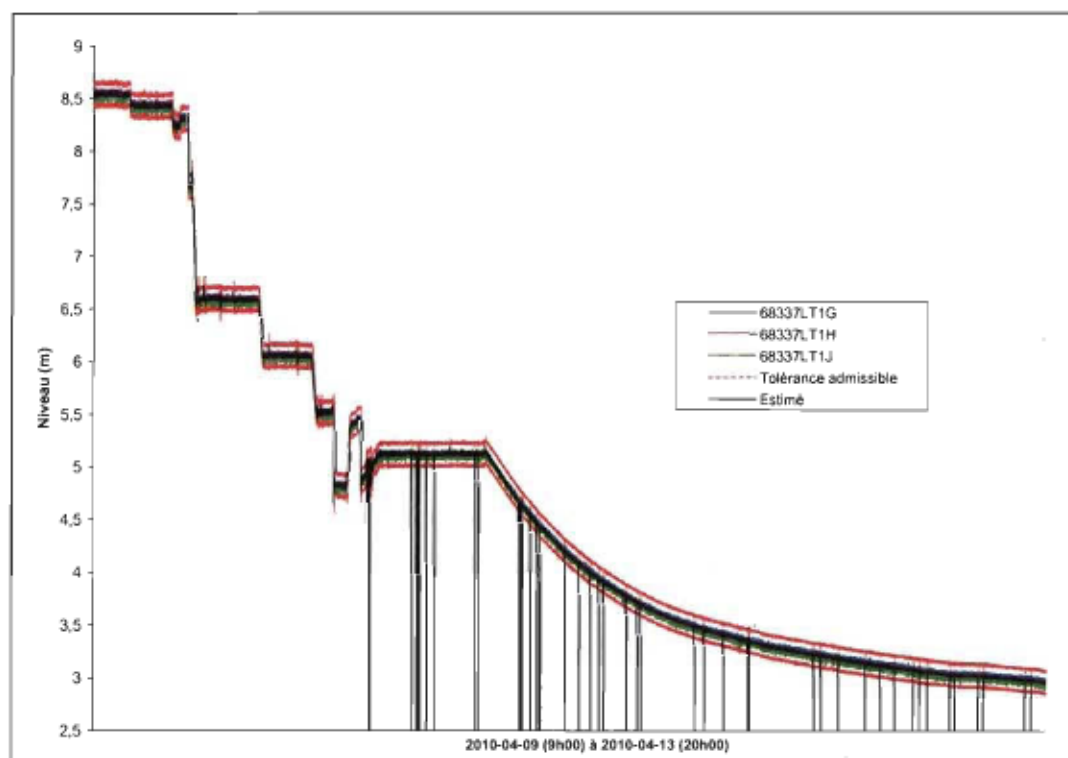


Figure 56. Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2010-04-09 à 2010-04-13)

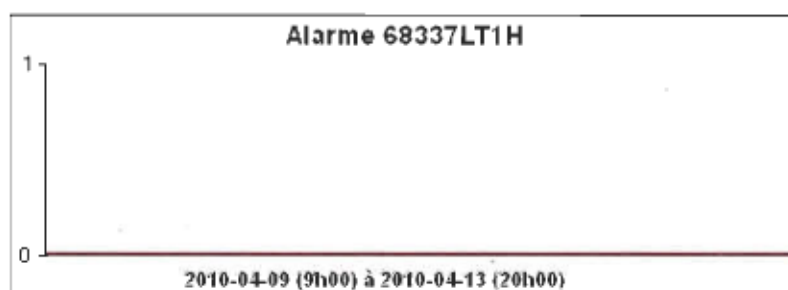


Figure 57. Alarme pour 68337LT1H (2010-04-09 à 2010-04-13)

Les lignes noires verticales sur la Figure 56 correspondent à des valeurs nulles de l'estimé. Pour le présent cas d'étude, elles sont associées à des échantillons de données corrompues et doivent être ignorées. En régime transitoire, le signal du transmetteur 68337LT1H se situe à l'intérieur de la tolérance admissible et aucune alarme n'est générée par le SSL. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 2,97 m (19,8% de la plage d'étalonnage) et 8,58 m (57,2% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 37,4%.

Pour ce cas, les résultats obtenus par le SSL sont donc non conservateurs par rapport à ceux obtenus lors de l'étalonnage physique. Toutefois, les déviations observées lors de l'étalonnage physique (Tableau 14) sont légèrement supérieures à la tolérance admissible ($\pm 0,25\%$) alors que pour le SSL, le signal est légèrement inférieur à la tolérance admissible. Si le critère d'acceptation utilisé par le SSL était réduit, les mêmes résultats auraient été obtenus.

Les Figures 58 et 59 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68337LT1J pour la journée du 24 avril 2011, soit deux semaines avant l'étalonnage physique du transmetteur 68337LT1J. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 60 secondes car la centrale est en fonctionnement normal (régime permanent) et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 6 heures.

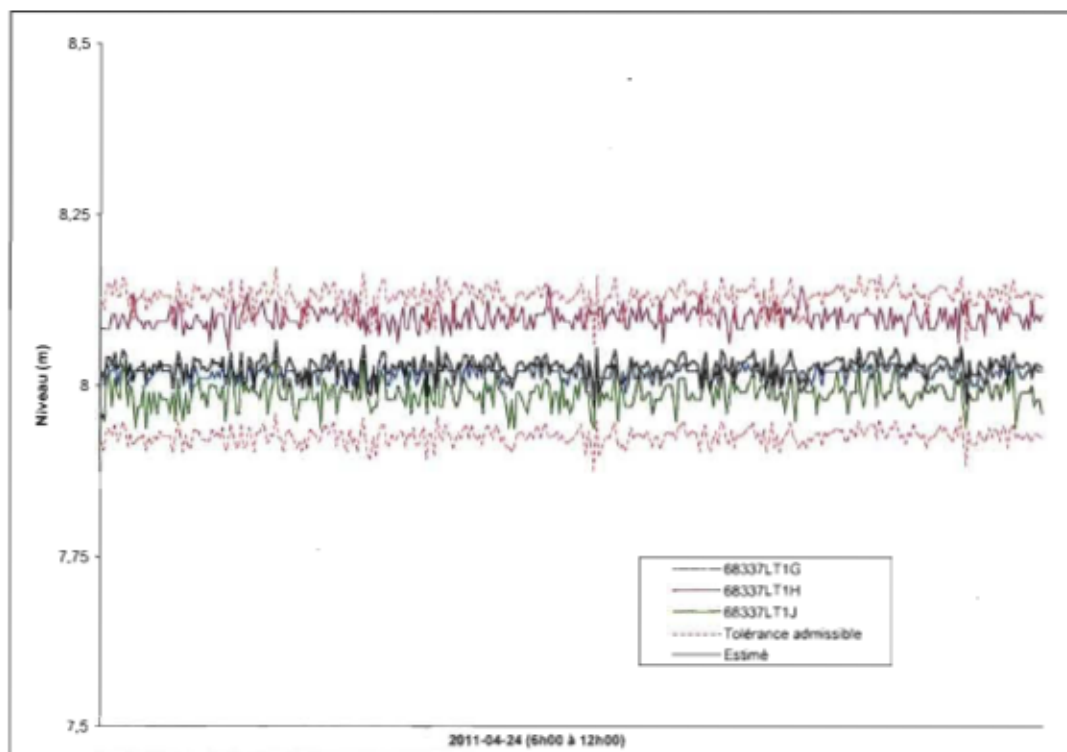


Figure 58. Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2011-04-24)

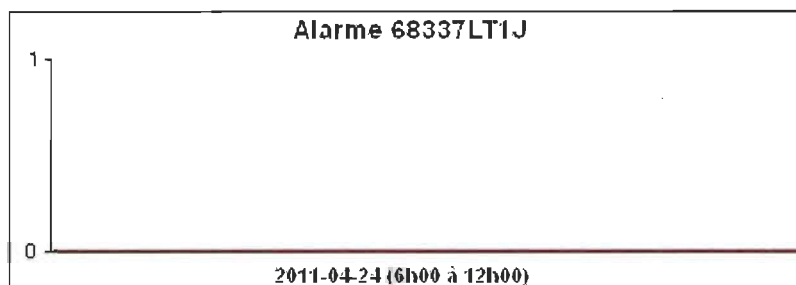


Figure 59. Alarme pour 68337LT1J (2011-04-24)

Le signal du transmetteur 68337LT1J se situe à l'intérieur de la tolérance admissible. On remarque toutefois que le signal du transmetteur 68337LT1H dépasse quelque fois la tolérance admissible, ce qui explique les alarmes présentes pour ce transmetteur sur la Figure 51. La valeur de l'estimé est en moyenne à 8,03 m, ce qui correspond à 54% de la plage d'étalonnage du transmetteur. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 7,97 m (53,1% de la plage d'étalonnage) et 8,07 m (53,8% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 0,7%.

Les Figures 60 et 61 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et l'alarme générée par le SSL pour le transmetteur 68337LT1J pour la période du 17 novembre 2010 au 2 décembre 2010. Cette période correspond au dernier régime transitoire survenu avant l'étalonnage physique du transmetteur 68337LT1J. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 60 secondes afin de limiter le nombre de données, la période transitoire étant relativement longue et le logiciel Microsoft Excel étant limité. L'acquisition des signaux a été réalisée pendant 15 jours.

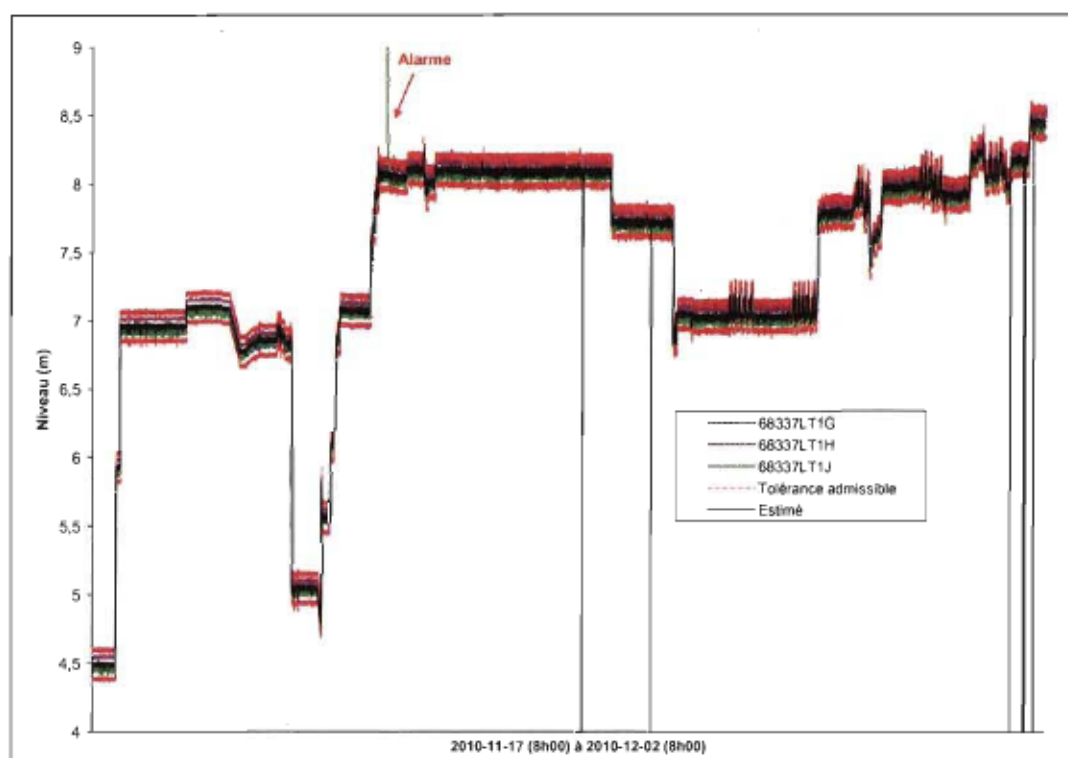


Figure 60. Étude de cas #3 – Signaux des transmetteurs (2010-11-17 au 2010-12-02)

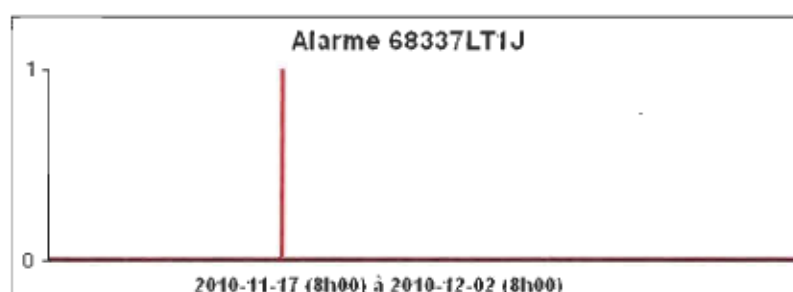


Figure 61. Alarme pour 68337LT1J (2010-11-17 au 2010-12-02)

En régime transitoire, une seule alarme est générée par le SSL. Parce qu'isolée, cette alarme ne doit pas être considérée. Ainsi, les résultats obtenus par le SSL sont cohérents à ceux obtenus lors de l'étalonnage physique. Les valeurs minimale et maximale de l'estimé sont respectivement 4,49 m (29,9% de la plage d'étalonnage) et 8,49 m (56,6% de la plage d'étalonnage). De ce fait, la portion de la plage d'étalonnage couverte par cette analyse est de 26,7%.

6.3.4 Étude de cas #4

Le Tableau 15 présente la date à laquelle a été effectué le dernier étalonnage physique des transmetteurs ainsi que les résultats.

Tableau 15
Étude de cas #4 : Résultats des étalonnages physiques

Numéro d'équipement	Date du dernier étalonnage	Résultat
68334PT4G	28 janvier 2010	Étalonnage requis
68334PT4H	20 octobre 2010	Étalonnage non requis
68334PT4J	9 mai 2011	Étalonnage non requis

Les Figures 62, 63 et 64 présentent sous forme graphique les résultats d'étalonnage obtenus.

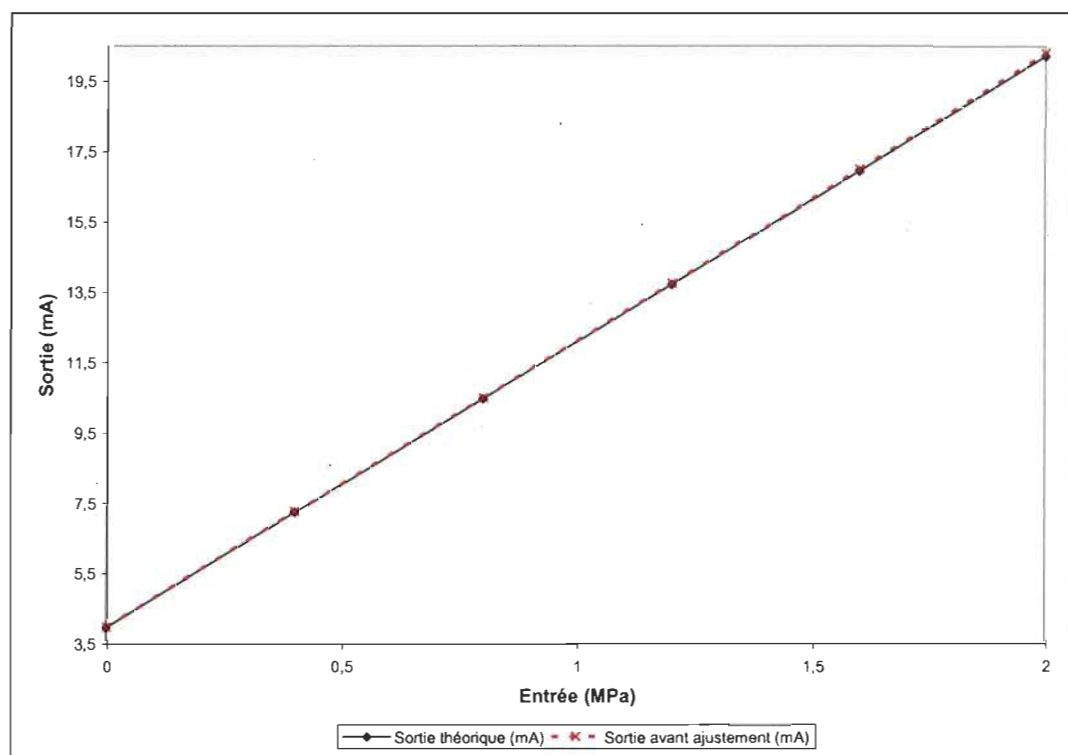


Figure 62. Résultats d'étalonnage – 68334PT4G

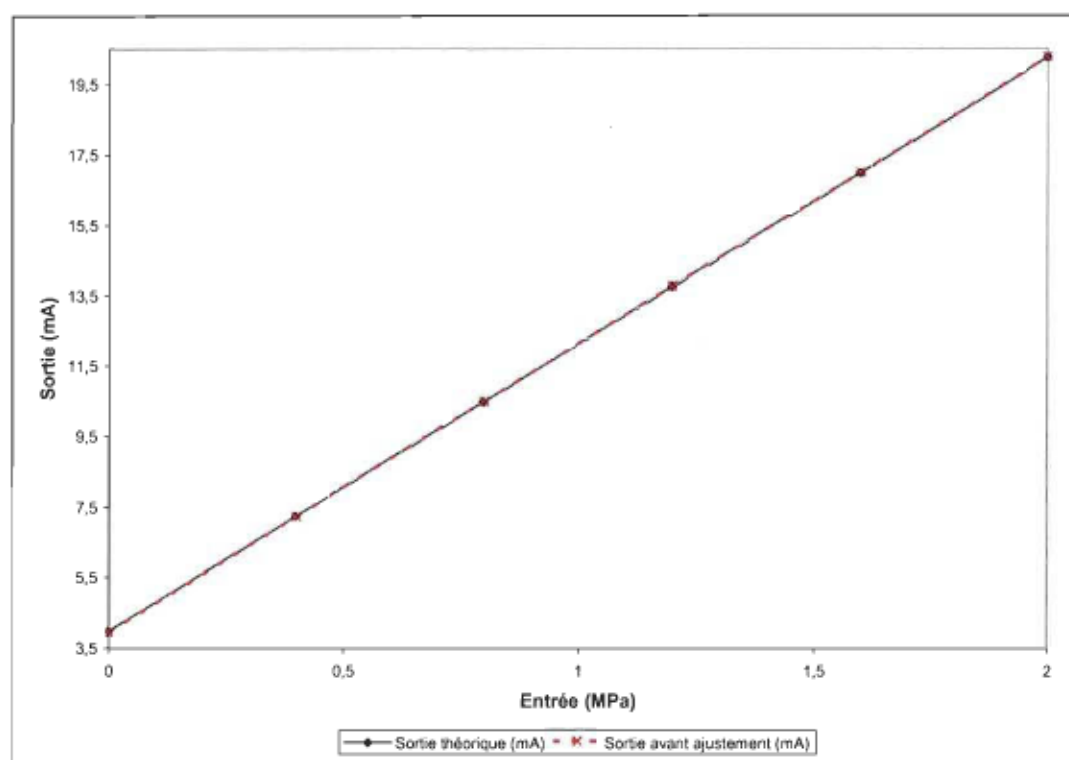


Figure 63. Résultats d'étalonnage – 68334PT4H

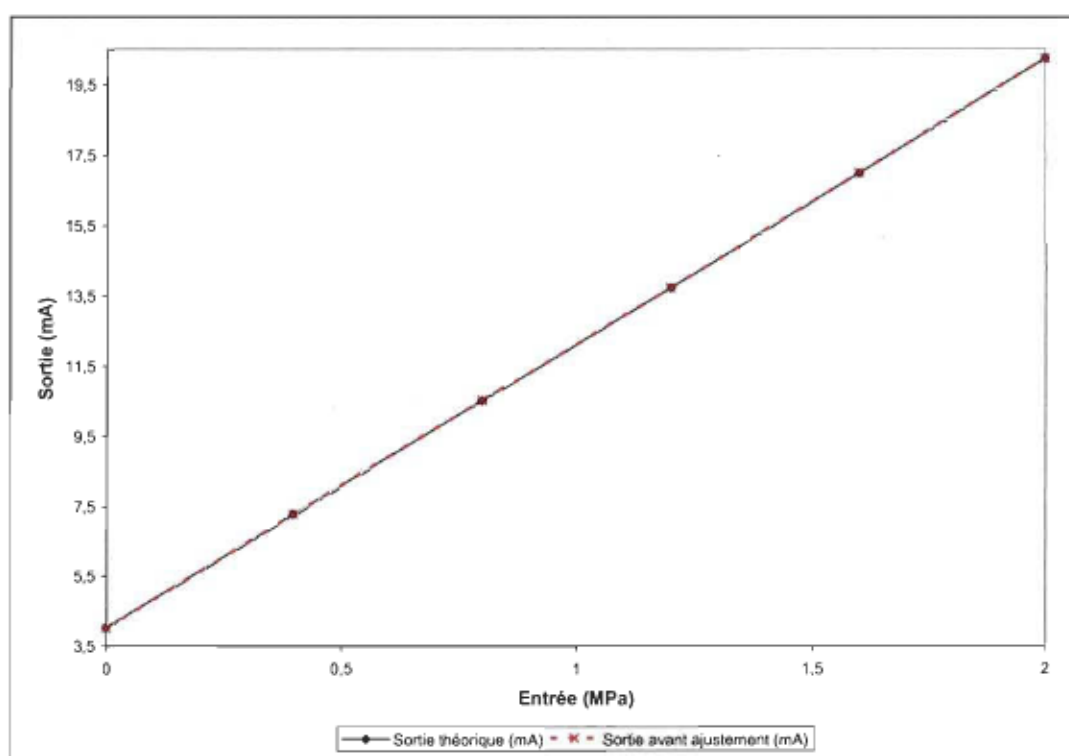


Figure 64. Résultats d'étalonnage – 68334PT4J

Le Tableau 16 présente les déviations observées sur ces transmetteurs pour les différents points de mesure de la plage d'étalonnage.

Tableau 16
Étude de cas #4 : Déviations observées

Points de mesure	Entrée (MPa)	Déviations (% plage étalonnage)		
		68334PT4G	68334PT4H	68334PT4J
0%	0	0,10	-0,14	-0,05
20%	0,4	0,14	-0,04	-0,02
40%	0,8	0,17	0,05	0,01
60%	1,2	0,21	0,06	0,04
80%	1,6	0,31	0,05	0,03
100%	2	0,47	0,07	-0,01

Le transmetteur 68334PT4G présente une légère dérive du zéro vers le haut et une dérive de la plage. La tolérance admissible ($\pm 0,25\%$) est dépassée pour les points de mesure situés dans la partie supérieure de sa plage d'étalonnage (80% et 100%). Les déviations observées pour les transmetteurs 68334PT4H et 68334PT4J sont considérées comme étant négligeables.

La Figure 65 présente les signaux des transmetteurs pour la période du 1^{er} janvier 2010 au 1^{er} juin 2011. Les zones grisées correspondent aux périodes durant lesquelles la centrale est arrêtée. Durant ces périodes, les signaux des transmetteurs n'apparaissent pas sur le graphique car leur valeur est à l'extérieur de la plage d'étalonnage des transmetteurs. Ils sont donc considérés comme étant irrationnels et ne sont pas analysés par le SSL.

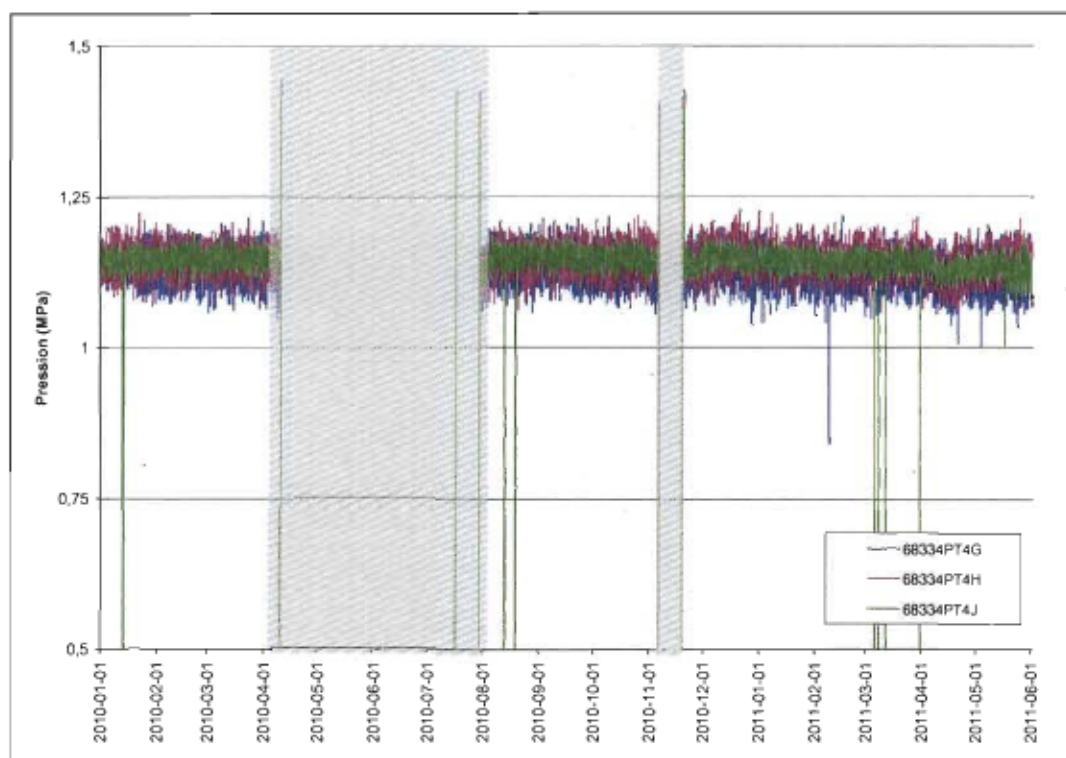


Figure 65. Étude de cas #4 – Signaux des transmetteurs (2010-01-01 au 2011-06-01)

La Figure 66 présente les alarmes générées par le SSL pour chacun des transmetteurs. Pour tous les transmetteurs, les alarmes sont fréquentes, mais non continues. Pour cette période de temps, la pression moyenne mesurée est de 1,12 MPa, ce qui correspond à 56% de la plage d'étalonnage du transmetteur. Les déviations observées lors de l'étalonnage physique de ces transmetteurs (voir Tableau 16) pour les points de mesure situés près de ce pourcentage (40% et 60%) n'excèdent pas la tolérance admissible. De ce fait, aucune alarme ne devrait être générée par le SSL.

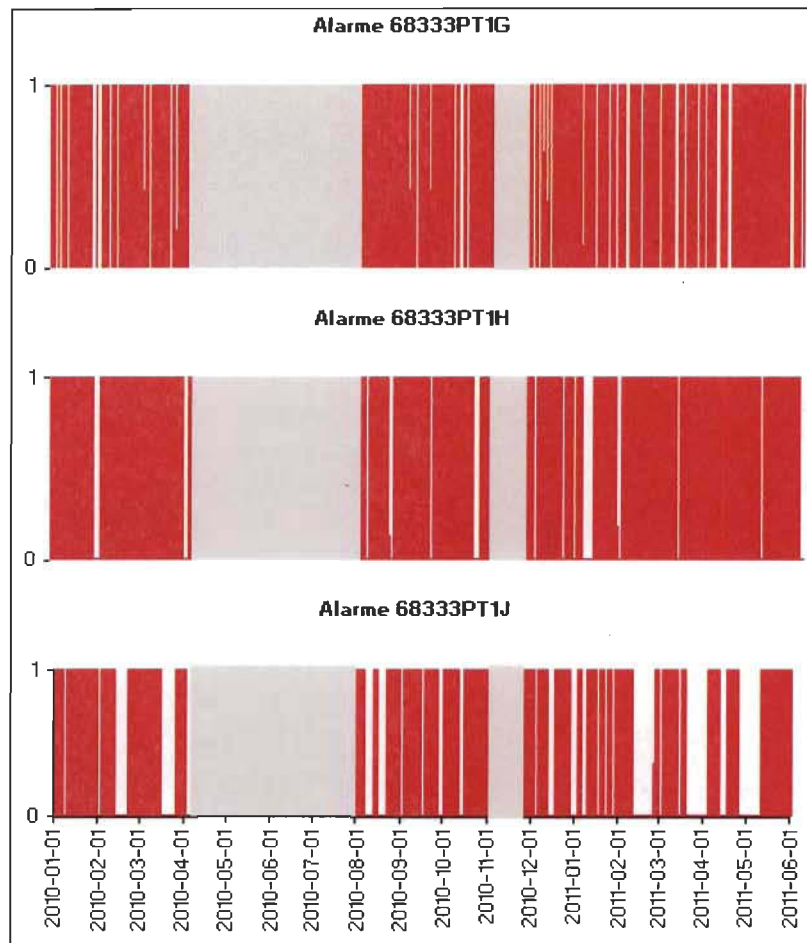


Figure 66. Étude de cas #4 – Alarmes (2010-01-01 au 2011-06-01)

Les Figures 67 et 68 présentent respectivement les signaux des transmetteurs et les alarmes générées par le SSL pour la journée du 14 janvier 2010, soit deux semaines avant l'étalonnage physique du transmetteur 68334PT4G. Pour cette analyse, la période d'échantillonnage choisie est de 60 secondes car la centrale est en fonctionnement normal (régime permanent) et l'acquisition des signaux a été réalisée pendant 6 heures.

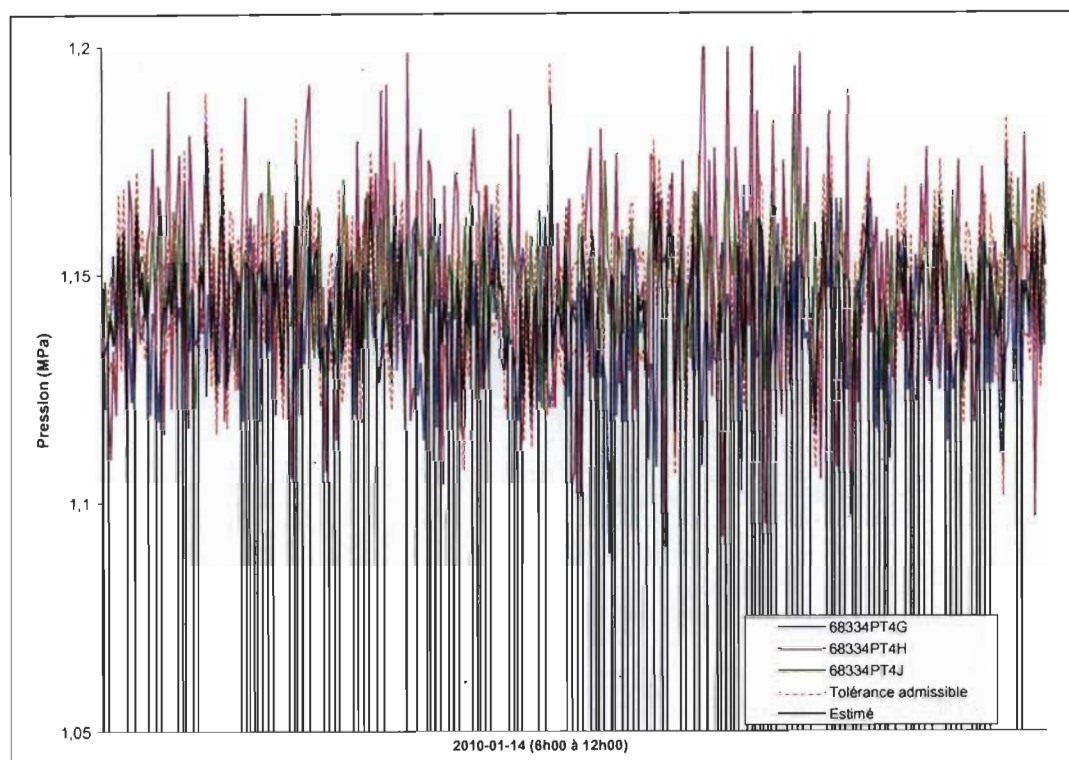


Figure 67. Étude de cas #4 – Signaux des transmetteurs (2010-01-14)

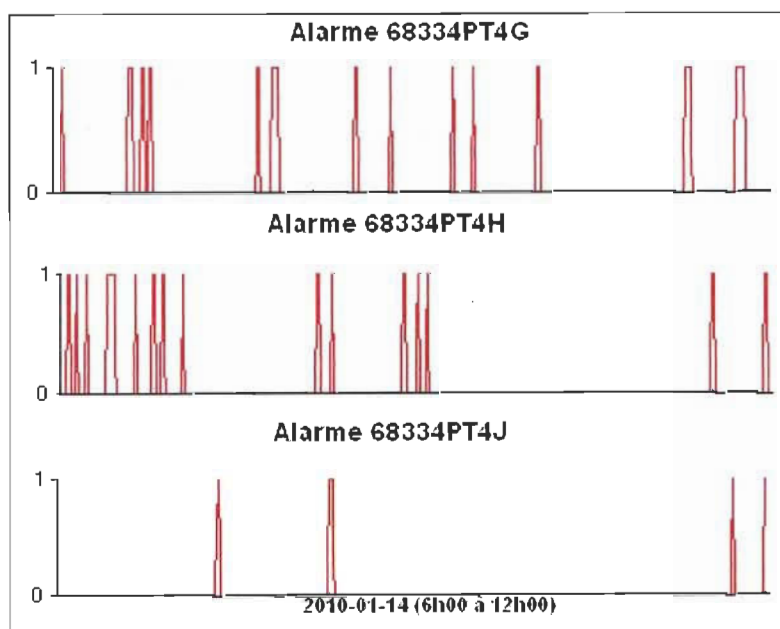


Figure 68. Étude de cas #4 – Alarmes (2010-01-14)

Quoique moins fréquentes pour le transmetteur 68334PT4J, les alarmes demeurent présentes pour l'ensemble des transmetteurs. Les lignes noires verticales apparaissant au bas de la Figure 67 correspondent à des valeurs nulles de l'estimé. Pour le présent cas d'étude, ceci survient lorsque la cohérence de tous les signaux est nulle ($C_1 + C_2 + C_3 = 0$), ce qui signifie que tous les signaux sont loin les uns des autres et que l'estimé du paramètre ne peut donc pas être calculé. La Figure 69 présente ces cas lors desquels l'algorithme ICMP n'est pas applicable.

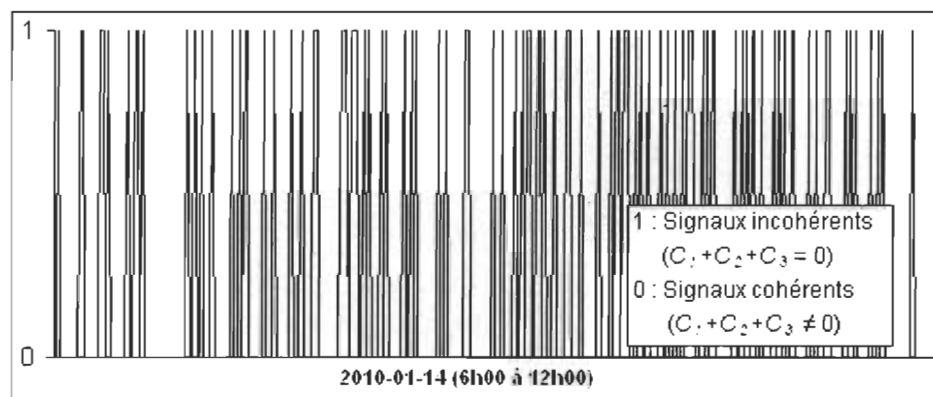


Figure 69. Étude de cas #4 – Incohérence des signaux (2010-01-14)

La Figure 70 présente les signaux des transmetteurs acquis pendant une heure le 14 janvier 2010 à une période d'échantillonnage de 60 secondes. Visuellement, on constate que ces signaux présentent un niveau de bruit élevé. En outre, ils ne sont aucunement corrélés car ils se déplacent dans des directions différentes.

Pour réduire la quantité d'alarmes générées par le SSL, le critère d'acceptation, et par le fait même le facteur de cohérence, peuvent être augmentés. Toutefois, le fait de trop augmenter la valeur de ces paramètres pourrait rendre le SSL insensible à une dérive d'un transmetteur, ce qui n'est pas souhaitable. Ce cas d'étude présente donc un exemple de limitation de l'algorithme ICMP.

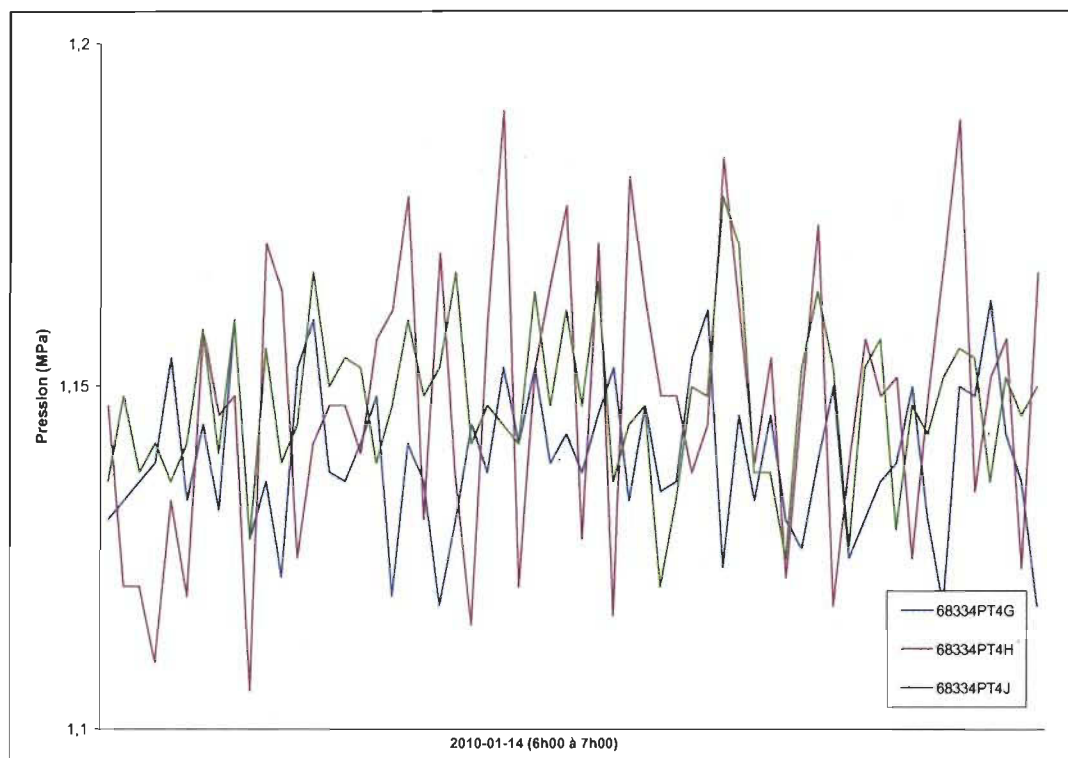


Figure 70. Étude de cas #4 – Signaux des transmetteurs (2010-01-14 : 1 heure)

6.4 Analyse des résultats

Dans la majorité des cas étudiés, le SSL a été en mesure de détecter une dérive, lorsqu'elle était présente.

Pour le cas d'étude #1, le SSL a détecté aisément la dérive du transmetteur 68241PT2E. En analysant les données historiques, il a été possible de déterminer que cette dérive était probablement causée par une erreur de manipulation survenue lors de l'étalonnage physique de ce transmetteur.

Pour le cas d'étude #2, aucune dérive n'a été détectée, ce qui est conforme aux résultats obtenus lors de l'étalonnage physique des transmetteurs. Une analyse des signaux des transmetteurs a également été réalisée suite à l'étalonnage physique du transmetteur 68333PT1J et a permis de découvrir que cet étalonnage avait possiblement dégradé sa performance. Le responsable technique du système sur lequel se trouve ce transmetteur

a été informé de cette situation et des vérifications supplémentaires seront réalisées afin de corriger la problématique.

Pour le cas d'étude #3, les résultats obtenus par le SSL semblaient a priori non conservateurs par rapport à ceux obtenus lors de l'étalonnage physique du transmetteur 68337LT1G. Après avoir analysé plus en détails les données, il s'est avéré qu'un ajustement du zéro de ce transmetteur avait été réalisé quelques mois auparavant parce que le signal de sa boucle d'instrumentation était supérieur aux signaux des boucles redondantes. L'analyse des données a permis de démontrer que ce problème était présent depuis l'étalonnage précédent, ce qui laisse supposer qu'une erreur était survenue lors de cet étalonnage. L'ajustement du zéro n'a toutefois que compenser cette déviation, ce qui explique pourquoi le SSL n'a pas été en mesure de détecter une dérive à la suite de cet ajustement. Cependant, avant cet ajustement du zéro, le SSL avait détecté cette déviation. Les déviations observées lors de l'étalonnage du transmetteur 68337LT1H n'ont quant à elles pas été décelées par le SSL. Néanmoins, ces déviations étaient relativement faibles et ne dépassaient que légèrement la tolérance admissible. De ce fait, si le critère d'acceptation du SSL avait été quelque peu diminué, ce dernier aurait généré une alarme.

Le cas d'étude #4 présente quant à lui une limitation de l'algorithme ICMP. En effet, parce que les signaux des transmetteurs présentent un niveau de bruit élevé et ne sont pas corrélés, le calcul de l'estimé du paramètre devient impossible à réaliser.

Le Tableau 17 présente l'écart-type moyen pour les différents cas d'étude. Plus l'écart-type est élevé, plus le niveau de bruit est élevé. La comparaison a été réalisée pour la journée du 14 janvier 2010 alors que la centrale était en fonctionnement normal. La période d'échantillonnage utilisée est de 60 secondes.

Tableau 17
Comparaison de l'écart-type moyen (2010-01-14)

Étude de cas	Écart-type moyen (% plage étalonnage)
#1	0,0014
#2	0,0040
#3	0,0061
#4	0,0103

L'écart-type moyen des signaux de l'étude de cas #4 est beaucoup plus élevé que celui des cas précédents. Le fait que ces signaux présentent plus de bruit peut être expliqué par la configuration de ces transmetteurs. Pour les cas d'étude #1 et #2, les transmetteurs mesurent la pression d'un paramètre du procédé par rapport à la pression atmosphérique, laquelle étant à toute fin pratique constante. Pour le cas d'étude #3, les transmetteurs mesurent le niveau d'eau dans le pressuriseur. Pour ce faire, les transmetteurs mesurent la différence de pression entre le fond et la partie supérieure du pressuriseur, laquelle étant pressurisée avec de la vapeur d'eau. La pression de la vapeur est quant à elle relativement constante. Pour le cas d'étude #4, les transmetteurs mesurent un différentiel de pression entre un collecteur d'entrée et un collecteur de sortie. Ces deux pressions ne sont pas constantes et présentent chacune un niveau de bruit, ce qui pourrait expliquer le niveau de bruit élevé des signaux des transmetteurs.

Le Tableau 18 présente quant à lui le coefficient de corrélation des différents signaux pour les différents cas d'étude. La même période de temps a été analysée. Plus la valeur absolue de ce coefficient se rapproche de 1, plus les signaux sont corrélés. Généralement, la corrélation est considérée comme étant forte si la valeur absolue de ce coefficient est supérieure ou égale à 0,5.

Tableau 18
Comparaison du coefficient de corrélation (2010-01-14)

	Coefficient de corrélation (valeur absolue)		
Étude de cas #1	68241PT2D	68241PT2E	68241PT2F
68241PT2D	1,00	0,55	0,59
68241PT2E	0,55	1,00	0,54
68241PT2F	0,59	0,54	1,00
Étude de cas #2	68333PT1G	68333PT1H	68333PT1J
68333PT1G	1,00	0,02	0,12
68333PT1H	0,02	1,00	0,10
68333PT1J	0,12	0,10	1,00
Étude de cas #3	68337LT1G	68337LT1H	68337LT1J
68337LT1G	1,00	0,38	0,36
68337LT1H	0,38	1,00	0,93
68337LT1J	0,36	0,93	1,00
Étude de cas #4	68334PT4G	68334PT4H	68334PT4J
68334PT4G	1,00	0,03	0,01
68334PT4H	0,03	1,00	0,42
68334PT4J	0,01	0,42	1,00

Les signaux de l'étude de cas #1 sont considérés comme étant fortement corrélés. Pour ce qui est des signaux de l'étude de cas #2, ils sont faiblement corrélés. Toutefois, comme leur niveau de bruit est relativement faible (écart-type moyen faible), l'ICMP est applicable. Pour le cas d'étude #3, le signal du transmetteur 68337LT1G est faiblement corrélé aux deux autres signaux redondants, ce qui pourrait indiquer un problème sur ce transmetteur. Une dérive avait d'ailleurs été découverte lors de l'étalonnage physique de ce transmetteur deux semaines plus tard. Pour l'étude de cas #4, la corrélation des signaux est très faible. Le coefficient de corrélation du signal du transmetteur 68334PT4G par rapport aux signaux des deux autres transmetteurs est très près de 0, ce qui signifie qu'il est linéairement indépendant des autres signaux. Ce coefficient pourrait possiblement être utilisé en parallèle avec l'algorithme ICMP afin de détecter un éventuel problème de la boucle d'instrumentation. Pour le cas d'étude #4, la méthode ICMP s'avère inefficace. Des méthodes alternatives telles que des algorithmes pour transmetteurs non redondants doivent donc être utilisées.

Ce projet d'application a également permis de démontrer que la majorité des dérives présentes sont causées par des erreurs de manipulation lors de l'étalonnage physique ou

lors de la réinstallation en chantier des équipements de la boucle d'instrumentation. Cette observation est cohérente avec les résultats d'une étude réalisée par le NRC qui statuait que les erreurs humaines sont la cause la plus fréquente de la défaillance d'une boucle d'instrumentation [63]. Pour les cas étudiés dans le cadre de ce projet d'application, il s'est avéré que le SSL a été en mesure de détecter ce type de situation. Le SSL pourrait donc être utilisé pour s'assurer que l'étalonnage physique d'un transmetteur ou de tout autre composant de la boucle d'instrumentation n'a pas dégradé la performance de la boucle.

CHAPITRE 7 : ÉTUDE DE FAISABILITÉ

Ce chapitre présente les résultats de l'étude de faisabilité qui a été réalisée.

7.1 Établissement du portrait actuel

La Figure 71 reprend le processus utilisé pour établir le portrait actuel et ainsi déterminer le nombre de transmetteurs pour lesquels la surveillance en ligne pourrait être utilisée. Le nombre de transmetteurs obtenus à chacune des étapes de ce processus est également présenté entre parenthèses. L'annexe C présente quant à elle les résultats détaillés.

152 transmetteurs de la centrale pourraient éventuellement être suivis par un SSL et sont inclus à l'étude de faisabilité. De ces transmetteurs, 101 sont utilisés pour mesurer la pression alors que 51 sont utilisés pour mesurer un niveau. Ce sont tous des transmetteurs de la série 1152 manufacturée par Rosemount. Ce modèle est qualifié pour fonctionner dans un environnement nucléaire.

Le Tableau 19 présente les systèmes de la centrale sur lesquels se retrouvent ces transmetteurs. Les systèmes importants pour la sûreté (SIS) sont également indiqués [60]. On dénombre 99 transmetteurs (65,1%) qui sont utilisés sur des SIS.

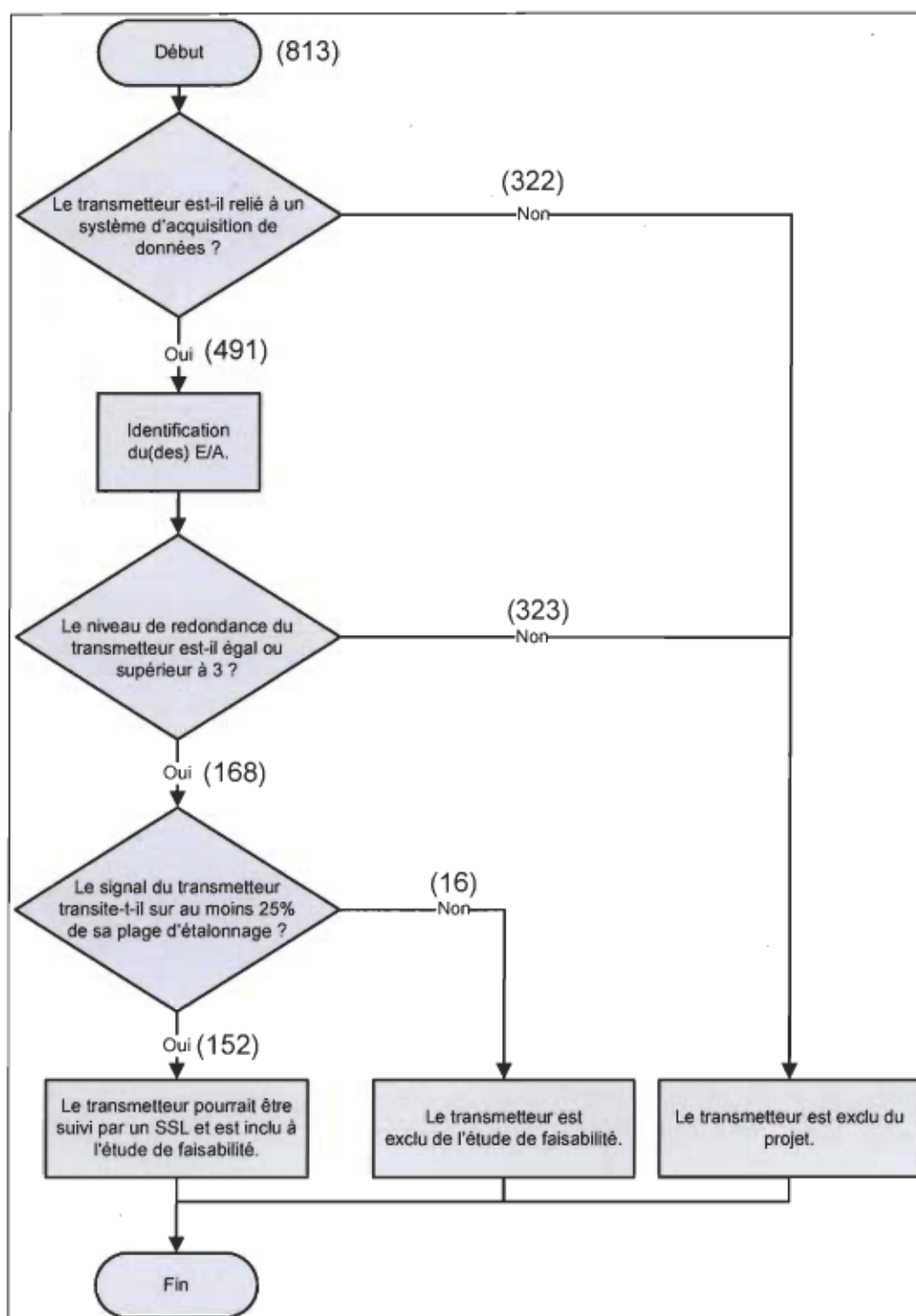


Figure 71. Résultats obtenus du processus établissant le portrait actuel

Tableau 19
Systèmes sur lesquels se retrouvent les transmetteurs

Systèmes	USI	Description	SIS	Nombre de transmetteurs
Modérateur	32110	Circuit principal du modérateur	X	3
Caloporteur	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur		29
	33330	Circuit de stockage et de récupération caloporteur		3
Réglage zonal par barres liquides (BL)	34810	Réglage zonal par BL		6
Générateurs de vapeur (GV)	36140	Circuit de détente de la vapeur des GV		12
	63620	Système de contrôle du niveau dans les GV	X	24
Turbine	41110	Turbine		3
Système d'arrêt d'urgence #1 (SAU#1)	68230	Systèmes de déclenchement du SAU#1	X	21
	68240	Systèmes de déclenchement du SAU#1	X	12
Système d'arrêt d'urgence #2 (SAU#2)	68330	Systèmes de déclenchement du SAU#2	X	27
	68340	Systèmes de déclenchement du SAU#2	X	12
TOTAL				152

7.2 Évaluation des coûts

Les coûts relatifs à l'utilisation d'un SSL ont été évalués en considérant les hypothèses suivantes :

- Un système d'acquisition de données est déjà installé à la centrale ;
- La centrale est munie d'un historien qui réalise l'archivage des données ;
- L'analyse des données n'est pas réalisée en temps réel. Pour cette raison, aucune interface n'est requise entre l'historien et le logiciel d'analyse ;
- Un algorithme pour transmetteurs redondants est utilisé. De ce fait, les coûts relatifs au développement de modèles physiques et/ou empiriques ne sont pas considérés ;

- Le comportement d'environ 150 transmetteurs pourrait être suivi par le SSL, ce qui correspond à la situation de la centrale nucléaire de Gentilly-2.

Si la centrale n'était pas déjà munie d'un système d'acquisition de données et d'un historien, des coûts supplémentaires importants devraient être considérés.

Pour évaluer les coûts, deux scénarios ont été examinés. La différence entre ces deux scénarios se situe au niveau de l'analyse des données. Dans le premier cas, l'analyse est réalisée par une firme externe alors que dans le second cas, l'analyse est réalisée à l'interne, ce qui occasionne des coûts supplémentaires liés au développement ou à l'achat d'un logiciel d'analyse.

Le Tableau 20 présente les coûts évalués pour le premier scénario.

Tableau 20

Évaluation des coûts – Scénario #1 : analyse réalisée à l'externe

Coûts initiaux	Montant
Étude de faisabilité	68 250\$
Configuration du logiciel d'analyse	25 000\$
Formation du personnel	5 100\$
Préparation du dossier pour l'acceptation du principe par l'organisme réglementaire	5 250\$
Modification des fiches de maintenance	7 875\$
Total	111 475\$
Coûts récurrents annuels	
Maintenance du logiciel d'analyse	N/A
Analyse périodique des résultats pour identifier les dérives des transmetteurs	25 000\$
Suivi du programme	5 250\$
Total	30 250\$

Une étude de faisabilité nécessite environ six mois de travail (910 heures) à un taux horaire moyen de 75\$/heure.

Comme l'analyse est réalisée à l'externe, il est nécessaire que le logiciel d'analyse utilisé par la firme spécialisée soit configuré adéquatement en fonction des particularités de la centrale. Le montant de 25 000\$ indiqué dans le Tableau 20 correspond au montant qui a été estimé par une firme externe spécialisée dans le domaine.

Le personnel concerné devra être formé afin d'être familier avec les techniques. Il est estimé que cette formation durerait en moyenne deux jours (14 heures) et seraient offertes à deux ingénieurs dont le taux horaire moyen est de 75\$/heure. Il faut également tenir compte du coût lié au professeur qui est estimé à 3 000\$.

La préparation de documents justificatifs nécessaires à l'acceptation du principe par l'organisme réglementaire a été évaluée à un travail de 2 semaines (70 heures) à un taux horaire moyen de 75\$/heure.

Les fiches de maintenance doivent être modifiées afin de tenir compte de la nouvelle méthodologie de maintenance apportée par l'utilisation d'un SSL. Par exemple, des transmetteurs redondants qui devaient auparavant être étalonnés à tous les 3 ans au même moment devraient être étalonnés à tous les neuf ans. Néanmoins, à tous les trois ans, un de ces transmetteurs devra être étalonné afin d'éviter un mode commun de défaillance. Les coûts relatifs à la modification de ces fiches a été évalué à un travail de trois semaines (105 heures) à un taux horaire moyen de 75\$/heure.

Les coûts récurrents liés à l'analyse sont estimés à 25 000\$ et se basent sur une évaluation réalisée par une firme externe spécialisée dans le domaine. Ces coûts considèrent qu'une analyse par année est réalisée.

Le suivi du programme comprend l'extraction et l'envoi des données à la firme externe, la vérification et la documentation des résultats. Durant le fonctionnement normal de la centrale, une extraction des données est réalisée automatiquement à chaque mois, et ce, pendant une journée. Des extractions de données sont également réalisées lors des phases de démarrage et d'arrêt de la centrale. Ce suivi est évalué à une charge de travail annuelle de deux semaines (70 heures) à un taux horaire moyen de 75\$/heure.

Le Tableau 21 présente les coûts évalués pour le second scénario.

Tableau 21
Évaluation des coûts – Scénario #2 : analyse réalisée à l’interne

Coûts initiaux	Montant
Étude de faisabilité	68 250\$
Développement ou achat du logiciel d’analyse	75 000\$
Formation du personnel	10 200\$
Préparation du dossier pour l’acceptation du principe par l’organisme réglementaire	5 250\$
Modification des fiches de maintenance	7 875\$
Total	166 575\$
Coûts récurrents annuels	
Maintenance du logiciel d’analyse	2 625\$
Analyse périodique des résultats pour identifier les dérives des transmetteurs	(inclus dans le suivi)
Suivi du programme	10 500\$
Total	13 125\$

Les coûts liés à l’étude de faisabilité, à la préparation du dossier pour l’acceptation du principe par l’organisme réglementaire et à la modification des fiches de maintenance sont identiques pour les deux scénarios.

Comme l’analyse des données est réalisée à l’interne, il est nécessaire qu’un logiciel d’analyse soit développé ou acheté. L’achat d’un logiciel nécessiterait une configuration initiale afin de l’ajuster aux paramètres propres à la centrale. Le développement d’un logiciel occasionnerait quant à lui des phases de vérification et de validation afin de s’assurer de sa conformité. Le montant estimé pour l’achat ou le développement d’un logiciel est de 75 000\$. Il correspond à un développement d’un peu plus de six mois à un taux horaire moyen de 75\$/heure. Selon une évaluation réalisée par le B&W Owners’ Group en 1998, le coût lié à l’achat d’un logiciel varierait entre 25 000\$ et 100 000\$ [45].

Étant donné que l’analyse est réalisée à l’interne, il sera requis de former le personnel sur les techniques et procédures utilisées pour analyser et déterminer l’état d’un transmetteur. Il est estimé que cette formation durerait en moyenne quatre jours (28 heures) et seraient offertes à deux ingénieurs dont le taux horaire moyen est de 75\$/heure. Il faut également tenir compte du coût lié au professeur qui est estimé à 6 000\$.

La maintenance du logiciel est évaluée à un travail annuel d'une semaine (35 heures) à un taux horaire moyen de 75\$/heure.

Le suivi du programme comprend l'extraction et l'analyse des données ainsi que la vérification et la documentation des résultats. La périodicité à laquelle sont réalisées les extractions est la même que celle considérée pour le premier scénario. L'analyse des données est quant à elle réalisée sur une base trimestrielle. Dans l'ensemble, ce suivi est évalué à une charge de travail annuelle de quatre semaines (140 heures) à un taux horaire moyen de 75\$/heure.

7.3 Évaluation des bénéfices directs

Pour évaluer les bénéfices directs découlant de l'utilisation d'un SSL, il faut déterminer le nombre d'entretiens d'étalonnage qui pourront être évités ainsi que les économies qui sont conséquemment réalisées.

Tout d'abord, une revue du programme d'entretien d'étalonnage a été réalisée afin de déterminer le nombre d'entretiens d'étalonnage qui sont présentement réalisés sur les transmetteurs. Le Tableau 22 résume les résultats obtenus.

Tableau 22
Programme d'étalonnage actuel

État de la centrale	Nombre d'entretiens d'étalonnage	Période (semaines)
Marche	3	104
	72	156
Total	75	
Arrêt	43	156
	2	260
Total	45	
Grand total	120	

L'annexe D présente quant à elle les résultats de cette revue. Ainsi, sur les 152 transmetteurs, 120 transmetteurs sont suivis par un programme d'étalonnage et la grande majorité des entretiens sont réalisés à une périodicité de 156 semaines (3 ans).

Pour les 32 transmetteurs sur lesquels l'étalonnage était réalisé au besoin plutôt que périodiquement, des recommandations ont été faites afin que des entretiens d'étalonnage à une périodicité de 156 semaines soient effectués sur ceux-ci. Le Tableau 23 présente le programme d'étalonnage révisé.

Tableau 23
Programme d'étalonnage révisé

État de la centrale	Nombre d'entretiens d'étalonnage	Période (semaines)
Marche	3	104
	75	156
Total	78	
Arrêt	72	156
	2	260
Total	74	
Grand total	152	

Une étude a été réalisée afin de vérifier si la majorité des transmetteurs conservent habituellement leur étalonnage. Cette étude est décrite en détails à l'annexe E. Un échantillon de 35 transmetteurs a été sélectionné et tous les rapports des entretiens d'étalonnage réalisés durant la période du 1^{er} janvier 1998 au 31 décembre 2009 (12 ans) ont été analysés. Sur les 123 rapports d'étalonnage étudiés, 6 ont été exclus parce que des données étaient manquantes, 84 ont été considérés comme étant non requis et 33 comme étant requis. Les entretiens jugés non requis sont ceux pour lesquels les transmetteurs ont été trouvés à l'intérieur de la tolérance admissible. Le pourcentage d'entretiens d'étalonnage non requis obtenu par cette analyse est donc de 71,8% (84/117). Ce résultat est significativement plus faible que ceux rapportés dans d'autres études réalisées sur la dérive des transmetteurs de l'industrie nucléaire [2, 9, 18, 36, 37]. En effet, ces études sous-entendent qu'entre 90 et 95% des étalonnages sont non requis. Les critères utilisés dans ces études ne sont toutefois pas expliqués. Pour cette raison, une comparaison quantitative des résultats est difficile. Le résultat obtenu par la présente analyse est toutefois suffisamment élevé pour justifier l'utilisation d'un SSL dans une centrale CANDU 6 et d'ainsi pouvoir augmenter la période des entretiens d'étalonnage.

Ensuite, le coût moyen d'un entretien d'étalonnage a été estimé à 928 \$. L'annexe F décrit en détail cette évaluation. Ce coût est du même ordre de grandeur que ceux évalués dans d'autres études [9, 18].

Environ 50 entretiens d'étalonnage sont réalisés chaque année selon le programme de maintenance actuel. En utilisant un SSL, il est possible d'augmenter la périodicité des entretiens d'étalonnage et d'ainsi diminuer le nombre d'entretiens d'étalonnage à réaliser. Il faut toutefois considérer le fait que pour contrer un éventuel mode commun de défaillance, il est nécessaire d'étalonner au moins un transmetteur de chacun des groupes redondants au moins une fois à chaque cycle de maintenance. De plus, cet étalonnage doit être réalisé à tour de rôle, de sorte que chaque transmetteur du groupe redondant soit étalonné périodiquement, et ce, même si la surveillance en ligne n'a pas décelé de problème. En considérant ce critère, il a été évalué que l'utilisation d'un SSL permettrait de retirer environ 34 entretiens d'étalonnage par année. Cette évaluation est décrite à l'annexe G.

Annuellement, des bénéfices directs annuels de 31 552\$ ($34 \times 928\$$) découlant du nombre d'entretiens d'étalonnage retirés du programme de maintenance pourraient ainsi être envisagés.

7.4 Réalisation d'une étude de rentabilité

L'utilisation d'un SSL requière un investissement initial important, mais occasionne des bénéfices directs annuels découlant des entretiens d'étalonnage qui seront conséquemment évités. Le Tableau 24 résume les coûts et bénéfices directs évalués aux sections 7.2 et 7.3.

Tableau 24
Évaluation des coûts et bénéfices directs

Coûts	Scénario #1 (analyse réalisée à l'externe)	Scénario #2 (analyse réalisée à l'interne)
Coûts initiaux	111 475\$	166 575\$
Coûts récurrents annuels	30 250\$	13 125\$
Bénéfices annuels	31 552\$	

Afin de déterminer si l'investissement initial est rentable, il est nécessaire de le comparer avec les entrées de fonds qu'il générera au cours des années à venir. Pour ce faire, il est nécessaire d'actualiser ces flux d'argent prévisionnels. L'actualisation consiste à ramener sur une même base des flux financiers non directement comparables qui se produisent à des dates différentes. Le choix d'un taux d'actualisation approprié est essentiel.

Si les flux monétaires ont trait à des activités courantes de l'entreprise, le taux d'actualisation à utiliser est le taux du coût en capital. Toutefois, si les entrées de fonds éventuelles sont liées à un projet non commun pour l'entreprise, il est alors requis d'ajuster le taux d'actualisation en fonction du degré de risque du projet. Pour déterminer le taux à utiliser pour actualiser les flux monétaires, il est requis d'ajouter au taux du coût en capital une certaine prime qui tient compte du risque du projet [61].

Le taux du coût en capital pour la société d'État Hydro-Québec est fixé à 6,099% en 2011. Comme le présent projet est considéré comme étant non commun parce que n'ayant jamais été implanté dans une centrale CANDU, il est nécessaire d'ajouter une prime de risque. Cette prime de risque est toutefois difficile à estimer en pratique et est habituellement fixé au jugement.

Pour évaluer la rentabilité du projet, la valeur actuelle nette (VAN) sera utilisée et est obtenue par l'équation suivante :

$$VAN = -C_{initiaux} + \sum_{p=1}^N \frac{FM_p}{(1+i)^p} \quad (7.1)$$

Où

VAN : Valeur actuelle nette

$C_{initiaux}$: Coûts initiaux

N : Nombre total d'années

FM_p : Flux monétaire prévu à l'année « p »

i : taux d'actualisation

Un projet est considéré rentable si la VAN est positive.

Par exemple, si le taux du coût en capital et la prime de risque utilisés sont respectivement de 6,099% et à 3,901%, de sorte que le taux d'actualisation est de 10%, les équations suivantes permettent de calculer la VAN pour les scénarios #1 et #2.

Scénario #1

$$VAN = -111475\$ + \sum_{p=1}^N \frac{(31552\$ - 30250\$)}{(1+0,10)^p} \quad (7.2)$$

Scénario #2

$$VAN = -166575\$ + \sum_{p=1}^N \frac{(31552\$ - 13125\$)}{(1+0,10)^p} \quad (7.3)$$

La Figure 72 présente la valeur de la VAN en fonction du nombre « N » d'années selon lequel est mesurée la rentabilité du projet ainsi qu'en fonction du taux d'actualisation pour les deux scénarios étudiés.

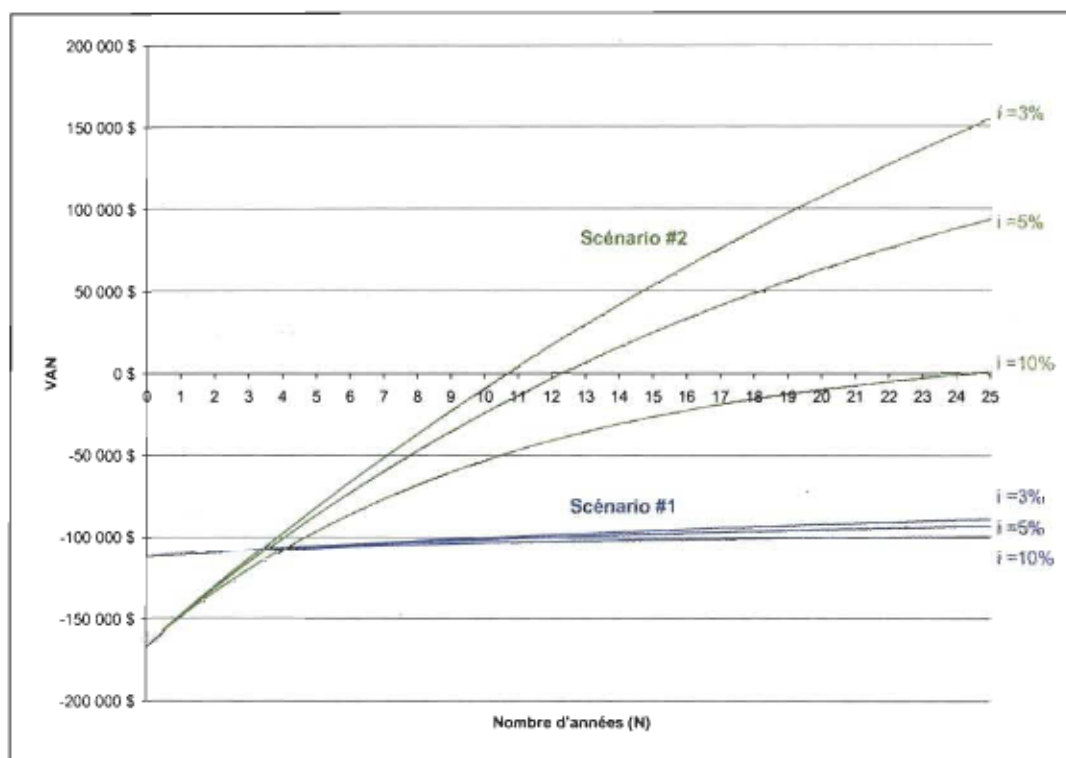


Figure 72. Graphique – Valeur actuelle nette

Selon le scénario #1, aucun retour sur investissement n'est théoriquement possible à l'intérieur de 25 ans. Pour ce qui est du scénario #2, il est rentable à l'intérieur de 25 ans en utilisant un taux d'actualisation de 10%. Un retour sur investissement est cependant réalisé à l'intérieur de 13 ans et de 11 ans en utilisant un taux respectif de 5% et de 3%.

Il est important de rappeler que cette analyse de rentabilité est applicable à une centrale CANDU 6 qui dispose d'environ 150 transmetteurs qui pourraient être suivis par un SSL en utilisant des algorithmes pour transmetteurs redondants. Plus le nombre de transmetteurs augmente, plus l'utilisation d'un SSL devient rentable. Différents coûts relatifs à l'utilisation d'un SSL sont fixes ou ne varient que très peu en fonction du nombre de transmetteurs. À titre d'exemple, citons les coûts liés à l'étude de faisabilité, à la formation du personnel, à la préparation des documents justificatifs nécessaires à l'acceptation du principe par l'organisme réglementaire et à la maintenance du logiciel d'analyse.

Une étude de rentabilité réalisée par EPRI en 2003 avait démontré que si le suivi en ligne était réalisé sur 300 transmetteurs, un retour sur investissement total était atteint à l'intérieur de 6 ans. Pour un projet de 200 transmetteurs, ce retour sur investissement était réalisé à l'intérieur de 8 à 9 ans alors que pour un projet de 100 transmetteurs, il était difficile, voire même impossible, qu'il soit rentable à l'intérieur de 10 ans [18].

La conception des centrales CANDU 6 date des années 70. Comme les nouvelles centrales sont davantage instrumentées et comportent plus de transmetteurs redondants, il est probable que l'utilisation d'un SSL serait davantage rentable pour ces centrales. Le projet serait également plus profitable s'il est appliqué à de multiples centrales appartenant à un seul propriétaire. La rentabilité pourrait aussi être augmentée en partageant certains coûts entre différents exploitants de centrales CANDU. Les coûts associés au développement du logiciel d'analyse et à la préparation des documents justificatifs nécessaires à l'acceptation du principe par l'organisme réglementaire sont des exemples de coûts qui pourraient être partagés.

7.5 Évaluation des bénéfices indirects

L'utilisation d'un SSL permet d'optimiser le programme d'étalonnage des transmetteurs et cette optimisation permet de générer des bénéfices directs. D'autres bénéfices plus difficilement quantifiables peuvent également justifier l'implantation d'un SSL et doivent donc être considérés dans cette étude de faisabilité. Cette section décrit ces bénéfices indirects.

7.5.1 Amélioration de la performance des transmetteurs

Entre deux entretiens d'étalonnage, la performance d'un transmetteur n'est pas connue avec certitude. L'utilisation d'un SSL permet de vérifier plus fréquemment l'état du transmetteur et d'ainsi avoir une meilleure confiance en sa lecture. Du point de vue sûreté, une dérive non sécuritaire d'un transmetteur pourrait être détectée beaucoup plus rapidement.

En outre, comme les opérations d'étalonnage reposent sur des techniques intrusives, elles peuvent contribuer à la dégradation de la performance des équipements. Selon

une étude réalisée par le NRC, qui se base sur les données historiques d'une centaine de centrales américaines pendant une période de 12 ans (1980-1992) [63], les erreurs humaines sont la cause la plus fréquente de la défaillance d'une boucle d'instrumentation. La Figure 73 présente les résultats de cette étude.

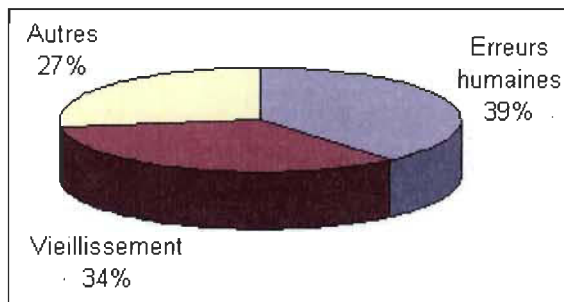


Figure 73. Causes des défaillances des boucles d'instrumentation

Ces défaillances peuvent engendrer des réparations, des remplacements d'équipements ou ultimement, un arrêt non planifié de la centrale. En utilisant un SSL et en diminuant ainsi le nombre d'étalonnages à réaliser sur un transmetteur, les risques d'erreur sont alors minimisés.

De plus, l'utilisation d'un SSL pourrait avoir un impact notable lors de l'implantation d'un nouveau modèle de transmetteurs sur plusieurs systèmes de la centrale. Comme les données de fiabilité en exploitation sont pratiquement inexistantes pour un nouveau modèle d'équipement, ce type de remplacement présente un risque considérable. Un SSL permet de diminuer ce risque car un suivi continu de la fiabilité peut alors être réalisé. La détection de problème, tel un mode commun de défaillance, et la mise en place de moyens de mitigation peuvent alors être accomplies plus rapidement.

Finalement, le fait de diminuer le nombre d'entretiens d'étalonnage augmente la disponibilité de l'équipement et ainsi, la fiabilité des systèmes.

7.5.2 Amélioration de la planification de la maintenance

En suivant le comportement d'un transmetteur, il est possible de détecter plus facilement les premiers signes de dégradation ou les défaillances potentielles. La

planification de la maintenance corrective ou préventive peut alors être ajustée en fonction des résultats obtenus par le SSL. Les entretiens sont ainsi réalisés sur les équipements qui en ont réellement besoin, ce qui contribue à l'efficacité opérationnelle.

7.5.3 Résolution plus efficace des problèmes

Les données historiques issues de la surveillance en ligne représentent des informations utiles pouvant être utilisées dans le cadre d'une résolution de problèmes. Pour des systèmes qui sont hautement instrumentés, la surveillance en ligne peut également être utilisée pour aider à déterminer la cause du problème.

Par exemple, un SSL peut confirmer qu'un transmetteur présente bel et bien une dérive et que ce n'est pas un problème au niveau du procédé. Il peut également indiquer à partir de quand cette dérive est présente, ce qui peut permettre de déterminer la cause de cette défaillance (exemples : erreur de manipulation lors de l'étalonnage physique, présence d'une surpression, etc.).

7.5.4 Diminution de l'exposition radiologique du personnel de maintenance

L'utilisation d'un SSL peut contribuer au concept de réduction de dose. Ce concept, bien connu dans l'industrie nucléaire et appelé ALARA (« As Low As Reasonably Achievable »), consiste à s'assurer que les doses aux travailleurs seront aussi faibles que possibles.

Lors d'un entretien d'étalonnage sur un transmetteur, il est évalué qu'une dose moyenne de 4 mrem est prise par les différents intervenants. L'annexe F décrit en détail cette évaluation. En diminuant le nombre d'entretiens d'étalonnages, les doses reçues s'en trouvent ainsi diminuées.

7.5.5 Affectation plus efficace des ressources

Un entretien d'étalonnage requière en moyenne une charge de 19,5 personnes x heures. Cette évaluation est décrite en détails à l'annexe F. En utilisant un SSL, les ressources qui ne sont pas utilisées pour réaliser des entretiens d'étalonnage peuvent être réaffectées à d'autres tâches plus utiles.

7.6 Analyse des résultats

Afin que l'utilisation de la surveillance en ligne soit lucrative pour une centrale nucléaire, l'étude de rentabilité réalisée a démontré qu'il est nécessaire que le comportement d'un nombre suffisant de transmetteurs soit suivi. En effet, plus ce nombre est élevé, plus le nombre d'entretiens d'étalonnage évités l'est également. En se basant sur les résultats de l'étude de rentabilité réalisée pour la centrale nucléaire de Gentilly-2 qui considère un nombre de 150 transmetteurs redondants, il s'avère que l'utilisation d'un SSL pourrait être profitable à l'intérieur de 25 ans à condition toutefois que les analyses de données soient réalisées à l'interne. La rentabilité d'un tel projet pourrait cependant être augmentée en partageant certains coûts entre différents exploitants de centrales CANDU. Pour de nouvelles centrales, il est également probable que ce type de projet soit plus bénéfique étant donné qu'elles sont davantage instrumentées. La profitabilité pourrait aussi être accrue pour un exploitant possédant plus d'une centrale CANDU.

En plus des bénéfices directs escomptés, il est requis de tenir compte des bénéfices indirects qui contribuent à la viabilité d'un tel projet. La présente étude de faisabilité a démontré que plusieurs bénéfices indirects notables sont attendus. Parce que difficilement quantifiables, ces bénéfices ne peuvent être considérés dans l'étude de rentabilité. Afin de tenir compte de ce type de bénéfices lors d'une prise de décision finale, des méthodes multicritères d'aide à la décision peuvent être utilisées.

La méthodologie utilisée dans la présente recherche pour réaliser l'étude de faisabilité peut être utilisée par toute centrale CANDU désirant vérifier la rentabilité d'un tel projet. Les coûts et les bénéfices évalués doivent cependant être adaptés aux caractéristiques propres de la centrale.

CONCLUSION

Plusieurs équipements d'instrumentation qui surveillent les conditions de fonctionnement des centrales nucléaires doivent être étalonnés périodiquement afin de s'assurer de l'exactitude de leur lecture. Toutefois, il s'avère que ce processus est coûteux en temps et en argent et qu'il engendre des expositions radiologiques pour le personnel. De plus, les opérations d'étalonnage reposent sur des techniques intrusives qui peuvent parfois dégrader la performance des équipements. Les données historiques des centrales nucléaires démontrent que la majorité de ces entretiens sont non requis puisque ces équipements conservent habituellement leur étalonnage. Devant ces faits, de nouvelles technologies très prometteuses ont été développées par l'industrie nucléaire et permettent la surveillance en ligne du comportement des équipements d'instrumentation. Cette surveillance est basée sur des techniques non intrusives et permet entre autres de détecter la dérive d'un équipement.

La revue de la littérature effectuée a démontré que bien que quelques SSL ont été implantés dans certaines centrales nucléaires de type PWR et BWR, l'utilisation de ces technologies demeure peu répandue dans l'industrie nucléaire. En outre, aucune implantation permanente n'a été réalisée dans une centrale nucléaire de type CANDU.

La présente étude avait pour objectif de valider l'implantation d'un SSL dans une centrale nucléaire de type CANDU 6 afin d'augmenter la période d'étalonnage des équipements d'instrumentation. Ce projet a été réalisé à la centrale nucléaire de Gentilly-2, qui est une centrale de type CANDU 6 située au Québec.

Les équipements visés par la recherche étaient les transmetteurs de pression, de débit et de niveau. La présente étude s'est limitée à valider l'implantation d'un SSL utilisant un algorithme mathématique pour transmetteurs redondants. Cette décision a été prise étant donnée la complexité des algorithmes pour transmetteurs non redondants et parce que la majorité des transmetteurs reliés à la sûreté présentent un certain niveau de redondance.

Un projet d'application dont l'objectif était de tester la performance d'un SSL avec des données réelles provenant de la centrale a également été réalisé. Un SSL, basé sur l'algorithme mathématique ICMP, a été développé et quatre études de cas ont été analysées. Pour chacun des cas, les résultats obtenus lors de l'étalonnage physique des transmetteurs ont été comparés aux résultats obtenus par la surveillance en ligne. Les résultats obtenus par le SSL étaient pour la plupart cohérents à ceux de l'étalonnage physique. Une limitation de la méthode a cependant été observée lorsque les signaux des transmetteurs ne sont pas corrélés et présentent un niveau élevé de bruit. Pour ce type de cas, des méthodes alternatives telles que des algorithmes pour transmetteurs non redondants doivent donc être utilisées. Ce projet d'application a permis de mettre en évidence que la majorité des défaillances observées sont causées par des erreurs humaines survenues lors de l'étalonnage physique des transmetteurs. Devant cette observation, il s'avère que le suivi en ligne pourrait très bien être utilisé pour s'assurer que l'étalonnage physique d'un transmetteur ou de tout autre composant de la boucle d'instrumentation n'a pas dégradé la performance de la boucle.

Une étude de faisabilité a également été réalisée et a d'abord permis de quantifier les bénéfices directs que permettrait une telle implantation. Il a été mis en évidence que le degré de rentabilité d'un tel projet était directement lié au nombre d'entretiens d'étalonnage que l'utilisation d'un SSL permettrait d'éviter, lequel étant directement dépendant du nombre de transmetteurs dont le comportement pourrait être suivi par le SSL. Si la performance de seulement 150 transmetteurs peut être suivie, ce qui est le cas pour la centrale nucléaire de Gentilly-2, il a été évalué que le projet pourrait être profitable à l'intérieur de 25 ans sous réserve que les analyses de données soient réalisées à l'interne. La rentabilité d'un tel projet pourrait cependant être augmentée en partageant certains coûts entre différents exploitants de centrales CANDU. Pour de nouvelles centrales, il est également probable que ce type de projet soit plus bénéfique étant donné qu'elles sont davantage instrumentées. La rentabilité pourrait aussi être accrue pour un exploitant possédant plus d'une centrale CANDU. En outre, cette étude de faisabilité a permis de démontrer que plusieurs bénéfices indirects, tels que l'amélioration de la performance des transmetteurs et une diminution de l'exposition radiologique des travailleurs, sont attendus. Ces bénéfices contribuent de manière

significative à la viabilité d'un tel projet. La méthodologie développée pour réaliser cette étude de faisabilité peut être utilisée par toute centrale CANDU en adaptant les évaluations des coûts et des bénéfices aux caractéristiques propres de la centrale.

RECOMMANDATIONS

La première recommandation consiste à valider l'utilisation d'algorithmes pour transmetteurs non redondants dans une centrale CANDU. L'utilisation de ce type d'algorithmes n'a pas été traitée dans la présente recherche étant donné leur complexité et les efforts requis pour construire et valider les modèles. Leur application pourrait toutefois augmenter le nombre de transmetteurs dont la performance pourrait être suivie par un SSL, ce qui pourrait éventuellement augmenter la rentabilité du projet. En outre, ce type d'algorithmes peut être utilisé pour reconstruire le signal d'un transmetteur lorsque survient une défaillance d'un composant de la boucle d'instrumentation. Cet aspect a d'ailleurs été étudié par le HRP [32].

La seconde recommandation consiste à étudier la possibilité de mettre en œuvre ce projet dans plusieurs centrales CANDU, ce qui permettrait de créer un centre d'expertise CANDU afin d'uniformiser et d'améliorer les pratiques d'entretien. Ceci permettrait également d'accroître la rentabilité du projet.

La troisième recommandation concerne l'utilisation des techniques de surveillance en ligne dans d'autres industries que le nucléaire. Quelques implantations ont d'ailleurs été réalisées dans les secteurs de l'aérospatial et des pâtes et papiers [9]. Toute industrie comportant un niveau élevé d'instrumentation pourrait bénéficier des technologies de surveillance en ligne.

La dernière recommandation concerne la surveillance de la condition des équipements. La présente recherche n'a considéré que la surveillance en ligne des équipements d'instrumentation. Le comportement d'autres types d'équipements peut également être suivi, ce qui permet notamment de prévenir une défaillance avant qu'elle ne survienne. La performance d'un équipement est déterminée en utilisant différentes technologies prévisionnelles telles que les analyses vibratoires, l'imagerie par infrarouge, les analyses

d'huile, les mesures électriques et les ultrasons. De plus en plus de logiciels commerciaux permettant ce type d'analyse apparaissent d'ailleurs sur le marché.

RÉFÉRENCES

1. EPRI. (2009). *EPRI Preventive Maintenance Basis Database 2.1*, EPRI, Palo Alto, CA: 2009. 1018758.
2. Hashemian, H. M. (2004). History of On-Line Calibration Monitoring Developments in Nuclear Power Plants. *Proceedings of the Technical Meeting on Increasing Instrument Calibration Interval through On-line Monitoring Technology*. Halden; Norvège : AIEA.
3. EPRI. (2009). *Implementation of On-Line Monitoring to Extend Calibration Intervals of Pressure Transmitters in Nuclear Power Plants*, EPRI, Palo Alto, CA: 2009. 1019188.
4. EPRI. (2004). *On-Line Monitoring of Instrument Channel Performance, Volume 1: Guidelines for Model Development and Implementation*, EPRI, Palo Alto, CA: 2004. 1003361.
5. EPRI. (2000). *On-Line Monitoring of Instrument Channel Performance TR-104965-R1 NRC SER*, EPRI, Palo Alto, CA: 2000. 1000604.
6. Emerson Process Management Rosemount Nuclear Instruments. (2007). *Rosemount 1152 Alphaline® Nuclear Pressure Transmitter*, Emerson Process Management, Chanhassen, MN.
7. EPRI. (2004). *On-Line Monitoring of Instrument Channel Performance, Volume 3: Applications to Nuclear Power Plant Technical Specification Instrumentation*, EPRI, Palo Alto, CA: 2004. 1007930.

8. Garvey, J., Garvey, D., Seibert, R. et Hines, J. W. (2007). Validation of On-line monitoring techniques to nuclear plant data. *Nuclear Engineering and Technology, Volume 39* (2), 149-158.
9. Hines, J.W. et Seibert, R. (2006). *Technical review of On-Line Monitoring Techniques for Performance Assessment, Volume 1 : State-of-the-Art*. (Technical Report, NUREG/CR-6895). Knoxville, États-Unis.
10. Laboratoire National d'Argonne. (2007). *Argonne National Laboratory*. Laboratoire National d'Argonne. Consulté le 16 novembre 2007, tiré de <http://www.anl.gov/index.html>
11. Hines, J.W. et Uhrig, R.E. (2005). Trends in computational intelligence in nuclear engineering. *Progress in Nuclear Energy, Volume 46* (3-4), 167-175.
12. Hines, J.W. et Davis, E. (2005). Lessons learned from the U.S. nuclear power Plant on-line monitoring programs. *Progress in Nuclear Energy, Volume 46* (3-4), 176-189.
13. EPRI. (2007). *Electric Power Research Institute*. EPRI. Consulté le 20 novembre 2007, tiré de <http://www.epri.com>
14. EPRI. (1993). *Instrument Calibration and Monitoring Program: Volume 1: Basis for the Method*, EPRI, Palo Alto, CA: 1993. TR-103436-V1.
15. EPRI. (1993). *Instrument Calibration and Monitoring Program_Volume 2: Failure Modes and Effects Analysis*, EPRI, Palo Alto, CA: 1993. TR-103436-V2.
16. James, R. W. (1996). Calibration through On-Line Monitoring of Instrument Channels. *IEEE Conference Record (Nuclear Science Symposium 2-9 Nov. 1996), Volume 2*, 996-999.

17. EPRI. (1998). *On-Line Monitoring of Instrument Channel Performance*, EPRI, Palo Alto, CA: 1998. TR-104965.
18. EPRI. (2003). *On-Line Monitoring Cost Benefit Guide*, EPRI, Palo Alto, CA: 2003. 1006777.
19. EPRI. (2004). *On-Line Monitoring of Instrument Channel Performance, Volume 2: Algorithm Descriptions, Model Examples and Results*, EPRI, Palo Alto, CA: 2004. 1003579.
20. EPRI. (2010). *Instrumentation & Control Program: Complete Product List*, EPRI, Palo Alto, CA: 2009. 1020944.
21. Université du Tennessee. (2007). *UT Nuclear Engineering Department*. Université du Tennessee. Consulté le 19 novembre 2007, tiré de <http://www.engr.utk.edu/nuclear/>
22. Ding, J., Gribok, A. V., Hines, J. W. et Rasmussen, B. (2004). Redundant Sensor Calibration Monitoring Using Independent Component Analysis and Principal Component Analysis. *Real-Time Systems*, 27, 27-47.
23. Garvey, J., Garvey, D., Seibert, R. et Hines, J.W. (2007). Nuclear power plant on-line sensor calibration monitoring implementation issues. *International Journal of Nuclear Knowledge Management, Volume 2 (3)*, 204-223.
24. Hines, J.W., Garvey, D., Seibert, R. et Usynin A. (2008). *Technical review of On-Line Monitoring Techniques for Performance Assessment, Volume 2 : Theoretical Issues*. (Technical Report, NUREG/CR-6895). Knoxville, États-Unis.

25. Hines, J.W., Garvey, J., Garvey, D.R. et Seibert, R. (2008). *Technical review of On-Line Monitoring Techniques for Performance Assessment, Volume 3 : Limiting Case Studies*. (Technical Report, NUREG/CR-6895). Knoxville, États-Unis.
26. Hines, J.W. (2009). *On-Line Monitoring for Calibration Extension: an Overview and Introduction* (Technical Report, NUREG/CR-6895). Knoxville, États-Unis.
27. Électricité de France. (2007). *La production d'électricité EDF - nucléaire*. Électricité de France. Consulté le 13 novembre 2007, tiré de <http://www.edf.fr/120205i/Accueil-fr/EDF-Nos-Energies/-nucléaire.html>
28. Dorr, R., Kratz, F., Ragot, J., Loisy, F. et Germain, J.-L. (1997). Detection, Isolation, and Identification of Sensor Faults in Nuclear Power Plants. *IEEE Transactions on Control Systems Technology, Volume 5* (1), 42-60.
29. Institut de la Technologie de l'Énergie. (2007). *Institute for Energy Technology*. Institute for Energy Technology. Consulté le 16 novembre 2007, tiré de http://www.ife.no/index_html-en?set_language=en&cl=en
30. Fantoni, P. F. (2005). Experiences and applications of PEANO for online monitoring in power plants. *Progress in Nuclear Energy, Volume 46* (3-4), 206-225.
31. Fantoni, P. F., Hoffmann, M. I., Shankar, R. et Davis, E. L. (2003). On-line monitoring of instrument channel performance in nuclear power plant using PEANO. *Progress in Nuclear Energy, Volume 43* (1-4), 83-89.
32. Gola, G. et Roverso, D. (2011). Large-Scale On-Line Sensor Fault Detection and Signal Reconstruction in Nuclear Power Plants. *Proceedings of the 24th International Congress on Condition Monitoring and Dignostics Engineering Management*. (pp. 207-214), Stavanger; Norvège: Condition Monitoring and Dignostics Engineering Management.

33. Analysis and Measurement Services Corporation. (2007). *Analysis and Measurement Services Corporation*. AMS Corp. Consulté le 14 novembre 2007, tiré de <http://www.ams-corp.com/home.htm>

34. Hashemian, H. M. et al. (1993). *Validation of Smart Sensor Technologies for Instrument Calibration Reduction in Nuclear Power Plants*. (Technical Report, NUREG/CR-5903). Knoxville, États-Unis.

35. Hashemian, H. M. (1995). *On-Line Testing of Calibration of Process Instrumentation Channels in Nuclear Power Plants*. (Technical Report, NUREG/CR-6343). Knoxville, États-Unis.

36. Hashemian, H. M. et Mitchell, D. W. (1994). On-Line Testing of Calibration of Process Instrumentation Channels in Nuclear Power Plants. *Proceedings of the 4th international topical meeting on nuclear thermal-hydraulics, operations and safety*. (pp. 33-B-1 – 33-B-6), Taipei, Taïwan: Nuclear Thermal-Hydraulics, Operations and Safety.

37. Hashemian, H.M. (2009), The State of the Art in Nuclear Power Plant Instrumentation and Control. *International Journal of Nuclear Energy Science and Technology, Volume 4 (4)*, 330-354.

38. Lillis, D. et Orme, S. (2004). Condition Based Calibration/Maintenance of Safety Category Sensors at Sizewell 'B' Nuclear Power Plant. *Proceedings of the Technical Meeting on Increasing Instrument Calibration Interval through On-line Monitoring Technology*. Halden; Norvège : AIEA.

39. EPRI. (2007). *British Energy Reduces Instrument Calibration Frequency Through On-Line Monitoring*, EPRI, Palo Alto, CA: 2007. 1015458.

40. EPRI. (2006). *Plant Application of On-Line Monitoring for Calibration Interval Extension of Safety-Related Instruments: Volume 1*, EPRI, Palo Alto, CA, and British Energy Group PLC, Suffolk, UK: 2006. 1013486.
41. EPRI. (2006). *Plant Application of On-Line Monitoring for Calibration Interval Extension of Safety-Related Instruments: Volume 2*. EPRI, Palo Alto, CA, and British Energy Group PLC, Suffolk, UK: 2006. 1013486.
42. EPRI. (2007). *Plant Application of On-Line Monitoring for Calibration Interval Extension of Safety-Related Instruments: Volume 3: 2007 Update Report*. EPRI, Palo Alto, CA, and British Energy Group PLC, Suffolk, UK: 2007. 1015173.
43. EPRI. (2008). *Plant Application of On-Line Monitoring for Calibration Interval Extension of Safety-Related Instruments: Update Report 2008*. EPRI, Palo Alto, CA, and British Energy Group PLC, Suffolk, UK: 2007. 1016723.
44. Gray, J., Putnam, K., Hurst, T. et Green, T. (2007). *Boiling Water Reactor Owners' Group*. Nuclear Plant Journal. Consulté le 14 novembre 2007, tiré de <http://www.npjonline.com/NPJMain.nsf/504ca249c786e20f85256284006da7ab/73cd499b5524c7dd86256b9d006581ff?OpenDocument>
45. B&W Owners' Group. (1998). *Evaluation of Instrumentation Calibration Reduction Methodologies*. (ICR Working Group Report 47-5001013-00). États-Unis.
46. CANDU Owners Group. (2007). *CANDU Owners Group*. CANDU Owners Group. Consulté le 15 novembre 2007, tiré de <https://www.cogonline.org>
47. Hinds, H.W. (1997). *Evaluation Of On-Line Monitoring To Assess Transmitter Accuracy*. (COG-97-058 Rév. 0). Ontario, Canada.
48. CEI. (2007). Commission Électrotechnique Internationale. IEC. Consulté le 14 novembre 2007, tiré de <http://www.iec.ch/>

49. CEI. (2007). *Centrales nucléaires de puissance - Instrumentation et contrôle-commande importants pour la sûreté - Méthodes d'évaluation des performances des chaînes d'instrumentation des systèmes de sûreté*. Commission Électrotechnique Internationale, IEC 62385 Première édition.

50. AIEA. (2010). *The « Atoms for Peace » Agency*. International Atomic Energy Agency. Consulté le 27 avril 2010, tiré de <http://www.iaea.org/About/index.html>

51. AIEA. (2004). *Management of life cycle and ageing at nuclear power plants: Improved I&C maintenance* (IAEA-TECDOC-1402). Vienne, Autriche.

52. AIEA. (2008). *On-line Monitoring for Improving Performance of Nuclear Power Plants, Part 1: Instrument Channel Monitoring* (No. NP-T-1.1). Vienne, Autriche.

53. Hydro-Québec. (1997). *Étude statistique de la dérive des transmetteurs de pression de marque "Rosemount" à Gentilly-2*, Document interne d'Hydro-Québec.

54. The TUD Office. (2000). *T-Book Reliability Data of Component in Nordic Nuclear Power Plant* (5th edition). Stockholm : The TUD Office.

55. Exida. (2007). *Safety equipment reliability handbook Volume 1 : Sensors* (third edition). Pennsylvanie: Exida.

56. Eide, S.A., Wierman, T.E., Gentillon, C.D., Rasmuson, D.M. et Atwood, C.L. (2007). *Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants*. (Technical Report, NUREG/CR-6928). Idaho Falls, États-Unis.

57. Procaccia, H, Arsenis, S. P., et Aufort, P. (1998). *European Industry Reliability Data Bank EIReDA 1998* (third edition). Crete: Crete University Press.

58. Hydro-Québec. (2007). *Processus d'obtention des caractéristiques de fiabilité des principaux équipements des SIS*. Document interne d'Hydro-Québec.
59. Hydro-Québec. (2011). *Banque de données de fiabilité*. Document interne d'Hydro-Québec.
60. Hydro-Québec. (2010). *Systèmes importants pour la sûreté – Mise à jour de la liste*. Document interne d'Hydro-Québec.
61. Morissette, D. (2003), *Gestion financière*. Trois-Rivières: Les Éditions SMG.
62. Association canadienne de normalisation. (2011). *Exigences relatives à l'enveloppe d'exploitation sûre des centrales nucléaires*. Association canadienne de normalisation, CSA N290.15-10.
63. Hashemian, H. M. et al. (1993). *Long- Term Performance and Aging Characteristics of Nuclear Plant Pressure Transmitters*. (Technical Report, NUREG/CR-5851). Knoxville, États-Unis.
64. Rasmussen, B et Hines, J.W. (2002, mai). *Monte Carlo Analysis and Evaluation of the Instrumentation and Calibration Monitoring Program Algorithm*. Communication présentée au « Maintenance and Reliability Conference (MARCON 2002) », Knoxville, États-Unis.
65. ANSI/ISA. (2006). *Setpoints for nuclear safety related instrumentation*. American National Standard Institute/Instrument Society of America, ANSI/ISA-S67.04.01-2006.
66. Hydro-Québec. (2009). *Incertitudes et délais d'instrumentation des paramètres des SSS – Document de méthodologie*. Document interne d'Hydro-Québec.

67. Hydro-Québec. (2007). *Incertitudes et délais d'instrumentation des paramètres du SAU1*. Document interne d'Hydro-Québec.
68. Hydro-Québec. (2007). *Incertitudes et délais d'instrumentation des paramètres du SAU2*. Document interne d'Hydro-Québec.
69. EPRI. (2008). *Requirements for On-line Monitoring in Nuclear Power Plants*. EPRI, Palo Alto, CA: 2008. 1016725.
70. Futura-Sciences. (2010). *Futura-Sciences*. Futura-Sciences. Consulté le 27 avril 2010, tiré de <http://www.futura-sciences.com/>
71. Office québécois de la langue française. (2010). *Le grand dictionnaire terminologique*. Gouvernement du Québec. Consulté le 6 mai 2010, tiré de <http://www.oqlf.gouv.qc.ca/ressources/gdt.html>
72. Hydro-Québec. (2007). *Instrumentation et régulation - Personnel technique (Rév. 1.1)*. Document interne d'Hydro-Québec.
73. Dereumaux, P. (2002). *Mesure et capteurs de pression*. Académie d'Aix-Marseille. Consulté le 4 juin 2010, tiré de <http://www.stielec.ac-aix-marseille.fr/cours/dereumaux/mesurepression.htm>
74. Baillargeon, G. (1990). *Méthodes statistiques de l'ingénieur* (Volume 1, 2e éd.). Trois-Rivières: Les Éditions SMG.
75. ANSI. (2008). *Sampling procedures and tables for inspection by attributes*. American National Standard Institute, ANSI/ASQ Z1.4-2008.
76. ISO. (1999). *Sampling procedures for inspection by attributes - Part 1: Sampling schemes indexed by acceptance quality limit (AQL) for lot-by-lot inspection, 2nd edition*. ISO, ISO 2859-1:1999.

77. EPRI. (1996). *Instrumentation and Control Upgrade Evaluation Methodology Volume 1: Manual*, EPRI, Palo Alto, CA: 1996. TR-104963-V1.
78. NATC-ISOE. (2005). *Dollars per Person REM Saved* (updated June 2005). Illinois: NATC-ISOE.

ANNEXE A : GLOSSAIRE

Boucle d'instrumentation

La boucle d'instrumentation comprend le transmetteur de pression et les différents équipements utilisés pour conditionner le signal.

Dérive

Variation de la sortie d'un transmetteur ou d'une boucle d'instrumentation qui peut survenir entre deux opérations d'étalonnage et qui n'est pas due à l'évolution d'une variable du procédé ou des conditions d'environnement [49].

Étalonnage

Ensemble des opérations établissant, dans des conditions spécifiées, la relation entre les valeurs de la grandeur indiquées par un appareil de mesure ou un système de mesure [...] et les valeurs correspondantes de la grandeur réalisées par des étalons [49].

Exactitude

Un nombre ou une quantité qui définit une limite que l'erreur ne doit pas excéder lorsque l'équipement est utilisé sous des conditions d'opération données. L'erreur représente la différence entre la valeur mesurée et la valeur idéale [5].

Fréquence d'échantillonnage

Nombre d'échantillons d'un signal qui sont prélevés par unité de temps [70].

Hystérésis

Différence entre la réponse d'un transmetteur soumis à une pression d'entrée croissante et celle du même transmetteur soumis à la même pression d'entrée, mais de façon décroissante [5]. La Figure A.1 présente cet aspect.

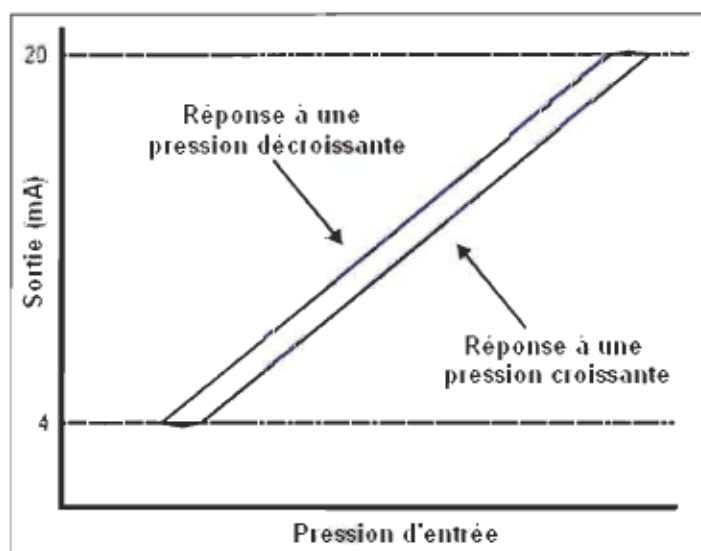


Figure A.1 Hystérésis

Linéarité

Écart maximal entre la courbe caractéristique linéaire idéale et la courbe caractéristique réelle d'un appareil donné [71]. La Figure A.2 présente cet aspect [5].

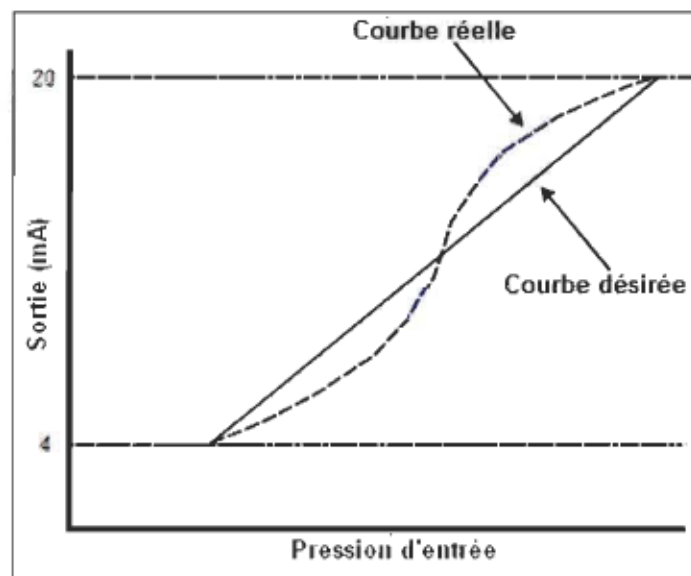


Figure A.2 Linéarité

Plage d'étalonnage

Région pour laquelle un équipement est étalonné et vérifié d'être opérable [5].

Répétabilité

Degré de fidélité du signal de sortie d'un équipement lorsque soumis aux mêmes valeurs d'entrée sous les mêmes conditions d'opération [5].

Signal

La sortie électrique d'une boucle d'instrumentation [4].

Surveillance en ligne

Mesure périodique ou continue avec enregistrement des sorties de l'instrumentation installée [49].

Transmetteur de pression

Transmetteur de pression, de niveau, de débit dont le principe repose sur la mesure d'une pression ou d'une différence de pression [49].

ANNEXE B : PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN TRANSMETTEUR DE PRESSION

Un transmetteur de pression est formé d'un capteur qui convertit la pression en un déplacement. Par exemple, le principe de base d'un transmetteur de pression de type capacitif est la mesure d'un changement de la capacité causé par le déplacement du diaphragme soumis à une pression. La Figure B.1 présente un schéma simplifié de ce type de transmetteur [72].

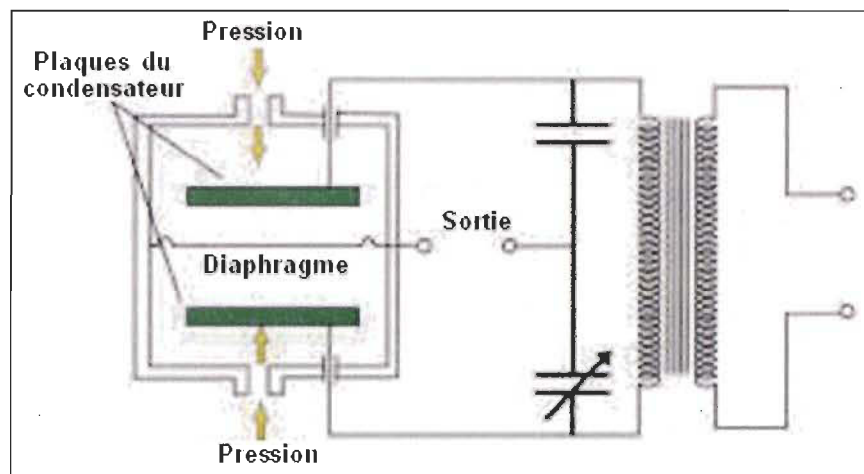


Figure B.1 Transmetteur de pression de type capacitif

Ce changement de capacité est ensuite converti en un courant électrique de 4 à 20 milliampères. La Figure B.2 illustre de manière plus détaillée ce type de transmetteur [73].

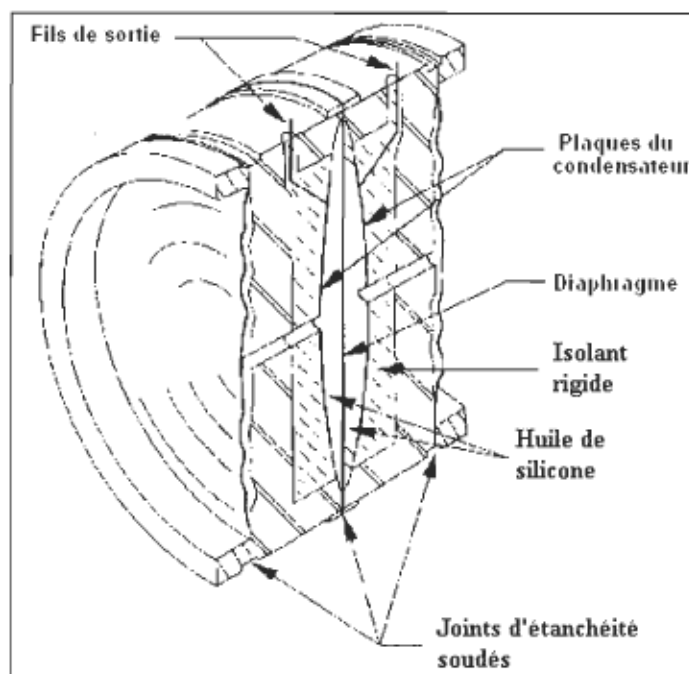


Figure B.2 Schéma détaillé d'un transmetteur de pression de type capacitif

Grâce à une résistance, ce courant électrique est converti en une tension électrique. Par exemple, si la valeur de la résistance est de 225Ω , le signal électrique ainsi produit peut varier de 0,9 à 4,5 volts. La Figure B.3 illustre le schéma électrique simplifié d'une boucle d'instrumentation.

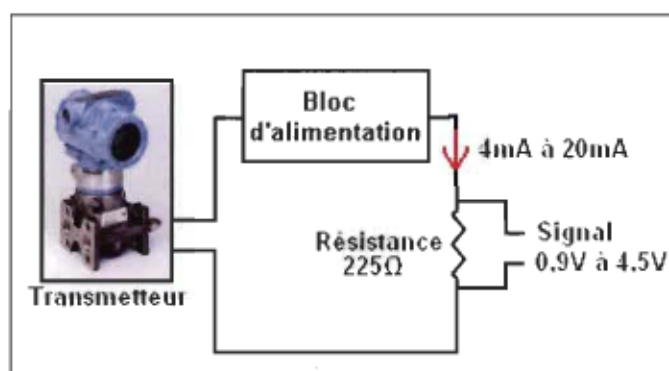


Figure B.3 Schéma électrique d'une boucle d'instrumentation

ANNEXE C : RÉSULTATS DÉTAILLÉS – ÉTABLISSEMENT DU PORTRAIT ACTUEL

Cette annexe présente les résultats détaillés obtenus suite à la réalisation du processus permettant d'établir le portrait actuel. Le Tableau C.1 dresse la liste des transmetteurs qui pourraient éventuellement être suivis par un SSL ainsi que les résultats obtenus à chacune des étapes du processus. Le Tableau C.2 présente quant à lui la liste des transmetteurs qui sont exclus du projet et de l'étude de faisabilité. La raison de cette exclusion est également expliquée.

Tableau C.1
Transmetteurs qui pourraient être suivis par un SSL

Número d'équipement	Genre	USI	Description USI	Manufacturier	Número de modèle	E/A ORDX	E/A ORDY	E/A SSO1	E/A SSO2	Niveau de redondance	V _{min} étalonnage (V)	V _{max} étalonnage (V)	V _{min} extraction (V)	V _{max} extraction (V)	% plage couvert
63210LT13A	Niveau	32110	Circuit principal du modérateur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-1306	E/A-1306			3	0,9	4,5	1,78	3,95	60,2%
63210LT13B	Niveau	32110	Circuit principal du modérateur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-2427	E/A-2427			3	0,9	4,5	1,80	3,96	59,9%
63210LT13C	Niveau	32110	Circuit principal du modérateur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-3075	E/A-3075			3	0,9	4,5	1,80	3,95	59,9%
63332LT13A	Niveau	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	1152DP5N22T1827	E/A-1235	E/A-1235			3	0,9	4,5	1,58	3,12	42,9%
63332LT13B	Niveau	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE	E/A-2416	E/A-2416			3	0,9	4,5	1,58	3,12	43,0%
63332LT13C	Niveau	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE	E/A-3111	E/A-3111			3	0,9	4,5	0,83	3,11	61,3%
63332PT29A	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-1120	E/A-1120			4	0,9	4,5	0,84	3,17	63,0%
63332PT29B	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-1140	E/A-1140			4	0,9	4,5	0,83	3,17	63,2%
63332PT29C	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-1160	E/A-1160			4	0,9	4,5	0,83	3,16	62,8%
63332PT31A	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827	E/A-1231	E/A-1231			7	0,9	4,5	1,28	3,25	54,9%
63332PT31B	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2412	E/A-2412			7	0,9	4,5	1,25	3,25	55,4%
63332PT31C	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827	E/A-3104	E/A-3104			7	0,9	4,5	1,27	3,25	55,1%
63332PT32A	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-1232	E/A-1232			4	0,9	4,5	1,25	3,26	55,9%
63332PT32B	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827	E/A-2413	E/A-2413			4	0,9	4,5	1,25	3,26	56,0%
63332PT32C	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-3105	E/A-3105			4	0,9	4,5	1,25	3,26	56,0%
63332PT33A	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-1233	E/A-1233			7	0,9	4,5	1,20	3,25	57,0%
63332PT33B	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2414	E/A-2414			7	0,9	4,5	1,21	3,26	56,9%
63332PT33C	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-3106	E/A-3106			7	0,9	4,5	1,21	3,26	56,9%
63332PT34A	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-1234	E/A-1234			4	0,9	4,5	1,25	3,27	56,1%
63332PT34B	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2415	E/A-2415			4	0,9	4,5	1,24	3,25	55,7%
63332PT34C	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-3110	E/A-3110			4	0,9	4,5	1,25	3,26	56,0%
63332PT35	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2674	E/A-2674			7	0,9	4,5	0,90	4,17	90,7%
63332PT36	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2675	E/A-2675			4	0,9	4,5	0,90	4,17	90,6%
63332PT37	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2676	E/A-2676			7	0,9	4,5	0,90	4,15	90,3%

Número d'équipement	Genre	USI	Description USI	Manufacturier	Número de modèle	E/A ORDX	E/A ORDY	E/A SSO1	E/A SSO2	Niveau de redondance	V _{min} étalonnage (V)	V _{max} étalonnage (V)	V _{min} extraction (V)	V _{max} extraction (V)	% plage couvert
63332PT38	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827	E/A-2677	E/A-2677			4	0,9	4,5	0,91	4,18	90,8%
63332PT49A	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2662	E/A-2662			7	0,9	4,5	1,27	3,26	55,1%
63332PT49B	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2663	E/A-2663			7	0,9	4,5	1,28	3,26	55,0%
63332PT49C	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2664	E/A-2664			7	0,9	4,5	1,26	4,10	78,9%
63332PT50A	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2665	E/A-2665			7	0,9	4,5	1,20	3,26	57,2%
63332PT50B	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2666	E/A-2666			7	0,9	4,5	1,21	4,06	79,4%
63332PT50C	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-2667	E/A-2667			7	0,9	4,5	1,19	3,24	56,9%
63332PT9	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE	E/A-1121	E/A-1121			4	0,9	4,5	0,87	4,09	88,6%
63333LT14A	Niveau	33330	Circuit de stock., trans. et de récup. caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE	E/A-2654	E/A-2654			3	0,9	4,5	0,92	3,80	79,8%
63333LT14B	Niveau	33330	Circuit de stock., trans. et de récup. caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE	E/A-2653	E/A-2653			3	0,9	4,5	0,92	3,80	79,9%
63333LT14C	Niveau	33330	Circuit de stock., trans. et de récup. caloporteur	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE	E/A-2624	E/A-2624			3	0,9	4,5	1,56	3,81	62,7%
63480PT62A	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Rosemount Nuclear	C1152DP6E22PBCE	E/A-1370	E/A-1370			3	0,9	4,5	0,90	2,45	43,1%
63480PT62B	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Rosemount Nuclear	C1152DP6E22PBCE	E/A-2401	E/A-2401			3	0,9	4,5	0,90	4,51	100,0%
63480PT62C	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Rosemount Nuclear	C1152DP6E22PBCE	E/A-1371	E/A-1371			3	0,9	4,5	0,90	2,45	42,9%
63480PT69A	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Rosemount Nuclear	C1152GP7E22PBCE	E/A-1201	E/A-1201			3	0,9	4,5	0,92	3,94	83,9%
63480PT69B	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Rosemount Nuclear	C1152GP7E22PBCE	E/A-2402	E/A-2402			3	0,9	4,5	0,92	3,94	83,9%
63480PT69C	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Rosemount Nuclear	C1152GP7E22PBCE	E/A-3017	E/A-3017			3	0,9	4,5	0,92	3,94	84,0%
63614PT1A	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827	E/A-1547	E/A-1547			3	0,9	4,5	0,90	3,62	75,5%
63614PT1B	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827	E/A-1366	E/A-1366			3	0,9	4,5	0,90	3,62	75,6%
63614PT1C	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE	E/A-1276	E/A-1276			3	0,9	4,5	0,90	3,62	75,4%
63614PT2A	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827	E/A-1436	E/A-1436			3	0,9	4,5	0,88	3,62	75,5%
63614PT2B	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE	E/A-2435	E/A-2435			3	0,9	4,5	0,90	3,62	75,4%
63614PT2C	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827	E/A-1644	E/A-1644			3	0,9	4,5	0,88	3,62	75,5%
63614PT3A	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827	E/A-1367	E/A-1367			3	0,9	4,5	0,90	3,62	75,6%
63614PT3B	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE	E/A-1277	E/A-1277			3	0,9	4,5	0,90	3,61	75,3%
63614PT3C	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827	E/A-1637	E/A-1637			3	0,9	4,5	0,90	3,62	75,4%
63614PT4A	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE	E/A-2436	E/A-2436			3	0,9	4,5	0,90	3,62	75,5%

Número d'équipement	Genre	USI	Description USI	Manufacturier	Número de modèle	E/A ORDX	E/A ORDY	E/A SSO1	E/A SSO2	Niveau de redondance	V _{min} étalonnage (V)	V _{max} étalonnage (V)	V _{min} extraction (V)	V _{max} extraction (V)	% plage couvert
63614PT4B	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827	E/A-1646	E/A-1646			3	0,9	4,5	0,90	3,61	75,4%
63614PT4C	Pression	36140	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827	E/A-1437	E/A-1437			3	0,9	4,5	0,90	3,62	75,6%
63620LT13A	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-1314	E/A-1314			3	0,9	4,5	0,80	3,39	69,1%
63620LT13B	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-2441	E/A-2441			3	0,9	4,5	0,80	3,46	71,2%
63620LT13C	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-3144	E/A-3144			3	0,9	4,5	0,81	3,45	70,9%
63620LT14A	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-1315	E/A-1315			3	0,9	4,5	0,80	3,32	67,3%
63620LT14B	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-2442	E/A-2442			3	0,9	4,5	0,80	3,33	67,4%
63620LT14C	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-3145	E/A-3145			3	0,9	4,5	0,80	3,43	70,2%
63620LT15A	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-1316	E/A-1316			3	0,9	4,5	0,80	3,42	69,9%
63620LT15B	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-2443	E/A-2443			3	0,9	4,5	0,80	3,46	71,0%
63620LT15C	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-3146	E/A-3146			3	0,9	4,5	0,81	3,37	68,6%
63620LT16A	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-1317	E/A-1317			3	0,9	4,5	0,81	3,53	73,1%
63620LT16B	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-2444	E/A-2444			3	0,9	4,5	0,84	3,52	72,6%
63620LT16C	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-3147	E/A-3147			3	0,9	4,5	0,81	3,48	71,7%
63620LT1A	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-1310	E/A-1310			3	0,9	4,5	0,82	3,26	65,5%
63620LT1B	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	1152DP4N22	E/A-2431	E/A-2431			3	0,9	4,5	0,81	3,28	66,1%
63620LT1C	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-3140	E/A-3140			3	0,9	4,5	0,82	3,29	66,4%
63620LT2A	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-1311	E/A-1311			3	0,9	4,5	0,81	3,31	67,0%
63620LT2B	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-2432	E/A-2432			3	0,9	4,5	0,80	3,29	66,5%
63620LT2C	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-3141	E/A-3141			3	0,9	4,5	0,80	3,25	65,3%
63620LT3A	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-1312	E/A-1312			3	0,9	4,5	0,81	3,32	67,3%
63620LT3B	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-2433	E/A-2433			3	0,9	4,5	0,80	3,27	66,0%
63620LT3C	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-3142	E/A-3142			3	0,9	4,5	0,80	3,28	66,2%

Número d'équipement	Genre	USI	Description USI	Manufacturier	Número de modèle	E/A ORDX	E/A ORDY	E/A SSO1	E/A SSO2	Niveau de redondance	V _{min} éalonnage (V)	V _{max} éalonnage (V)	V _{min} extraction (V)	V _{max} extraction (V)	% plage couvert
63620LT4A	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-1313	E/A-1313			3	0,9	4,5	0,80	3,27	65,7%
63620LT4B	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-2434	E/A-2434			3	0,9	4,5	0,81	3,27	65,8%
63620LT4C	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Rosemount Nuclear	C1152DP4E22PBCE	E/A-3143	E/A-3143			3	0,9	4,5	0,80	3,30	66,7%
64111PT157A	Pression	41110	Turbine	Rosemount Nuclear	1151GP8E22C6	E/A-1340	E/A-1340			3	0,9	4,5	0,81	3,83	81,4%
64111PT157C	Pression	41110	Turbine	Rosemount Nuclear	1151GP8E22C6	E/A-2520	E/A-2520			3	0,9	4,5	0,82	3,84	81,6%
64111PT48B	Pression	41110	Turbine	Rosemount Nuclear	1151GP8E22C6	E/A-3130	E/A-3130			3	0,9	4,5	0,80	3,84	81,6%
68233PT1D	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827			E/A-1209		6	0,9	4,5	0,65	3,73	78,5%
68233PT1E	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827			E/A-1411		6	0,9	4,5	0,62	3,92	84,0%
68233PT1F	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE			E/A-1613		6	0,9	4,5	0,54	3,57	74,2%
68233PT2D	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE			E/A-1210		3	0,9	4,5	0,53	3,80	80,7%
68233PT2E	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE			E/A-1412		3	0,9	4,5	0,54	3,64	76,0%
68233PT2F	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE			E/A-1614		3	0,9	4,5	0,54	3,57	74,2%
68233PT3D	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE			E/A-1211		6	0,9	4,5	0,54	3,87	82,4%
68233PT3E	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827			E/A-1413		6	0,9	4,5	0,68	3,92	83,9%
68233PT3F	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE			E/A-1615		6	0,9	4,5	0,53	3,58	74,4%
68233PT4D	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE			E/A-1212		3	0,9	4,5	0,55	3,58	74,4%
68233PT4E	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827			E/A-1414		3	0,9	4,5	0,65	3,76	79,4%
68233PT4F	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827			E/A-1616		3	0,9	4,5	0,56	3,58	74,4%
68237LT1D	Niveau	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE			E/A-1207		6	0,9	4,5	1,01	3,13	59,0%
68237LT1E	Niveau	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE			E/A-1409		6	0,9	4,5	1,00	3,12	59,0%
68237LT1F	Niveau	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE			E/A-1611		6	0,9	4,5	1,00	3,14	59,5%
68238LT1D	Niveau	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE			E/A-1204		3	0,9	4,5	1,52	4,39	79,7%
68238LT1E	Niveau	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE			E/A-1406		3	0,9	4,5	1,51	4,39	80,1%
68238LT1F	Niveau	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE			E/A-1608		3	0,9	4,5	1,54	4,38	79,0%

Número d'équipement	Genre	USI	Description USI	Manufacturier	Número de modèle	E/A ORDX	E/A ORDY	E/A SSO1	E/A SSO2	Niveau de redondance	V _{min} étalonnage (V)	V _{max} étalonnage (V)	V _{min} extraction (V)	V _{max} extraction (V)	% plage couvert
68238LT2D	Niveau	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE			E/A-1205		3	0,9	4,5	1,01	4,34	92,5%
68238LT2E	Niveau	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE			E-A-1407		3	0,9	4,5	1,09	4,35	90,8%
68238LT2F	Niveau	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE			E/A-1609		3	0,9	4,5	1,07	4,37	91,6%
68241PT1D	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827			E/A-1218		6	0,9	4,5	0,66	3,96	84,9%
68241PT1E	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827			E/A-1420		6	0,9	4,5	0,66	4,00	86,2%
68241PT1F	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1.	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE			E/A-1622		6	0,9	4,5	0,53	3,95	84,7%
68241PT2D	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827			E/A-1219		6	0,9	4,5	0,60	3,95	84,7%
68241PT2E	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827			E/A-1421		6	0,9	4,5	0,63	4,01	86,4%
68241PT2F	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE			E/A-1623		6	0,9	4,5	0,56	3,96	84,9%
68241PT3D	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE			E/A-1220		6	0,9	4,5	0,54	4,01	86,3%
68241PT3E	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE			E/A-1422		6	0,9	4,5	0,53	4,06	87,8%
68241PT3F	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE			E/A-1700		6	0,9	4,5	0,54	4,00	86,2%
68241PT4D	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE			E/A-1221		6	0,9	4,5	0,55	3,98	85,5%
68241PT4E	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827			E/A-1423		6	0,9	4,5	0,66	4,02	86,7%
68241PT4F	Pression	68240	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE			E/A-1701		6	0,9	4,5	0,55	3,98	85,6%
68333PT1G	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE				E/A-1213	6	0,9	4,5	0,56	3,15	62,6%
68333PT1H	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827				E/A-1415	6	0,9	4,5	0,54	3,14	62,2%
68333PT1J	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	1152GP9N22T1827				E/A-1617	6	0,9	4,5	0,66	3,39	69,1%
68333PT2G	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rqsemount Nuclear	1152GP9N22T1827				E/A-1214	6	0,9	4,5	0,70	3,13	61,9%
68333PT2H	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE				E/A-1416	6	0,9	4,5	0,54	3,14	62,2%
68333PT2J	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152GP9E22PBCE				E/A-1618	6	0,9	4,5	0,55	3,39	69,2%
68334PT1G	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	1152DP7N22				E/A-1209	3	0,9	4,5	0,90	3,54	73,3%

Número d'équipement	Genre	USI	Description USI	Manufacturier	Número de modèle	E/A ORDX	E/A ORDY	E/A SSO1	E/A SSO2	Niveau de redondance	V _{min} déballage (V)	V _{max} déballage (V)	V _{min} extraction (V)	V _{max} extraction (V)	% plage couvert
68334PT1H	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP7E22PBCE				E/A-1411	3	0,9	4,5	0,88	3,58	74,4%
68334PT1J	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP7E22PBCE				E/A-1613	3	0,9	4,5	0,89	3,55	73,5%
68334PT2G	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP7E22PBCE				E/A-1210	3	0,9	4,5	0,89	3,58	74,4%
68334PT2H	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP7E22PBCE				E/A-1412	3	0,9	4,5	0,88	3,50	72,4%
68334PT2J	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	1152DP7N22				E/A-1614	3	0,9	4,5	0,90	3,47	71,3%
68334PT3G	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	1152DP7N22				E/A-1211	3	0,9	4,5	0,89	3,54	73,3%
68334PT3H	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP7E22PBCE				E/A-1413	3	0,9	4,5	0,89	3,47	71,3%
68334PT3J	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP7E22PBCE				E/A-1615	3	0,9	4,5	0,89	3,50	72,1%
68334PT4G	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	1152DP7N22				E/A-1212	3	0,9	4,5	0,89	3,50	72,2%
68334PT4H	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	1152DP7N22				E/A-1414	3	0,9	4,5	0,88	3,56	73,8%
68334PT4J	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP7E22PBCE				E/A-1616	3	0,9	4,5	0,89	3,56	73,8%
68337LT1G	Niveau	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE				E/A-1207	6	0,9	4,5	1,01	3,57	71,2%
68337LT1H	Niveau	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE				E/A-1409	6	0,9	4,5	0,99	3,11	58,8%
68337LT1J	Niveau	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	1152DP5N22T1827				E/A-1611	6	0,9	4,5	1,02	3,12	58,6%
68338LT1G	Niveau	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE				E/A-1204	3	0,9	4,5	0,92	4,49	99,1%
68338LT1H	Niveau	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE				E/A-1406	3	0,9	4,5	0,94	4,48	98,4%
68338LT1J	Niveau	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE				E/A-1608	3	0,9	4,5	0,93	4,50	99,2%
68338LT2G	Niveau	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE				E/A-1205	3	0,9	4,5	1,76	4,46	75,1%
68338LT2H	Niveau	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE				E/A-1407	3	0,9	4,5	0,89	4,50	99,9%
68338LT2J	Niveau	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Rosemount Nuclear	C1152DP5E22PBCE				E/A-1609	3	0,9	4,5	0,87	4,47	99,1%
68341PT1G	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827				E/A-1216	6	0,9	4,5	0,62	3,89	83,2%
68341PT1H	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827				E/A-1418	6	0,9	4,5	0,62	3,91	83,7%

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Manufacturier	Numéro de modèle	E/A ORDX	E/A ORDY	E/A SSO1	E/A SSO2	Niveau de redondance	V _{min} éalonnage (V)	V _{max} éalonnage (V)	V _{min} extraction (V)	V _{max} extraction (V)	% plage couvert
68341PT1J	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE				E/A-1620	6	0,9	4,5	0,55	3,91	83,5%
68341PT2G	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE				E/A-1217	6	0,9	4,5	0,53	3,91	83,6%
68341PT2H	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE				E/A-1419	6	0,9	4,5	0,55	3,93	84,0%
68341PT2J	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	1152GP8N22T1827				E/A-1621	6	0,9	4,5	0,63	3,91	83,6%
68341PT3G	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE				E/A-1218	6	0,9	4,5	0,54	3,96	85,0%
68341PT3H	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE				E/A-1420	6	0,9	4,5	0,54	3,97	85,3%
68341PT3J	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE				E/A-1622	6	0,9	4,5	0,54	3,97	85,2%
68341PT4G	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE				E/A-1219	6	0,9	4,5	0,64	3,93	84,0%
68341PT4H	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE				E/A-1421	6	0,9	4,5	0,55	3,96	84,9%
68341PT4J	Pression	68340	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	Rosemount Nuclear	C1152GP8E22PBCE				E/A-1623	6	0,9	4,5	0,55	3,97	85,1%

Tableau C.2
Transmetteurs exclus du projet et de l'étude de faisabilité

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
09221BEPT1A	Pression	09221	Gestion de l'outillage mécanique	Non relié à un système d'acquisition.
09221BEPT1B	Pression	09221	Gestion de l'outillage mécanique	Non relié à un système d'acquisition.
35218H1CBPT101	Pression	35210	Tête de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
35218H1EFPT101	Pression	35210	Tête de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
35218H1RBPT201	Pression	35210	Tête de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
35218H2CBPT101	Pression	35210	Tête de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
35218H2EFPT101	Pression	35210	Tête de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
35218H2RBPT201	Pression	35210	Tête de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
35218H3CBPT101	Pression	35210	Tête de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
35218H3EFPT101	Pression	35210	Tête de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
35218H3RBPT201	Pression	35210	Tête de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
3523 DCABPT5	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNABPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNABPT2	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNABPT3	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNABPT4	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNABPT6	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNABPT7	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNACPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNACPT2	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNACPT3	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNAJPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNAJPT2	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNRBPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNRCPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNRCPT2	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DNRCPT3	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
3523 DNRCPT5	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSABPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSABPT2	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSABPT3	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSABPT4	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSABPT6	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSABPT7	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSACPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSACPT2	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSACPT3	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSAJPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSAJPT2	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSRBPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSRCPT1	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSRCPT2	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSRCPT3	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
3523 DSRCPT5	Pression	35230	Circuit de D20 (M/C)	Niveau de redondance inférieur à 3.
35618DCPEPT1	Pression	35610	Poste auxiliaire et poste d'essais	Niveau de redondance inférieur à 3.
60500AI446A	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446B	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446C	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446D	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446E	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446F	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446G	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446H	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446I	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446J	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446K	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446L	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446M	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
60500AI446N	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446P	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446Q	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
60500AI446R	Pression	60500	Essais et étalonnage des instruments	Non relié à un système d'acquisition.
62108FT26	Débit	62108	Instrumentation de mesure du taux de fuite	Non relié à un système d'acquisition.
62108FT27	Débit	62108	Instrumentation de mesure du taux de fuite	Non relié à un système d'acquisition.
62108PT20	Pression	62108	Instrumentation de mesure du taux de fuite	Non relié à un système d'acquisition.
62108PT21	Pression	62108	Instrumentation de mesure du taux de fuite	Non relié à un système d'acquisition.
62108PT22	Pression	62108	Instrumentation de mesure du taux de fuite	Non relié à un système d'acquisition.
62108PT23	Pression	62108	Instrumentation de mesure du taux de fuite	Non relié à un système d'acquisition.
62108PT24	Pression	62108	Instrumentation de mesure du taux de fuite	Non relié à un système d'acquisition.
62108PT25	Pression	62108	Instrumentation de mesure du taux de fuite	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT100	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT101	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT102	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT104	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT105	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT106	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT300	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT301	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT302	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT303	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT304	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT305	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
62161PT306	Pression	21610	Sas	Non relié à un système d'acquisition.
63210LT12	Niveau	32110	Circuit principal du modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63210PT50	Pression	32110	Circuit principal du modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63210PT51	Pression	32110	Circuit principal du modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63210PT55A	Pression	32110	Circuit principal du modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63210PT55B	Pression	32110	Circuit principal du modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63210PT55C	Pression	32110	Circuit principal du modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63221FT1	Débit	32210	Circuit de purification modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63221PT3	Pression	32210	Circuit de purification modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63221PT5	Pression	32210	Circuit de purification modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63222LT91	Niveau	32220	Deutérisation et dédeutérisation du modérateur	Non relié à un système d'acquisition.
63222LT92	Niveau	32220	Deutérisation et dédeutérisation du modérateur	Non relié à un système d'acquisition.
63230PT3	Pression	32310	Circuit du gaz de couverture modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63251LT2	Niveau	32510	Circuit de recueil de l'eau lourde modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63261FT9	Débit	32610	Circuit d'échantillonnage de D2O modérateur	Non relié à un système d'acquisition.
63271LT10	Niveau	32710	Circuit d'addition de poison soluble dans le modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63271LT9	Niveau	32710	Circuit d'addition de poison soluble dans le modérateur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT10	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT11	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT12	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT13	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT14	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT15	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT16	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT801	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT802	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT803	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT804	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT805	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT806	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT807	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT808	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT809	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT810	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63312PT9	Pression	33120	Pompes principales et autre appareillage caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63331FT10	Débit	33310	Système d'alim. et soutirage D2O (contrôle inventaire calo)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63331FT19	Débit	33310	Système d'alim. et soutirage D2O (contrôle inventaire calo)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63331FT20	Débit	33310	Système d'alim. et soutirage D2O (contrôle inventaire calo)	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63331PT17	Pression	33310	Système d'alim. et soutirage D2O (contrôle inventaire calo)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63331PT18	Pression	33310	Système d'alim. et soutirage D2O (contrôle inventaire calo)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63331PT3	Pression	33310	Système d'alim. et soutirage D2O (contrôle inventaire calo)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63331PT4	Pression	33310	Système d'alim. et soutirage D2O (contrôle inventaire calo)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63332LT15	Niveau	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63332LT39	Niveau	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63332LT8	Niveau	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63332PT22	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63332PT24#1	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
63332PT24#2	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
63332PT25#1	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
63332PT25#2	Pression	33320	Système de contrôle de la pression caloporteur	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
63333LT4	Niveau	33330	Circuit de stock., trans. et de récup. caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63333PT10	Pression	33330	Circuit de stock., trans. et de récup. caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63333PT5	Pression	33330	Circuit de stock., trans. et de récup. caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334FT32	Débit	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334FT33	Débit	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334FT34	Débit	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334FT35	Débit	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT13	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT14	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT15	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT16	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT17	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT18	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT19	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT20	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT21	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63334PT22	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT23	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT24	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63334PT29	Pression	33340	Circuit de refroidissement des garnitures	Niveau de redondance inférieur à 3.
63335FT16	Débit	33350	Circuit de purification du caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63335PT10	Pression	33350	Circuit de purification du caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63335PT6	Pression	33350	Circuit de purification du caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63335PT9	Pression	33350	Circuit de purification du caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63336LT91	Niveau	33360	Deutérisation et dédeutérisation du caloporteur	Non relié à un système d'acquisition.
63336LT92	Niveau	33360	Deutérisation et dédeutérisation du caloporteur	Non relié à un système d'acquisition.
63337FT1	Débit	33370	Circuit des autoclaves	Niveau de redondance inférieur à 3.
63337FT2	Débit	33370	Circuit des autoclaves	Niveau de redondance inférieur à 3.
63337FT3	Débit	33370	Circuit des autoclaves	Niveau de redondance inférieur à 3.
63337FT4	Débit	33370	Circuit des autoclaves	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT25	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT26	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT32	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT34	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT35	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT36	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT39	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT40	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT41	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT42	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT43	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341LT44	Niveau	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341PT13	Pression	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341PT14	Pression	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341PT23	Pression	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341PT24	Pression	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63341PT49	Pression	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63341PT50	Pression	33410	Circuit de refroidissement en temps d'arrêt (RTA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63371FT1	Débit	33710	Échantillonnage de D20 du caloporteur	Non relié à un système d'acquisition.
63371FT2	Débit	33710	Échantillonnage de D20 du caloporteur	Non relié à un système d'acquisition.
63371FT3	Débit	33710	Échantillonnage de D20 du caloporteur	Non relié à un système d'acquisition.
63371FT4	Débit	33710	Échantillonnage de D20 du caloporteur	Non relié à un système d'acquisition.
63371FT5	Débit	33710	Échantillonnage de D20 du caloporteur	Non relié à un système d'acquisition.
63371FT6	Débit	33710	Échantillonnage de D20 du caloporteur	Non relié à un système d'acquisition.
63381LT2	Niveau	33810	Recueil de D20 du caloporteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411FT12	Débit	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411FT13	Débit	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411LT21	Niveau	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411LT33	Niveau	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411PT19	Pression	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411PT23	Pression	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411PT24	Pression	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411PT25	Pression	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411PT26	Pression	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63411PT31	Pression	34110	Circuit de refroidissement des boucliers	Niveau de redondance inférieur à 3.
63431LT14N	Niveau	34310	Circuit d'arrosage	Non relié à un système d'acquisition.
63431LT14Q	Niveau	34310	Circuit d'arrosage	Non relié à un système d'acquisition.
63431LT18	Niveau	34310	Circuit d'arrosage	Niveau de redondance inférieur à 3.
63431PT1N1	Pression	34310	Circuit d'arrosage	Niveau de redondance inférieur à 3.
63431PT5P1	Pression	34310	Circuit d'arrosage	Niveau de redondance inférieur à 3.
63431PT9Q1	Pression	34310	Circuit d'arrosage	Niveau de redondance inférieur à 3.
63432FT18	Débit	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432FT6	Débit	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432FT7	Débit	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432LT11	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432LT12	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432LT203K	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63432LT203L	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
63432LT203M	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
63432LT215	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432LT218K	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63432LT218M	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63432LT219K	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63432LT219M	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63432LT23K	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432LT23L	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432LT23M	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432LT8K	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432LT8L	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432LT8M	Niveau	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT16	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT17	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT19	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT1K	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT1L	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT1M	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT201K	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT201L	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT201M	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT202K	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT202L	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT202M	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT212K	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT212M	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT217K	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT217M	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63432PT22K	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT22M	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT26	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT27	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT28	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT2K	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT2L	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT2M	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Non relié à un système d'acquisition.
63432PT3K	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
63432PT3L	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
63432PT3M	Pression	34320	Syst. de refroid. d'urg. du coeur (RUC)	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
63461FT14	Débit	34610	Système d'alimentation d'eau d'urgence (SEU)	Non relié à un système d'acquisition.
63461FT3	Débit	34610	Système d'alimentation d'eau d'urgence (SEU)	Non relié à un système d'acquisition.
63461PT1J	Pression	34610	Système d'alimentation d'eau d'urgence (SEU)	Non relié à un système d'acquisition.
63461PT2J	Pression	34610	Système d'alimentation d'eau d'urgence (SEU)	Non relié à un système d'acquisition.
63461PT3G	Pression	34610	Système d'alimentation d'eau d'urgence (SEU)	Non relié à un système d'acquisition.
63461PT4G	Pression	34610	Système d'alimentation d'eau d'urgence (SEU)	Non relié à un système d'acquisition.
63470LT1	Niveau	34710	Arrêt du réacteur par injection de poison (SAU2)	Non relié à un système d'acquisition.
63470LT2	Niveau	34710	Arrêt du réacteur par injection de poison (SAU2)	Non relié à un système d'acquisition.
63470LT3	Niveau	34710	Arrêt du réacteur par injection de poison (SAU2)	Non relié à un système d'acquisition.
63470LT4	Niveau	34710	Arrêt du réacteur par injection de poison (SAU2)	Non relié à un système d'acquisition.
63470LT5	Niveau	34710	Arrêt du réacteur par injection de poison (SAU2)	Non relié à un système d'acquisition.
63470LT6	Niveau	34710	Arrêt du réacteur par injection de poison (SAU2)	Non relié à un système d'acquisition.
63470PT21	Pression	34710	Arrêt du réacteur par injection de poison (SAU2)	Non relié à un système d'acquisition.
63480LT43	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT44	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT45	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT46	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT47	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63480LT48	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT49	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT50	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT51	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT52	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT53	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT54	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT55	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT56	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT80A	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT80C	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480LT83	Niveau	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480PT59	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480PT60	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480PT63A	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63480PT63C	Pression	34810	Réglage zonal par barres liquides (BL)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63498FT60	Débit	34980	Circuit du gaz de l'espace annulaire	Non relié à un système d'acquisition.
63498FT61	Débit	34980	Circuit du gaz de l'espace annulaire	Niveau de redondance inférieur à 3.
63498LT62	Niveau	34980	Circuit du gaz de l'espace annulaire	Niveau de redondance inférieur à 3.
63498PT48	Pression	34980	Circuit du gaz de l'espace annulaire	Niveau de redondance inférieur à 3.
63510NNBNLTX1	Niveau	63510	Transfert et stockage du combustible neuf	Non relié à un système d'acquisition.
63510NSBNLTX1	Niveau	63510	Transfert et stockage du combustible neuf	Non relié à un système d'acquisition.
63521HNABLTXX1	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HNABLTXX2	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HNABLTXX3	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HNABLTXX4	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HNABLTXX5	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HNABLTXX6	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HNABLTXX7	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HSABLTXX1	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HSABLTXX2	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63521HSABLTx3	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HSABLTx4	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HSABLTx5	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HSABLTx6	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63521HSABLTx7	Niveau	63521	Tête de la M/C	Non relié à un système d'acquisition.
63523DNRSLTx1	Niveau	63523	Circuit de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63523DSRSLTx1	Niveau	63523	Circuit de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63526DCFRPT12	Pression	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Niveau de redondance inférieur à 3.
63526DCFRPT6	Pression	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Niveau de redondance inférieur à 3.
63526DCFSPT7	Pression	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Niveau de redondance inférieur à 3.
63526DCPAPT10	Pression	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Niveau de redondance inférieur à 3.
63526DCPAPT8	Pression	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Niveau de redondance inférieur à 3.
63526DCPAPT9	Pression	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Niveau de redondance inférieur à 3.
63526DCRPLT101	Niveau	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
63526DCRPLT102	Niveau	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
63526DCRPLT103	Niveau	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
63526DCRPLT104	Niveau	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Non relié à un système d'acquisition.
63526DNARPT11	Pression	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Niveau de redondance inférieur à 3.
63526DSARPT11	Pression	63526	Alimentation en D20 de la machine à combustible	Niveau de redondance inférieur à 3.
63532SNRELTx1	Niveau	63532	Auxiliaires de transfert du combustible usé	Non relié à un système d'acquisition.
63532SNRELTx2	Niveau	63532	Auxiliaires de transfert du combustible usé	Non relié à un système d'acquisition.
63532SSRELTx1	Niveau	63532	Auxiliaires de transfert du combustible usé	Non relié à un système d'acquisition.
63532SSRELTx2	Niveau	63532	Auxiliaires de transfert du combustible usé	Non relié à un système d'acquisition.
63563BEABPT1	Pression	35633	Outils spéciaux d'entretien et de mise au point	Non relié à un système d'acquisition.
63563BERCPT2	Pression	35633	Outils spéciaux d'entretien et de mise au point	Non relié à un système d'acquisition.
63611FT1	Débit	36110	Alimentation principale de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63611FT2	Débit	36110	Alimentation principale de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63611FT3	Débit	36110	Alimentation principale de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63611FT4	Débit	36110	Alimentation principale de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63611FT51	Débit	36110	Alimentation principale de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
63611PT5	Pression	36110	Alimentation principale de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63611PT52	Pression	36110	Alimentation principale de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
63611PT64	Pression	36110	Alimentation principale de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
63620LT17	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63620LT18	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63620LT19	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63620LT20	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63620LT5	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
63620LT6	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
63620LT7	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
63620LT8	Niveau	63620	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
63631FT11	Débit	36310	Circuit de purge des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63631FT12	Débit	36310	Circuit de purge des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63631FT13	Débit	36310	Circuit de purge des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63631FT14	Débit	36310	Circuit de purge des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63661FT100	Débit	36610	Circuit d'échantillonnage	Non relié à un système d'acquisition.
63661FT101	Débit	36610	Circuit d'échantillonnage	Non relié à un système d'acquisition.
63682LT5	Niveau	36820	Circuit d'alimentation de la vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63682LT6	Niveau	36820	Circuit d'alimentation de la vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
63811LT1	Niveau	38110	Alimentation de D20	Niveau de redondance inférieur à 3.
63811LT2	Niveau	38110	Alimentation de D20	Niveau de redondance inférieur à 3.
63811LT3	Niveau	38110	Alimentation de D20	Niveau de redondance inférieur à 3.
63811LT4	Niveau	38110	Alimentation de D20	Niveau de redondance inférieur à 3.
63831FT14	Débit	38310	Récupération de vapeur D20 (sécheurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63831LT16	Niveau	38310	Récupération de vapeur D20 (sécheurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63831LT21	Niveau	38310	Récupération de vapeur D20 (sécheurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63831LT22	Niveau	38310	Récupération de vapeur D20 (sécheurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63831PT13	Pression	38310	Récupération de vapeur D20 (sécheurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
63841FT23	Débit	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT137	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT138	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT139	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63841LT31	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT32	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT33	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT34	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT35	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT36	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT37	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT38	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT39	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63841LT40	Niveau	38410	Épuration de D20	Non relié à un système d'acquisition.
63842FT135	Débit	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842FT138	Débit	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842FT258	Débit	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842FT268	Débit	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842FT335	Débit	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842FT338	Débit	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842FT458	Débit	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842FT468	Débit	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT100	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Niveau de redondance inférieur à 3.
63842LT110	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT120	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT140	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT160	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT170	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT190	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT210	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT220	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT260	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT310	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT320	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT340	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
63842LT360	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT370	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT420	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842LT460	Niveau	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842PT240	Pression	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842PT280	Pression	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842PT440	Pression	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63842PT480	Pression	38420	Tour de reconcentration D2O	Non relié à un système d'acquisition.
63864FT4	Débit	63864	Détection de D20 dans l'air	Niveau de redondance inférieur à 3.
63864PT5	Pression	63864	Détection de D20 dans l'air	Niveau de redondance inférieur à 3.
64111PT158	Pression	41110	Turbine	Niveau de redondance inférieur à 3.
64111PT159	Pression	41110	Turbine	Niveau de redondance inférieur à 3.
64111PT162	Pression	41110	Turbine	Niveau de redondance inférieur à 3.
64111PT163	Pression	41110	Turbine	Niveau de redondance inférieur à 3.
64111PT166	Pression	41110	Turbine	Niveau de redondance inférieur à 3.
64111PT167	Pression	41110	Turbine	Niveau de redondance inférieur à 3.
64111PT47A	Pression	41110	Turbine	Non relié à un système d'acquisition.
64111PT47C	Pression	64110	Turbine et appareillage auxiliaire	Non relié à un système d'acquisition.
64111PT49A	Pression	41110	Turbine	Non relié à un système d'acquisition.
64111PT49C	Pression	41110	Turbine	Non relié à un système d'acquisition.
64111PT53	Pression	41110	Turbine	Niveau de redondance inférieur à 3.
64112FT15	Débit	41120	Séparation de l'eau (séparateurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64112FT35	Débit	41120	Séparation de l'eau (séparateurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64112LT23	Niveau	41120	Séparation de l'eau (séparateurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64112LT24	Niveau	41120	Séparation de l'eau (séparateurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64112PT12	Pression	41120	Séparation de l'eau (séparateurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64112PT13	Pression	41120	Séparation de l'eau (séparateurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64113FT27	Débit	41130	Resurchauffe (surchauffeurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64113FT7	Débit	41130	Resurchauffe (surchauffeurs)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64113PT60	Pression	41130	Resurchauffe (surchauffeurs)	Non relié à un système d'acquisition.
64115FT21	Débit	41150	Étanchéité du presse-étoupe (vapeur d'étanchéité)	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
64115PT5	Pression	41150	Étanchéité du presse-étoupe (vapeur d'étanchéité)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64123PT17	Pression	41230	Refroidissement à l'hydrogène	Niveau de redondance inférieur à 3.
64133PT150	Pression	41330	Huile de réglage turbine	Niveau de redondance inférieur à 3.
64133PT75	Pression	41350	Huile de graissage turbine	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311FT5	Débit	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT16	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT17	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT18	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT19	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT20	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT21	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT24	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT25	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT35	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64311PT7	Pression	43110	Circuits de soutirage de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313FT19	Débit	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313FT20	Débit	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313FT28	Débit	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313FT33	Débit	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313FT34	Débit	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313FT47	Débit	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313FT48	Débit	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313LT71	Niveau	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313LT72	Niveau	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313LT73	Niveau	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313LT74	Niveau	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313LT75	Niveau	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313LT76	Niveau	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313LT77	Niveau	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64313LT78	Niveau	43130	Circuits de vidange des réchauffeurs	Niveau de redondance inférieur à 3.
64321FT12	Débit	43210	Circuits des condensats (poste d'eau basse pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
64321FT16	Débit	43210	Circuits des condensats (poste d'eau basse pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64321FT3	Débit	43210	Circuits des condensats (poste d'eau basse pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64321FT98	Débit	43210	Circuits des condensats (poste d'eau basse pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64321LT2	Niveau	43210	Circuits des condensats (poste d'eau basse pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64321LT3	Niveau	43210	Circuits des condensats (poste d'eau basse pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64321PT18	Pression	43210	Circuits des condensats (poste d'eau basse pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64321PT97	Pression	43210	Circuits des condensats (poste d'eau basse pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64322LT3	Niveau	43220	Circuits d'appoint et de rejet des condensats	Niveau de redondance inférieur à 3.
64322LT4#1	Niveau	43220	Circuits d'appoint et de rejet des condensats	Niveau de redondance inférieur à 3.
64322LT4#2	Niveau	43220	Circuits d'appoint et de rejet des condensats	Niveau de redondance inférieur à 3.
64322PT10A	Pression	43220	Circuits d'appoint et de rejet des condensats	Non relié à un système d'acquisition.
64322PT10C	Pression	43220	Circuits d'appoint et de rejet des condensats	Non relié à un système d'acquisition.
64322PT11	Pression	43220	Circuits d'appoint et de rejet des condensats	Non relié à un système d'acquisition.
64323FT1	Débit	36200	Système de contrôle du niveau des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT105	Débit	43230	Circuits principaux eau alim. (poste d'eau haute pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT106	Débit	43230	Circuits principaux eau alim. (poste d'eau haute pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT107	Débit	43230	Circuits principaux eau alim. (poste d'eau haute pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT2	Débit	36200	Système de contrôle du niveau des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT3	Débit	36200	Système de contrôle du niveau des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT335	Débit	43230	Circuits principaux eau alim. (poste d'eau haute pression)	Non relié à un système d'acquisition.
64323FT4	Débit	36200	Système de contrôle du niveau des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT401	Débit	36200	Système de contrôle du niveau des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT402	Débit	36200	Système de contrôle du niveau des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT403	Débit	36200	Système de contrôle du niveau des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT404	Débit	36200	Système de contrôle du niveau des générateurs de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323FT65	Débit	43230	Circuits principaux eau alim. (poste d'eau haute pression)	Non relié à un système d'acquisition.
64323PT17	Pression	43230	Circuits principaux eau alim. (poste d'eau haute pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323PT53	Pression	43230	Circuits principaux eau alim. (poste d'eau haute pression)	Niveau de redondance inférieur à 3.
64323PT64A	Pression	43230	Circuits principaux eau alim. (poste d'eau haute pression)	Non relié à un système d'acquisition.
64323PT64C	Pression	43230	Circuits principaux eau alim. (poste d'eau haute pression)	Non relié à un système d'acquisition.
64331PT3	Pression	43310	Circuit de dérivation au condenseur	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
64331PT4	Pression	43310	Circuit de dérivation au condenseur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64331PT7A	Pression	43310	Circuit de dérivation au condenseur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64331PT7C	Pression	43310	Circuit de dérivation au condenseur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64331PT8A	Pression	43310	Circuit de dérivation au condenseur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64331PT8C	Pression	43310	Circuit de dérivation au condenseur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64333FT36	Débit	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64333FT4	Débit	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64333FT5	Débit	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64333PT1	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
64333PT12#1	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
64333PT12#2	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
64333PT12#3	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
64333PT2	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
64333PT20	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64333PT21	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64333PT22	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64333PT23	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Niveau de redondance inférieur à 3.
64333PT3	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
64333PT35	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
64333PT8	Pression	43330	Circuits auxiliaires de vapeur	Non relié à un système d'acquisition.
64511FT112	Débit	45110	Circuits d'échantillonnage du poste d'eau	Non relié à un système d'acquisition.
64511FT120	Débit	45110	Circuits d'échantillonnage du poste d'eau	Non relié à un système d'acquisition.
64511FT121	Débit	45110	Circuits d'échantillonnage du poste d'eau	Non relié à un système d'acquisition.
64511FT122	Débit	45110	Circuits d'échantillonnage du poste d'eau	Non relié à un système d'acquisition.
64511FT123	Débit	45110	Circuits d'échantillonnage du poste d'eau	Non relié à un système d'acquisition.
64511FT124	Débit	45110	Circuits d'échantillonnage du poste d'eau	Non relié à un système d'acquisition.
64511FT125	Débit	45110	Circuits d'échantillonnage du poste d'eau	Non relié à un système d'acquisition.
64511FT126	Débit	45110	Circuits d'échantillonnage du poste d'eau	Non relié à un système d'acquisition.
65460FT1#1	Débit	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460FT1#2	Débit	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460FT1#3	Débit	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
65460FT1#4	Débit	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460FT2#1	Débit	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460FT2#2	Débit	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460FT2#3	Débit	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460FT2#4	Débit	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460LT151	Niveau	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460LT251	Niveau	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460LT351	Niveau	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65460LT451	Niveau	54600	Groupes électrogènes Diesel Cat. III	Non relié à un système d'acquisition.
65490LT126	Niveau	54900	Groupes électrogènes du système électrique d'urgence (AEU)	Non relié à un système d'acquisition.
65490LT226	Niveau	54900	Groupes électrogènes du système électrique d'urgence (AEU)	Non relié à un système d'acquisition.
67110LT11	Niveau	71100	Services de la station de pompage (circuit d'eau)	Non relié à un système d'acquisition.
67110LT12	Niveau	71100	Services de la station de pompage (circuit d'eau)	Non relié à un système d'acquisition.
67110LT13	Niveau	71100	Services de la station de pompage (circuit d'eau)	Non relié à un système d'acquisition.
67110LT6	Niveau	71100	Services de la station de pompage (circuit d'eau)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67110PT1	Pression	71100	Services de la station de pompage (circuit d'eau)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67110PT2	Pression	71100	Services de la station de pompage (circuit d'eau)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67110PT7	Pression	71100	Services de la station de pompage (circuit d'eau)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67115PT78	Pression	71150	Circuit d'eau brute de refroidissement (EBR)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67116FT41#1	Débit	71160	Circuit d'eau brute d'alimentation (EBA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67116FT41#2	Débit	71160	Circuit d'eau brute d'alimentation (EBA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67116PT40	Pression	71160	Circuit d'eau brute d'alimentation (EBA)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67120PT5	Pression	71200	Circuit d'eau de circulation du condenseur	Non relié à un système d'acquisition.
67130FT125	Débit	71300	Circuit d'eau de service ESR	Non relié à un système d'acquisition.
67130FT304	Débit	71300	Circuit d'eau de service ESR	Niveau de redondance inférieur à 3.
67130FT318	Débit	71300	Circuit d'eau de service ESR	Niveau de redondance inférieur à 3.
67130FT393	Débit	71300	Circuit d'eau de service ESR	Niveau de redondance inférieur à 3.
67130FT394	Débit	71300	Circuit d'eau de service ESR	Niveau de redondance inférieur à 3.
67130LT305	Niveau	71300	Circuit d'eau de service ESR	Niveau de redondance inférieur à 3.
67130LT882	Niveau	71300	Circuit d'eau de service ESR	Non relié à un système d'acquisition.
67130LT885	Niveau	71300	Circuit d'eau de service ESR	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
67130LT888	Niveau	71300	Circuit d'eau de service ESR	Non relié à un système d'acquisition.
67130PT260	Pression	71300	Circuit d'eau de service ESR	Non relié à un système d'acquisition.
67130PT300	Pression	71300	Circuit d'eau de service ESR	Niveau de redondance inférieur à 3.
67130PT391	Pression	71300	Circuit d'eau de service ESR	Niveau de redondance inférieur à 3.
67130PT392	Pression	71300	Circuit d'eau de service ESR	Niveau de redondance inférieur à 3.
67134PT15	Pression	71340	Circuit de recirculation (eau de service)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67134PT18	Pression	71340	Circuit de recirculation (eau de service)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67140LT222	Niveau	71410	Circuit d'alimentation d'eau d'incendie	Non relié à un système d'acquisition.
67140LT305	Niveau	71410	Circuit d'alimentation d'eau d'incendie	Non relié à un système d'acquisition.
67140LT307	Niveau	71410	Circuit d'alimentation d'eau d'incendie	Non relié à un système d'acquisition.
67140PT202	Pression	71410	Circuit d'alimentation d'eau d'incendie	Niveau de redondance inférieur à 3.
67140PT212	Pression	71410	Circuit d'alimentation d'eau d'incendie	Niveau de redondance inférieur à 3.
67161FT10	Débit	71610	Clarification et filtration	Non relié à un système d'acquisition.
67161FT114	Débit	71610	Clarification et filtration	Non relié à un système d'acquisition.
67161FT13	Débit	71610	Clarification et filtration	Non relié à un système d'acquisition.
67161LT19	Niveau	71610	Clarification et filtration	Non relié à un système d'acquisition.
67162FT107	Débit	71620	Installation d'eau déminéralisée	Non relié à un système d'acquisition.
67162FT50	Débit	71620	Installation d'eau déminéralisée	Non relié à un système d'acquisition.
67162FT60#1	Débit	71620	Installation d'eau déminéralisée	Non relié à un système d'acquisition.
67162FT60#2	Débit	71620	Installation d'eau déminéralisée	Non relié à un système d'acquisition.
67162FT60#3	Débit	71620	Installation d'eau déminéralisée	Non relié à un système d'acquisition.
67163FT200	Débit	71630	Appareillage de régénération des résines	Non relié à un système d'acquisition.
67163FT300	Débit	71630	Appareillage de régénération des résines	Non relié à un système d'acquisition.
67163LIT218	Niveau	71630	Appareillage de régénération des résines	Non relié à un système d'acquisition.
67163LIT328	Niveau	71630	Appareillage de régénération des résines	Non relié à un système d'acquisition.
67165FT34	Débit	71650	Distribution de l'eau déminéralisée	Niveau de redondance inférieur à 3.
67165FT40	Débit	71650	Distribution de l'eau déminéralisée	Non relié à un système d'acquisition.
67165FT41	Débit	71650	Distribution de l'eau déminéralisée	Non relié à un système d'acquisition.
67165LT67	Niveau	71650	Distribution de l'eau déminéralisée	Niveau de redondance inférieur à 3.
67165LT7	Niveau	71650	Distribution de l'eau déminéralisée	Niveau de redondance inférieur à 3.
67165PT36	Pression	71650	Distribution de l'eau déminéralisée	Niveau de redondance inférieur à 3.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
67172LT5	Niveau	71720	Drainage radioactif	Non relié à un système d'acquisition.
67180FT331	Débit	71800	Circuit de contrôle chimique	Non relié à un système d'acquisition.
67180FT333	Débit	71800	Circuit de contrôle chimique	Non relié à un système d'acquisition.
67180FT355	Débit	71800	Circuit de contrôle chimique	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT201	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT202	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT203	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT204	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT205	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT206	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT301	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT302	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT303	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT304	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT305	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67190PT306	Pression	71940	Alimentation d'eau réfrigérée du bâtiment des services	Non relié à un système d'acquisition.
67312PT37	Pression	73120	Ventilation du bâtiment du réacteur	Niveau de redondance inférieur à 3.
67314PT100	Pression	73140	Isolation du confinement du bâtiment du réacteur	Non relié à un système d'acquisition.
67314PT52N	Pression	73140	Isolation du confinement du bâtiment du réacteur	Non relié à un système d'acquisition.
67314PT52P	Pression	73140	Isolation du confinement du bâtiment du réacteur	Non relié à un système d'acquisition.
67314PT52Q	Pression	73140	Isolation du confinement du bâtiment du réacteur	Non relié à un système d'acquisition.
67320PT4	Pression	73220	Installation de ventilation B/T	Non relié à un système d'acquisition.
67320PT5	Pression	73200	Bâtiment de la turbine	Non relié à un système d'acquisition.
67340FT38	Débit	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340FT39	Débit	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340FT816	Débit	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340FT823	Débit	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT175	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT414	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT415	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT416	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
67340PT417	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT418	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT419	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT7	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67340PT803	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT805	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT807	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT808	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT817	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT818	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT819	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT824	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT825	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT845	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67340PT846	Pression	73400	Bâtiment des services (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67342PT6	Pression	73420	Installation de ventilation B/S	Non relié à un système d'acquisition.
67358PT100	Pression	73580	Bâtiment de l'appareillage blindé isolé au gaz SF6 (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67358PT101	Pression	73580	Bâtiment de l'appareillage blindé isolé au gaz SF6 (CVAC)	Non relié à un système d'acquisition.
67510FT83	Débit	75110	Air de service de la centrale	Non relié à un système d'acquisition.
67510PT85	Pression	75110	Air de service de la centrale	Non relié à un système d'acquisition.
67512FT44	Débit	75120	Air d'instruments	Non relié à un système d'acquisition.
67512PT45	Pression	75120	Air d'instruments	Niveau de redondance inférieur à 3.
67512PT530	Pression	75120	Air d'instruments	Non relié à un système d'acquisition.
67512PT547	Pression	75120	Air d'instruments	Non relié à un système d'acquisition.
67512PT554	Pression	75120	Air d'instruments	Non relié à un système d'acquisition.
67883FT11	Débit	67883	Moniteurs des déchets gazeux (MEG)	Niveau de redondance inférieur à 3.
67883PT1	Pression	67883	Moniteurs des déchets gazeux (MEG)	Non relié à un système d'acquisition.
67883PT2	Pression	67883	Moniteurs des déchets gazeux (MEG)	Non relié à un système d'acquisition.
67914LT3	Niveau	79140	Système de manutention des résines usées	Niveau de redondance inférieur à 3.
67921FT34	Débit	79210	Dispositif de manutention des effluents liquides	Non relié à un système d'acquisition.
67921LT21	Niveau	79210	Dispositif de manutention des effluents liquides	Non relié à un système d'acquisition.

Numéro d'équipement	Genre	USI	Description USI	Raison d'exclusion
67921LT22	Niveau	79210	Dispositif de manutention des effluents liquides	Non relié à un système d'acquisition.
67921LT23	Niveau	79210	Dispositif de manutention des effluents liquides	Non relié à un système d'acquisition.
67921LT24	Niveau	79210	Dispositif de manutention des effluents liquides	Non relié à un système d'acquisition.
67921LT25	Niveau	79210	Dispositif de manutention des effluents liquides	Non relié à un système d'acquisition.
68234FT1D	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT1E	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT1F	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT2D	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT2E	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT2F	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT3D	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT3E	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT3F	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT4D	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT4E	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68234FT4F	Débit	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Niveau de redondance inférieur à 3.
68236PT1D	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
68236PT1E	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
68236PT1F	Pression	68230	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
68336PT1G	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
68336PT1H	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.
68336PT1J	Pression	68330	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	Pourcentage de la plage d'étalonnage couvert inférieur à 25%.

ANNEXE D : RÉSULTATS – PROGRAMME D'ÉTALONNAGE ACTUEL

Cette annexe présente les résultats obtenus suite à la revue du programme d'étalonnage actuel qui est réalisé sur les transmetteurs. Le Tableau D.1 dresse la liste des transmetteurs ainsi que le numéro de la fiche d'étalonnage, la périodicité et l'état de la centrale.

Tableau D.1
Programme d'étalonnage actuel

Numéro d'équipement	Numéro de la fiche d'étalonnage	Période (semaines)	État de la centrale
63210LT13A	EI00914	104	Marche
63210LT13B	EI00914	104	Marche
63210LT13C	EI00914	104	Marche
63332LT13A	---	---	---
63332LT13B	---	---	---
63332LT13C	---	---	---
63332PT29A	---	---	---
63332PT29B	---	---	---
63332PT29C	---	---	---
63332PT31A	---	---	---
63332PT31B	---	---	---
63332PT31C	---	---	---
63332PT32A	---	---	---
63332PT32B	---	---	---
63332PT32C	---	---	---
63332PT33A	---	---	---
63332PT33B	---	---	---
63332PT33C	---	---	---
63332PT34A	---	---	---
63332PT34B	---	---	---
63332PT34C	---	---	---
63332PT35	---	---	---
63332PT36	---	---	---
63332PT37	---	---	---
63332PT38	---	---	---
63332PT49A	---	---	---
63332PT49B	---	---	---
63332PT49C	---	---	---
63332PT50A	---	---	---
63332PT50B	---	---	---

Numéro d'équipement	Numéro de la fiche d'étalonnage	Période (semaines)	État de la centrale
63332PT50C	---	---	---
63210LT13A	EI00914	104	Marche
63210LT13B	EI00914	104	Marche
63210LT13C	EI00914	104	Marche
63332LT13A	---	---	---
63332LT13B	---	---	---
63332LT13C	---	---	---
63332PT29A	---	---	---
63332PT29B	---	---	---
63332PT29C	---	---	---
63332PT31A	---	---	---
63332PT31B	---	---	---
63332PT31C	---	---	---
63332PT32A	---	---	---
63332PT32B	---	---	---
63332PT32C	---	---	---
63332PT33A	---	---	---
63332PT33B	---	---	---
63332PT33C	---	---	---
63332PT34A	---	---	---
63332PT34B	---	---	---
63332PT34C	---	---	---
63332PT35	---	---	---
63332PT36	---	---	---
63332PT37	---	---	---
63332PT38	---	---	---
63332PT49A	---	---	---
63332PT49B	---	---	---
63332PT49C	---	---	---
63332PT50A	---	---	---
63332PT50B	---	---	---
63332PT50C	---	---	---
63332PT9	---	---	---
63333LT14A	---	---	---
63333LT14B	---	---	---
63333LT14C	---	---	---
63480PT62A	EI31644	156	Arrêt
63480PT62B	EI00051	156	Arrêt
63480PT62C	EI31645	156	Arrêt
63480PT69A	EI31644	156	Arrêt
63480PT69B	EI00051	156	Arrêt
63480PT69C	EI31645	156	Arrêt
63614PT1A	EI31511	156	Arrêt
63614PT1B	EI31512	156	Arrêt
63614PT1C	EI31513	156	Arrêt
63614PT2A	EI31514	156	Arrêt
63614PT2B	EI31515	156	Arrêt

Numéro d'équipement	Numéro de la fiche d'étalonnage	Période (semaines)	État de la centrale
63614PT2C	EI31516	156	Arrêt
63614PT3A	EI31517	156	Arrêt
63614PT3B	EI31518	156	Arrêt
63614PT3C	EI31521	156	Arrêt
63614PT4A	EI31519	156	Arrêt
63614PT4B	EI31520	156	Arrêt
63614PT4C	EI31522	156	Arrêt
63620LT13A	EI40386	156	Arrêt
63620LT13B	EI40386	156	Arrêt
63620LT13C	EI40386	156	Arrêt
63620LT14A	EI40386	156	Arrêt
63620LT14B	EI40386	156	Arrêt
63620LT14C	EI40386	156	Arrêt
63620LT15A	EI40386	156	Arrêt
63620LT15B	EI40386	156	Arrêt
63620LT15C	EI40386	156	Arrêt
63620LT16A	EI40386	156	Arrêt
63620LT16B	EI40386	156	Arrêt
63620LT16C	EI40386	156	Arrêt
63620LT1A	EI40385	156	Arrêt
63620LT1B	EI40385	156	Arrêt
63620LT1C	EI40385	156	Arrêt
63620LT2A	EI40385	156	Arrêt
63620LT2B	EI40385	156	Arrêt
63620LT2C	EI40385	156	Arrêt
63620LT3A	EI40385	156	Arrêt
63620LT3B	EI40385	156	Arrêt
63620LT3C	EI40385	156	Arrêt
63620LT4A	EI40385	156	Arrêt
63620LT4B	EI40385	156	Arrêt
63620LT4C	EI40385	156	Arrêt
64111PT157A	EI40310	260	Arrêt
64111PT157C	EI40311	260	Arrêt
64111PT48B	EI31792	156	Arrêt
68233PT1D	EI00507	156	Marche
68233PT1E	EI00456	156	Marche
68233PT1F	EI00487	156	Marche
68233PT2D	EI00508	156	Marche
68233PT2E	EI00457	156	Marche
68233PT2F	EI00488	156	Marche
68233PT3D	EI00509	156	Marche
68233PT3E	EI00458	156	Marche
68233PT3F	EI00489	156	Marche
68233PT4D	EI00510	156	Marche
68233PT4E	EI00459	156	Marche
68233PT4F	EI00490	156	Marche
68237LT1D	EI0469A	156	Marche

Numéro d'équipement	Numéro de la fiche d'étalonnage	Période (semaines)	État de la centrale
68237LT1E	EI0469B	156	Marche
68237LT1F	EI00500	156	Marche
68238LT1D	EI00505	156	Marche
68238LT1E	EI00471	156	Marche
68238LT1F	EI00503	156	Marche
68238LT2D	EI00506	156	Marche
68238LT2E	EI00472	156	Marche
68238LT2F	EI00504	156	Marche
68241PT1D	EI00436	156	Marche
68241PT1E	EI00464	156	Marche
68241PT1F	EI00495	156	Marche
68241PT2D	EI00437	156	Marche
68241PT2E	EI00465	156	Marche
68241PT2F	EI00496	156	Marche
68241PT3D	EI00438	156	Marche
68241PT3E	EI00466	156	Marche
68241PT3F	EI00497	156	Marche
68241PT4D	EI00439	156	Marche
68241PT4E	EI00467	156	Marche
68241PT4F	EI00498	156	Marche
68333PT1G	EI00338	156	Marche
68333PT1H	EI00340	156	Marche
68333PT1J	EI00342	156	Marche
68333PT2G	EI00339	156	Marche
68333PT2H	EI00341	156	Marche
68333PT2J	EI00343	156	Marche
68334PT1G	EI00344	156	Marche
68334PT1H	EI00348	156	Marche
68334PT1J	EI00352	156	Marche
68334PT2G	EI00345	156	Marche
68334PT2H	EI00349	156	Marche
68334PT2J	EI00353	156	Marche
68334PT3G	EI00346	156	Marche
68334PT3H	EI00350	156	Marche
68334PT3J	EI00354	156	Marche
68334PT4G	EI00347	156	Marche
68334PT4H	EI00351	156	Marche
68334PT4J	EI00355	156	Marche
68337LT1G	EI00359	156	Marche
68337LT1H	EI00360	156	Marche
68337LT1J	EI00361	156	Marche
68338LT1G	EI40287	156	Marche
68338LT1H	EI40289	156	Marche
68338LT1J	EI40291	156	Marche
68338LT2G	EI40288	156	Marche
68338LT2H	EI40290	156	Marche
68338LT2J	EI40292	156	Marche

Numéro d'équipement	Numéro de la fiche d'étalonnage	Période (semaines)	État de la centrale
68341PT1G	EI00368	156	Marche
68341PT1H	EI00372	156	Marche
68341PT1J	EI00376	156	Marche
68341PT2G	EI00369	156	Marche
68341PT2H	EI00373	156	Marche
68341PT2J	EI00377	156	Marche
68341PT3G	EI00370	156	Marche
68341PT3H	EI00374	156	Marche
68341PT3J	EI00378	156	Marche
68341PT4G	EI00371	156	Marche
68341PT4H	EI00375	156	Marche
68341PT4J	EI00379	156	Marche

ANNEXE E : ÉVALUATION DU POURCENTAGE D'ENTRETIENS D'ÉTALONNAGE NON REQUIS

Cette annexe présente la démarche utilisée pour évaluer le pourcentage d'entretiens d'étalonnage non requis ainsi que les résultats obtenus.

1. Taille de l'échantillon

La première étape consiste à déterminer la taille de l'échantillon de transmetteurs pour lesquels les résultats d'étalonnage seront analysés. La population compte 152 transmetteurs qui correspondent aux transmetteurs qui pourraient éventuellement être suivis par un SSL. Le Tableau C.1 de l'annexe C présente la liste de ces transmetteurs. Toutefois, l'étalonnage de 32 de ces transmetteurs est réalisé au besoin, et non périodiquement. Le Tableau D.1 de l'annexe D présente la liste de ces transmetteurs. Ceux-ci sont donc exclus de la population car l'historique de leurs entretiens d'étalonnage peut s'avérer inexistant. La population considérée est donc de 120 transmetteurs.

Pour déterminer la taille de l'échantillon, différentes méthodes peuvent être utilisées. Les résultats obtenus par deux méthodes sont comparés.

Méthode 1

La première méthode, qui est utilisée lors de la réalisation de sondage, consiste à calculer la taille de l'échantillon en considérant une marge d'erreur et un niveau de confiance [74]. La marge d'erreur est également appelée « précision du sondage ». Afin de déterminer la taille n de l'échantillon, une valeur approximative de la proportion d'entretiens d'étalonnage non requis est nécessaire. Des études antérieures réalisées sur la dérive des transmetteurs de l'industrie nucléaire ont démontré qu'entre 90 et 95% des étalonnages sont non requis [2, 9, 18, 36, 37]. De ce fait, une valeur approximative de 0,1 est utilisée.

Ainsi, si le niveau de confiance et la marge d'erreur sont respectivement fixés à 95% et à 10% et que la proportion d'entretiens d'étalonnage non requis est estimée à 0,1, l'équation suivante permet de calculer la taille de l'échantillon¹ :

$$n = \frac{z_{\alpha/2}^2 \cdot p \cdot (1-p)}{E^2} = \frac{1,96^2 \cdot 0,1 \cdot (1-0,1)}{0,1^2} = 34,6 \approx 35 \quad (\text{E.1})$$

Où

$z_{\alpha/2} = z_{0,025} = 1,96$ (pour un niveau de confiance de 95% (loi normale))

p : proportion d'entretiens d'étalonnage non requis (0,1)

E : marge d'erreur (0,1)

Une marge d'erreur de 10% est jugé acceptable étant donné le fait que l'on ne cherche pas à obtenir le pourcentage exact d'entretiens d'étalonnage non requis, mais bien une estimation de ce pourcentage.

Ainsi, la taille de l'échantillon obtenue par la première méthode est de 35 transmetteurs.

Méthode 2

La seconde méthode est utilisée pour évaluer la probabilité de non-conformité dans un lot en se basant sur un plan d'échantillonnage appelé « contrôle par attribut » [75]. Le contrôle par attribut est une méthode d'échantillonnage utilisée lorsque les unités inspectées sont acceptées ou rejetées selon que leurs caractéristiques respectent ou non des normes spécifiées à l'avance. Dans notre cas, pour qu'un entretien d'étalonnage soit jugé non requis, tous les points de mesure doivent être à l'intérieur d'une tolérance admissible prédéfinie. Ce critère est expliqué plus en détails à la section 3 de la présente annexe.

Au fil des ans, plusieurs procédures et tables traitant de l'échantillonnage pour le contrôle par attribut ont été développées. Les méthodes actuellement en usage sont

¹ Cette équation s'applique pour un tirage avec remise [74]. Dans la présente étude, un tirage sans remise est utilisé. Dans ce cas, l'écart-type de la statistique concernée (proportion d'entretiens d'étalonnage non requis) est plus faible et la marge d'erreur s'en trouve donc diminuée. Il est donc conservateur d'utiliser cette équation.

celles publiées par l'American National Standard Institute [75] et par l'organisation internationale de normalisation [76]. Ces deux méthodes sont équivalentes et permettent de déterminer la taille d'échantillon en fonction de la taille de lot en respectant des critères préétablis. La méthode et les tables proposées par l'ANSI ont été utilisées.

La première étape consiste à déterminer la taille du lot. Dans notre cas, la taille est de 130 transmetteurs. Il faut également spécifier le niveau d'inspection, lequel établit la relation entre la taille du lot et la taille de l'échantillon. À moins d'un avis contraire, il est recommandé d'utiliser une inspection générale de niveau II. Ainsi, en utilisant le Tableau E.1, la lettre F est obtenue.

Tableau E.1
Lettre associée au lot

Lot or batch size	Special inspection levels				General inspection levels		
	S-1	S-2	S-3	S-4	I	II	III
2 to 8	A	A	A	A	A	A	B
9 to 15	A	A	A	A	A	B	C
16 to 25	A	A	B	B	B	C	D
26 to 50	A	B	B	C	C	D	E
51 to 90	B	B	C	C	C	E	F
91 to 150	B	B	C	D	D	F	G
151 to 280	B	C	D	E	E	G	H
281 to 500	B	C	D	E	F	H	J
501 to 1200	C	C	E	F	G	J	K
1201 to 3200	C	D	E	G	H	K	L
3201 to 10000	C	D	F	G	J	L	M
10001 to 35000	C	D	F	H	K	M	N
35001 to 150000	D	E	G	J	L	N	P
150001 to 500000	D	E	G	J	M	P	Q
500001 and over	D	E	H	K	N	Q	R

La taille de l'échantillon recommandée est quant à elle obtenue à l'aide du Tableau E.2. Un échantillonnage simple est considéré, ce qui signifie qu'un échantillon de n transmetteurs est tiré une seule fois du lot, ce qui correspond à notre cas.

Tableau E.2
Taille de l'échantillon pour une inspection normale

Sample size code letter	Sample size
A	2
B	3
C	5
D	8
E	13
F	20
G	32
H	50
J	80
K	125
L	200
M	315
N	500
P	800
Q	1250
R	2000

La taille de l'échantillon requise est donc de 20 transmetteurs. Si une inspection générale de niveau I ou III avait été utilisée, la taille de l'échantillon obtenue aurait été respectivement de 8 (lettre D) et 32 (lettre G).

Ainsi, une taille d'échantillon de 35 transmetteurs a été obtenue par la première méthode alors qu'une taille de 20 a été obtenue par la seconde. Un échantillon supérieur ou égal à 30 est habituellement considéré comme étant suffisant [74]. Afin de demeurer conservateur, la taille de l'échantillon considérée est de 35 transmetteurs.

2. Construction de l'échantillon

Pour constituer un échantillon de 35 transmetteurs, les 120 transmetteurs figurant dans le Tableau D.1 de l'annexe D et pour lesquels des entretiens d'étalonnage périodiques sont réalisées ont été numérotés de 1 à 120. Ensuite, 35 chiffres compris entre 1 et 120 ont été générés aléatoirement à l'aide de la fonction Excel suivante :

$$\text{ENT}(\text{ALEA}(\) * 120) + 1 \quad (\text{E.2})$$

Si deux chiffres étaient égaux, un autre chiffre a été généré aléatoirement. Le Tableau E.3 dresse la liste des 35 transmetteurs faisant partie de l'échantillon ainsi que le numéro de leur fiche d'étalonnage, leur périodicité et l'état de la centrale.

Tableau E.3
Échantillon de transmetteurs

Numéro d'équipement	Numéro de la fiche d'étalonnage	Période (semaines)	État de la centrale
63210LT13B	EI00914	104	Marche
63614PT1B	EI31512	156	Arrêt
63614PT1C	EI31513	156	Arrêt
63614PT2B	EI31515	156	Arrêt
63614PT2C	EI31516	156	Arrêt
63614PT4A	EI31519	156	Arrêt
63620LT13C	EI40386	156	Arrêt
63620LT15A	EI40386	156	Arrêt
63620LT16C	EI40386	156	Arrêt
63620LT1A	EI40385	156	Arrêt
63620LT2A	EI40385	156	Arrêt
63620LT3A	EI40385	156	Arrêt
63620LT3B	EI40385	156	Arrêt
63620LT4C	EI40385	156	Arrêt
64111PT157C	EI40311	260	Arrêt
68233PT1E	EI00456	156	Marche
68233PT1F	EI00487	156	Marche
68233PT2D	EI00508	156	Marche
68233PT2E	EI00457	156	Marche
68233PT3F	EI00489	156	Marche
68238LT2D	EI00506	156	Marche
68241PT1E	EI00464	156	Marche
68241PT3D	EI00438	156	Marche
68333PT1G	EI00338	156	Marche
68333PT2J	EI00343	156	Marche
68334PT1J	EI00352	156	Marche
68334PT2H	EI00349	156	Marche
68334PT3H	EI00350	156	Marche
68334PT4G	EI00347	156	Marche
68334PT4H	EI00351	156	Marche
68337LT1G	EI00359	156	Marche
68338LT1J	EI40291	156	Marche
68341PT1G	EI00368	156	Marche
68341PT1J	EI00376	156	Marche
68341PT3G	EI00370	156	Marche

3. Analyse des données d'étalonnage

Tous les rapports d'entretiens d'étalonnage réalisés entre le 1^{er} janvier 1998 et le 31 décembre 2009 ont été analysés. À la centrale de Gentilly-2, il est commun d'utiliser un intervalle de 10 ans. Toutefois, comme la périodicité de la majorité des entretiens d'étalonnage est de 156 semaines, un intervalle de 12 ans a été utilisé puisqu'il représente un multiple de la période des entretiens.

Pour analyser les données, les CTQT ont été recueillies. Ces conditions correspondent aux différents points qui sont mesurés avant l'étalonnage. On les appelle également « Sortie avant ajustement ». Chaque point de mesure est ensuite comparé à sa valeur théorique. Si tous les points de mesure sont à l'intérieur de la tolérance admissible, l'entretien d'étalonnage est considéré comme étant non requis. La tolérance admissible utilisée à Gentilly-2 est de $\pm 0,25\%$ de la plage d'étalonnage, ce qui correspond à l'exactitude des transmetteurs de la série 1152 de Rosemount [6]. La Figure E.1 présente un exemple de données d'étalonnage.

ENTRÉE	UNITÉ	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
	KPa	0	200	400	600	800	1000
SORTIE THÉORIQUE	mA	4,000	7,200	10,400	13,600	16,800	20,000
SORTIE AVANT AJUSTEMENT	mA	3,984	7,176	10,375	13,577	16,780	19,980
SORTIE APRÈS AJUSTEMENT	mA	4,000	7,198	10,396	13,599	16,800	19,997

Figure E.1 Exemple de données d'étalonnage

La tolérance admissible se calcule comme suit :

$$0,25\% * \text{plage d'étalonnage} = 0,25\% * (20\text{mA} - 4\text{mA}) = 0,25\% * 16\text{mA} = 0,04\text{mA} \quad (\text{E.3})$$

Le Tableau E.4 présente la différence entre la sortie avant ajustement et la sortie théorique.

Tableau E.4

Comparaison entre les sorties théorique et avant ajustement (exemple)

Sortie théorique	4,000	7,200	10,400	13,600	16,800	20,000
Sortie avant ajustement	3,984	7,176	10,375	13,577	16,780	19,980
Différence	0,016	0,024	0,025	0,023	0,020	0,020

Ainsi, comme tous les points de mesure sont à l'intérieur de la tolérance admissible ($|\text{Différence}| < 0,04 \text{ mA}$), cet entretien d'étalonnage est considéré comme étant non requis.

4. Résultats

Le Tableau E.5 présente les demandes de travail associées aux entretiens d'étalonnage qui ont été réalisés sur les transmetteurs de l'échantillon. Les entretiens présentés en vert correspondent aux étalonnages non requis alors que les entretiens présentés en rouge correspondent aux étalonnages requis. Les entretiens présentés en gris sont ceux pour lesquels des données d'étalonnage étaient manquantes de sorte qu'il était impossible de statuer sur leur utilité. Ils ont donc été exclus.

Ainsi, 123 rapports d'étalonnage ont été analysés. Sur ce nombre, 6 ont été exclus, 84 sont considérés comme étant non requis et 33 comme étant requis. Les entretiens jugés requis sont ceux pour lesquels les transmetteurs ont été trouvés à l'extérieur de la tolérance admissible et qu'un étalonnage était donc nécessaire. Le pourcentage d'entretiens d'étalonnage non requis est donc de 71,8% (84/117).

Ce résultat est significativement plus faible que ceux rapportés dans d'autres études réalisées sur la dérive des transmetteurs de l'industrie nucléaire [2, 9, 18, 36, 37]. En effet, ces études sous-entendent qu'entre 90 et 95% des étalonnages sont non requis. Les critères utilisés dans ces études ne sont toutefois pas expliqués. Pour cette raison, une comparaison quantitative des résultats est difficile.

Le résultat obtenu par la présente analyse est toutefois suffisamment élevé pour justifier l'utilisation d'un SSL dans une centrale CANDU 6 et d'ainsi pouvoir augmenter la période des entretiens d'étalonnage.

Tableau E.5
Résultats des entretiens d'étalonnage

Numéro d'équipement	Année de réalisation de l'entretien d'étalonnage											
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
63210LT13B		9953185		0153531		0353446			0600312			0717332
63614PT1B						0355295					0620634	
63614PT1C						0355296			0602692			0813608
63614PT2B		9953185		0153531		0355297				0705242	0620635	
63614PT2C						0355298			0602694			0813609
63614PT4A						0355300				0705244	0620637	
63620LT13C					0103096	0355412					0711787	
63620LT15A					0103100	0355422					0711791	
63620LT16C					0103105	0355430					0711796	
63620LT1A					0103082	0355407					0711773	
63620LT2A					0103085	0355413	0405470				0711776	
63620LT3A					0103088	0355419					0711779	
63620LT3B					0103089	0355420					0711780	
63620LT4C					0103093	0355427					0711784	
64111PT157C						0205283						
68233PT1E	9852442			0152901			0452519			0619874		
68233PT1F		9952527			0252782			0552742			0713932	
68233PT2D			0053077				0353017		0506750			
68233PT2E	9852447			0152906			0452524			0619878		
68233PT3F		9952536			0252791			0552749			0713939	
68238LT2D	9802184		0053069			0353009		0503200	0650765			
68241PT1E	9852475			0152934			0452552				0709383	
68241PT3D			0053050			0352989			0506740			
68333PT1G			0052819			0352751			0607403			

Numéro d'équipement	Année de réalisation de l'entretien d'étalonnage											
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
68333PT2J		9952375			0252636			0552591				0807207
68334PT1J		9952379			0252640			0552595				0807211
68334PT2H	9852267			0152728		0452355					0613511	
68334PT3H	9852271			0152732			0452359				0613515	
68334PT4G			0052841			0352773			0607424			
68334PT4H	9852275			0152736			0452363				0613519	
68337LT1G			0052851			0352783			0607434			
68338LT1J		9952406			0252667		0400444	0552628				0808484
68341PT1G			0052869			0352801			0607452			0910394
68341PT1J		9952419			0252680 0205403			0552641				0808451
68341PT3G			0052881			0352813			0607464			0910406

ANNEXE F : ÉVALUATION DU COÛT MOYEN D'UN ENTRETIEN D'ÉTALONNAGE

Cette annexe présente la démarche utilisée pour évaluer le coût moyen d'un entretien d'étalonnage dans une centrale CANDU 6. Le Tableau F.1 résume les résultats de cette évaluation.

Tableau F.1
Coût moyen d'un entretien d'étalonnage

Description	Ressource	Taux	Coût	Commentaires
Préparation du travail	2 heures	45\$/heure	90 \$	
Autorisation du travail	1 heure	45\$/heure	45 \$	
Installation/retrait d'une gaine de ventilation	4 heures	45\$/heure	180 \$	
Désinstallation/Installation	4 heures	45\$/heure	180 \$	
Décontamination	2 heures	45\$/heure	90 \$	
Étalonnage	4 heures	45\$/heure	180 \$	
Fermeture du dossier	2,5 heures	45\$/heure	113 \$	
Matériel	N/A	N/A	10 \$	
Coût reliée aux doses	4 mrem	10000\$/rem	40 \$	Dose totale prise par tous les intervenants impliqués.
Risque d'endommagement			Négligeable	Ce risque est considéré comme étant inférieur à 0,001 (1 sur 1000).
TOTAL			928 \$	

1. Coûts directs

Les coûts directs sont liés au temps requis pour exécuter un entretien d'étalonnage, de la préparation du travail à la fermeture du dossier. Un taux horaire moyen de 45\$/heure a été considéré pour cette évaluation. Le matériel requis fait également partie des coûts directs.

Préparation du travail

Pour préparer un entretien d'étalonnage, les intervenants suivants sont requis. Le nombre d'heures approximatif est également indiqué.

- Technicien en instrumentation : 1 heure
- Technicien de support à la maintenance : 0,5 heure

- Conseiller en radioprotection : 0,5 heure

Le temps requis total est donc de 2 heures.

Autorisation du travail

Ce coût est relié au temps requis pour obtenir les autorisations nécessaires pour réaliser un entretien d'étalonnage. Il correspond à 0,5 heure pour un technicien en instrumentation et à 0,5 heure pour un vérificateur en radioprotection.

Installation/retrait d'une gaine de ventilation

Pour les transmetteurs utilisés sur les systèmes contenant de l'eau lourde tritiée², deux vérificateurs en radioprotection doivent installer une gaine de ventilation avant le retrait du transmetteur. Cette gaine doit également être retirée lorsque le transmetteur étalonné est réinstallé. Cette gaine est utilisée pour aspirer d'éventuelles vapeurs d'eau tritiée afin de minimiser les risques radiologiques. Ce travail correspond à 4 heures par vérificateur.

Sur les 152 transmetteurs qui pourraient éventuellement être suivis par un SSL, 77 nécessitent une gaine alors que 75 n'en ont pas besoin car ils sont utilisés sur des systèmes contenant de l'eau légère. Comme le temps requis pour l'installation et le retrait d'une gaine ne doit pas être considéré pour près de la moitié des transmetteurs, un temps moyen de 4 heures a été considéré dans l'évaluation.

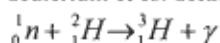
Désinstallation/Installation

Pour désinstaller et réinstaller un transmetteur, deux techniciens en instrumentation sont requis pendant environ 2 heures (1 heure pour désinstaller et 1 heure pour réinstaller).

Décontamination

Pour décontaminer un transmetteur, un décontamineur est requis pendant 2 heures.

² Signifie que du tritium, qui est un isotope radioactif de l'hydrogène, est présent. La création de tritium est la réaction la plus connue d'une centrale CANDU. Elle consiste en l'absorption d'un neutron par le deutérium et est définie par l'équation suivante :



Étalonnage

Pour étalonner un transmetteur, deux techniciens en instrumentation sont requis pendant environ 2 heures.

Fermeture du dossier

La fermeture du dossier comprend la complétion des documents relatifs à l'autorisation de travail et à la demande de travail. Pour ce faire, les intervenants suivants sont requis. Le nombre d'heures approximatif est également indiqué.

- Technicien en instrumentation : 1 heure
- Vérificateur en radioprotection : 1 heure
- Décontamineur : 0,5 heure

Le temps requis total est donc de 2,5 heures.

Matériel

Le matériel requis comprend les joints d'étanchéité, la graisse, etc. Il est évalué à 10\$.

2. Coûts reliés aux doses

Pour évaluer ces coûts, une estimation des doses reçues par les différents intervenants impliqués lors de l'installation et le retrait de la gaine de ventilation et lors de la désinstallation et l'installation du transmetteur a d'abord été réalisée. Cette évaluation tient compte de l'ambiance radiologique de la salle dans laquelle se trouve le transmetteur, du temps pendant lequel les travailleurs sont exposés à cette ambiance et du système sur lequel est installé le transmetteur. Pour les transmetteurs installés sur des systèmes contenant de l'eau légère, aucune dose n'a été attribuée pour l'installation et le retrait de la gaine de ventilation. Le Tableau F.2 présente les doses reçues pour chaque transmetteur.

Tableau F.2
Évaluation de la dose reçue lors d'un entretien d'étalonnage

Numéro d'équipement	Localisation	Dose reçue par les techniciens en instrumentation (mrem)	Dose reçue par les vérificateurs en radioprotection (mrem)	TOTAL (mrem)
63210LT13A	R011	2	4	6
63210LT13B	R011	2	4	6
63210LT13C	R011	2	4	6
63332LT13A	R007	2	2	4
63332LT13B	R007	2	2	4
63332LT13C	R007	2	2	4
63332PT29A	R007	2	2	4
63332PT29B	R007	2	2	4
63332PT29C	R007	2	2	4
63332PT31A	R007	2	2	4
63332PT31B	R007	2	2	4
63332PT31C	R007	2	2	4
63332PT32A	R007	2	2	4
63332PT32B	R007	2	2	4
63332PT32C	R007	2	2	4
63332PT33A	R007	2	2	4
63332PT33B	R007	2	2	4
63332PT33C	R007	2	2	4
63332PT34A	R007	2	2	4
63332PT34B	R007	2	2	4
63332PT34C	R007	2	2	4
63332PT35	R007	2	2	4
63332PT36	R007	2	2	4
63332PT37	R007	2	2	4
63332PT38	R007	2	2	4
63332PT49A	R007	2	2	4
63332PT49B	R007	2	2	4
63332PT49C	R007	2	2	4
63332PT50A	R007	2	2	4
63332PT50B	R007	2	2	4
63332PT50C	R007	2	2	4
63332PT9	R007	2	2	4
63333LT14A	R402	2	2	4
63333LT14B	R401	2	2	4
63333LT14C	R402	2	2	4
63480PT62A	R501	10	10	20
63480PT62B	R501	10	10	20
63480PT62C	R501	10	10	20
63480PT69A	R401	20	10	30
63480PT69B	R401	20	10	30
63480PT69C	R401	20	10	30
63614PT1A	R008	2	0	2

Numéro d'équipement	Localisation	Dose reçue par les techniciens en instrumentation (mrem)	Dose reçue par les vérificateurs en radioprotection (mrem)	TOTAL (mrem)
63614PT1B	R008	2	0	2
63614PT1C	R008	2	0	2
63614PT2A	R008	2	0	2
63614PT2B	R008	2	0	2
63614PT2C	R008	2	0	2
63614PT3A	R008	2	0	2
63614PT3B	R008	2	0	2
63614PT3C	R008	2	0	2
63614PT4A	R008	2	0	2
63614PT4B	R008	2	0	2
63614PT4C	R008	2	0	2
63620LT13A	R008	2	0	2
63620LT13B	R008	2	0	2
63620LT13C	R008	2	0	2
63620LT14A	R008	2	0	2
63620LT14B	R008	2	0	2
63620LT14C	R008	2	0	2
63620LT15A	R008	2	0	2
63620LT15B	R008	2	0	2
63620LT15C	R008	2	0	2
63620LT16A	R008	2	0	2
63620LT16B	R008	2	0	2
63620LT16C	R008	2	0	2
63620LT1A	R008	2	0	2
63620LT1B	R008	2	0	2
63620LT1C	R008	2	0	2
63620LT2A	R008	2	0	2
63620LT2B	R008	2	0	2
63620LT2C	R008	2	0	2
63620LT3A	R008	2	0	2
63620LT3B	R008	2	0	2
63620LT3C	R008	2	0	2
63620LT4A	R008	2	0	2
63620LT4B	R008	2	0	2
63620LT4C	R008	2	0	2
64111PT157A	T207	0	0	0
64111PT157C	T207	0	0	0
64111PT48B	T207	0	0	0
68233PT1D	R008	2	4	6
68233PT1E	R008	2	4	6
68233PT1F	R008	2	4	6
68233PT2D	R008	2	4	6
68233PT2E	R008	2	4	6
68233PT2F	R008	2	4	6
68233PT3D	R008	2	4	6

Numéro d'équipement	Localisation	Dose reçue par les techniciens en instrumentation (mrem)	Dose reçue par les vérificateurs en radioprotection (mrem)	TOTAL (mrem)
68233PT3E	R008	2	4	6
68233PT3F	R008	2	4	6
68233PT4D	R008	2	4	6
68233PT4E	R008	2	4	6
68233PT4F	R008	2	4	6
68237LT1D	R008	2	4	6
68237LT1E	R008	2	4	6
68237LT1F	R008	2	4	6
68238LT1D	R008	2	0	2
68238LT1E	R008	2	0	2
68238LT1F	R008	2	0	2
68238LT2D	R008	2	0	2
68238LT2E	R008	2	0	2
68238LT2F	R008	2	0	2
68241PT1D	R008	2	0	2
68241PT1E	R008	2	0	2
68241PT1F	R008	2	0	2
68241PT2D	R008	2	0	2
68241PT2E	R008	2	0	2
68241PT2F	R008	2	0	2
68241PT3D	R008	2	0	2
68241PT3E	R008	2	0	2
68241PT3F	R008	2	0	2
68241PT4D	R008	2	0	2
68241PT4E	R008	2	0	2
68241PT4F	R008	2	0	2
68333PT1G	R113	2	2	4
68333PT1H	R113	2	2	4
68333PT1J	R113	2	2	4
68333PT2G	R113	2	2	4
68333PT2H	R113	2	2	4
68333PT2J	R113	2	2	4
68334PT1G	R113	2	2	4
68334PT1H	R113	2	2	4
68334PT1J	R113	2	2	4
68334PT2G	R113	2	2	4
68334PT2H	R113	2	2	4
68334PT2J	R113	2	2	4
68334PT3G	R113	2	2	4
68334PT3H	R113	2	2	4
68334PT3J	R113	2	2	4
68334PT4G	R113	2	2	4
68334PT4H	R113	2	2	4
68334PT4J	R113	2	2	4
68337LT1G	R113	2	2	4

Numéro d'équipement	Localisation	Dose reçue par les techniciens en instrumentation (mrem)	Dose reçue par les vérificateurs en radioprotection (mrem)	TOTAL (mrem)
68337LT1H	R113	2	2	4
68337LT1J	R113	2	2	4
68338LT1G	R113	2	0	2
68338LT1H	R113	2	0	2
68338LT1J	R113	2	0	2
68338LT2G	R113	2	0	2
68338LT2H	R113	2	0	2
68338LT2J	R113	2	0	2
68341PT1G	S010	0	0	0
68341PT1H	S010	0	0	0
68341PT1J	S010	0	0	0
68341PT2G	S010	0	0	0
68341PT2H	S010	0	0	0
68341PT2J	S010	0	0	0
68341PT3G	S010	0	0	0
68341PT3H	S010	0	0	0
68341PT3J	S010	0	0	0
68341PT4G	S010	0	0	0
68341PT4H	S010	0	0	0
68341PT4J	S010	0	0	0
MOYENNE				4

La dose totale par entretien d'étalonnage varie de 0 mrem à 30 mrem. La moyenne est de 4 mrem.

Il est ensuite nécessaire d'estimer le coût par personne-rem, lequel est dépendant du matériel requis en radioprotection, du personnel dédié à la radioprotection, etc. À la centrale nucléaire de Gentilly-2, ce coût n'a pas été spécifiquement évalué. Toutefois, en se basant sur différentes études réalisées dans l'industrie nucléaire, il est possible de l'estimer. Le Tableau F.3 présente les résultats de ces études.

Pour la présente évaluation, un coût de 10000\$/personne-rem est considéré. Ce coût est conservateur et conforme à la majorité des évaluations réalisées dans d'autres centrales nucléaires. Comme une dose d'environ 4 mrem est reçue en moyenne lors d'un entretien d'étalonnage, un coût de 40\$ par entretien est considéré. Ce coût est significativement inférieur à celui considéré par la centrale Sizewell B [3]. Les critères utilisés dans cette étude ne sont toutefois pas explicités et une comparaison est donc difficile.

Tableau F.3
Évaluation des coûts reliés aux doses

Référence	Coût	Remarques
[18]	8000\$/personne-rem 80\$/entretien d'étalonnage	10 mrem/entretien d'étalonnage
[77]	10000\$/personne-rem	
[78]	14473\$/personne-rem	NATC-ISOE : North American Technical Center – Information System on Occupational Exposure Ce coût représente la moyenne obtenue de l'évaluation réalisée par 70 centrales américaines. Les estimations varient de 5 000\$ à 40 000\$. La valeur médiane est de 12 500\$. Seulement 5 centrales ont estimé un coût inférieur à 10 000\$.
[3]	1 000\$/entretien d'étalonnage	Ce coût a été évalué par la centrale nucléaire Sizewell B (Royaume-Uni).

3. Risque d'endommagement

Cette catégorie est liée au coût potentiel occasionné par une mauvaise manipulation lors d'un entretien d'étalonnage. En effet, ce type d'intervention représente un risque car les opérations d'étalonnage reposent sur des techniques intrusives qui peuvent contribuer à la dégradation de la performance des équipements. Selon une étude réalisée par le NRC, qui se base sur les données historiques d'une centaine de centrales américaines pendant une période de 12 ans (1980-1992) [63], les erreurs humaines sont la cause la plus fréquente de la défaillance d'une boucle d'instrumentation. La Figure F.1 présente les résultats de cette étude.

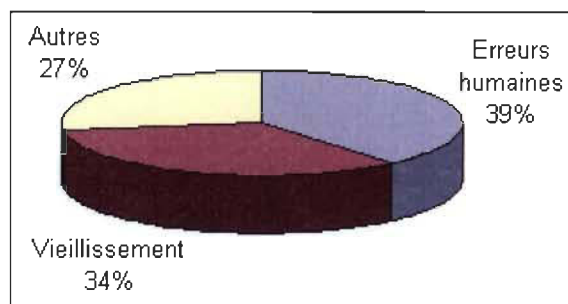


Figure F.1 Causes des défaillances des boucles d'instrumentation

Ces défaillances peuvent engendrer des réparations, des remplacements d'équipements ou ultimement, un arrêt non planifié de la centrale. Il est à noter qu'un transmetteur qualifié nucléaire coûte en moyenne 10 000-15 000\$.

Le coût attribuable au risque d'endommagement est quant à lui difficilement quantifiable et, selon des techniciens en instrumentation de la centrale nucléaire de Gentilly-2, les risques d'un bris occasionné par un entretien d'étalonnage sont inférieurs à 0,001 (1 sur 1000). Pour ces raisons, ce coût a été considéré comme étant négligeable.

4. Comparaison

À titre de comparaison, le coût d'un étalonnage a été évalué dans différentes études. Le tableau F.4 présente les résultats de ces évaluations.

Tableau F.4
Évaluation du coût d'un entretien d'étalonnage

Référence	Coût évalué
Gentilly-2	928 \$
[18]	910 \$ pour un transmetteur relié à la sûreté 980 \$ pour un transmetteur non relié à la sûreté
[9]	900 \$ - 2000 \$
[3]	3000 \$ (n'inclut pas les coûts reliés aux doses) Ce coût a été évalué par la centrale nucléaire Sizewell B (Royaume-Uni).

Le coût de 928 \$ évalué pour la centrale de Gentilly-2 est du même ordre de grandeur que les autres études à l'exception de celui évalué par la centrale nucléaire Sizewell B

[3]. Les critères utilisés dans l'évaluation réalisée par la centrale Sizewell B ne sont toutefois pas détaillés et une comparaison est donc difficile.

ANNEXE G : AUGMENTATION DE LA PÉRIODICITÉ DES ENTRETIENS D'ÉTALONNAGE

L'utilisation d'un SSL permettrait d'augmenter la périodicité des entretiens d'étalonnage et d'ainsi alléger le programme de maintenance. Cette annexe présente la méthodologie permettant d'évaluer d'une part, cette augmentation de périodicité et, d'autre part, le nombre d'entretiens d'étalonnage qui pourrait être retiré du programme de maintenance.

Pour évaluer l'augmentation de périodicité, il faut considérer la possibilité d'un mode commun de défaillance d'un groupe de transmetteurs redondants. Pour contrer ce problème, une des solutions consiste à étalonner au moins un transmetteur de chacun des groupes redondants au moins une fois à chaque cycle de maintenance. De plus, cet étalonnage doit être réalisé à tour de rôle, de sorte que chaque transmetteur du groupe redondant soit étalonné périodiquement, et ce, même si la surveillance en ligne n'a pas décelé de problème. Par exemple, si un groupe compte trois transmetteurs et que ceux-ci étaient originalement étalonnés à tous les trois ans, l'utilisation de la surveillance en ligne permettra d'augmenter la période d'étalonnage à neuf ans. À tous les trois ans, un de ces transmetteurs devra néanmoins être étalonné.

À l'annexe C, le niveau de redondance des transmetteurs a été évalué. Cette redondance se base sur la variable mesurée par les transmetteurs. Ainsi, si six transmetteurs mesurent le même paramètre du procédé, ils ont été considérés comme étant redondants. Afin que ce niveau de redondance soit plus conservateur, le système sur lequel est utilisé le transmetteur doit également être considéré. Par exemple, si six transmetteurs mesurent le même paramètre du procédé, mais que trois de ces transmetteurs sont utilisés sur un système A et que les trois autres sont utilisés sur un système B, un niveau de redondance de trois sera considéré. Ce type de configuration est surtout présent sur les SAU#1 et SAU#2 qui sont des systèmes redondants et qui utilisent des paramètres de déclenchement similaires.

Après avoir évalué le niveau de redondance, la période actuelle de l'entretien d'étalonnage a été multipliée par ce niveau de redondance afin d'obtenir la nouvelle période. De plus, la moyenne annuelle d'entretiens d'étalonnage a été calculée. Le Tableau G.1 décrit les résultats obtenus.

Ainsi, environ 50 entretiens d'étalonnage par années sont actuellement réalisés sur ces transmetteurs. L'utilisation d'un SSL permettrait de diminuer ce nombre à environ 16 entretiens, ce qui représente 34 entretiens d'étalonnage par année qui pourraient être retirés.

Tableau G.1
Augmentation de la périodicité des entretiens d'étalonnage

Numéro d'équipement	Niveau de redondance du système	Système	Sans un SSL		Avec un SSL		État de la centrale	Notes
			Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année	Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année		
63210LT13A	3	Circuit principal du modérateur	104	0,50	312	0,17	Marche	
63210LT13B		Circuit principal du modérateur	104	0,50	312	0,17	Marche	
63210LT13C		Circuit principal du modérateur	104	0,50	312	0,17	Marche	
63332PT33A	4	Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT33B		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT33C		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT37		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	Note 1
63332PT50A	3	Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63332PT50B		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63332PT50C		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63332PT31A	4	Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT31B		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT31C		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT35		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	Note 2
63332PT49A	3	Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63332PT49B		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63332PT49C		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63332PT32A	4	Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT32B		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT32C		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	

Numéro d'équipement	Niveau de redondance du système	Système	Sans un SSL		Avec un SSL		État de la centrale	Notes
			Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année	Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année		
63332PT36		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT34A	4	Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT34B		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT34C		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT38		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332LT13A	3	Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63332LT13B		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63332LT13C		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63332PT29A	4	Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT29B		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT29C		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63332PT9		Système de contrôle de la pression caloporteur	156	0,33	624	0,08	Arrêt	
63333LT14A	3	Circuit de stock., trans. et de récup. caloporteur	156	0,33	468	0,11	Marche	
63333LT14B		Circuit de stock., trans. et de récup. caloporteur	156	0,33	468	0,11	Marche	
63333LT14C		Circuit de stock., trans. et de récup. caloporteur	156	0,33	468	0,11	Marche	
63480PT69A	3	Réglage zonal par barres liquides (BL)	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63480PT69B		Réglage zonal par barres liquides (BL)	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63480PT69C		Réglage zonal par barres liquides (BL)	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63480PT62A	3	Réglage zonal par barres liquides (BL)	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63480PT62B		Réglage zonal par barres liquides (BL)	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63480PT62C		Réglage zonal par barres liquides (BL)	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT16A	3	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT16B		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	

Numéro d'équipement	Niveau de redondance du système	Système	Sans un SSL		Avec un SSL		État de la centrale	Notes
			Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année	Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année		
63620LT16C		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT14A	3	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT14B		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT14C		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT13A	3	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT13B		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT13C		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT15A	3	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT15B		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT15C		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT1A	3	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT1B		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT1C		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT2A	3	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT2B		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT2C		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT3A	3	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT3B		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT3C		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT4A	3	Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT4B		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63620LT4C		Système de contrôle du niveau dans gén. de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT1A	3	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	

Numéro d'équipement	Niveau de redondance du système	Système	Sans un SSL		Avec un SSL		État de la centrale	Notes
			Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année	Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année		
63614PT1B		Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT1C		Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT2A	3	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT2B		Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT2C		Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT3A	3	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT3B		Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT3C		Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT4A	3	Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT4B		Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
63614PT4C		Détente de la vapeur des générateurs de vapeur	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
64111PT157A	3	Turbine	260	0,20	468	0,11	Arrêt	Note 3
64111PT157C		Turbine	260	0,20	468	0,11	Arrêt	Note 3
64111PT48B		Turbine	156	0,33	468	0,11	Arrêt	
68233PT1D	3	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT1E		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT1F		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68333PT1G	3	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68333PT1H		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68333PT1J		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT2D	3	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT2E		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT2F		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	

Numéro d'équipement	Niveau de redondance du système	Système	Sans un SSL		Avec un SSL		État de la centrale	Notes
			Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année	Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année		
68233PT3D	3	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT3E		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT3F		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68333PT2G	3	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68333PT2H		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68333PT2J		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT4D	3	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT4E		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68233PT4F		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68237LT1D	3	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68237LT1E		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68237LT1F		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68337LT1G	3	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68337LT1H		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68337LT1J		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68238LT1D	3	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68238LT1E		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68238LT1F		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68238LT2D	3	Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68238LT2E		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68238LT2F		Systèmes de déclenchement du circ. d'arrêt d'urg. #1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68338LT1G	3	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68338LT1H		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	

Numéro d'équipement	Niveau de redondance du système	Système	Sans un SSL		Avec un SSL		État de la centrale	Notes
			Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année	Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année		
68338LT1J	3	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68338LT2G		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68338LT2H		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68338LT2J		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT1D	3	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT1E		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT1F		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT1G	3	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT1H		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT1J		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT2D	3	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT2E		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT2F		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT2G	3	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT2H		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT2J		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT3D	3	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT3E		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT3F		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT3G	3	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT3H		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT3J		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT4D	3	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	

Numéro d'équipement	Niveau de redondance du système	Système	Sans un SSL		Avec un SSL		État de la centrale	Notes
			Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année	Période (semaines)	Nombre d'entretiens par année		
68241PT4E		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68241PT4F		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 1	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT4G	3	Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT4H		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68341PT4J		Système de déclenchement du circuit d'arrêt d'urgence no. 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT1G	3	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT1H		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT1J		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT2G	3	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT2H		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT2J		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT3G	3	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT3H		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT3J		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT4G	3	Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT4H		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
68334PT4J		Systèmes de déclenchement du circuit d'arrêt d'urg. # 2	156	0,33	468	0,11	Marche	
TOTAL			50,90		16,50			

Note 1 : Ce transmetteur aurait aussi pu faire partie du groupe de transmetteurs 63332PT50A, B, C.

Note 2 : Ce transmetteur aurait aussi pu faire partie du groupe de transmetteurs 63332PT49A, B, C.

Note 3 : La période avec SSL a été ajustée pour coïncider avec celle des transmetteurs redondants du même groupe.