

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane MIRA- Bejaia



Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique



Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme MASTER en Electronique

Option : Automatique

Thème

Etude et modification du système de contrôle
de l'unité de comptage des hydrocarbures du
terminal marin de Bejaia (SONATRACH)

Présenté par :

Mr. ABDERRAHMANE Yacine

Mr. TIGHILT Malek

Encadré par :

Mr. ALKAMA R.

Promotion 2014

Remerciements

Tout travail de recherche n'est jamais totalement l'œuvre d'une seule personne, à cet effet, nous tenons à exprimer notre sincère reconnaissance et nos vifs remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Nous remercions Dieu tout puissant de nous avoir accordé santé et courage pour pouvoir accomplir ce travail.

Merci à :

Mr ALKAMA, qui a cru en nous et a su nous guider et nous faire progresser tout au long de ce travail de recherche, nous ne pouvons que louer ses qualités humaines.

Toutes les personnes de l'entreprise SONATRACH qui ont accepté de répondre à nos questions avec gentillesse et particulièrement Mr N.OUARI et Mr A.KHIRDDINE qui nous ont beaucoup aidés à la réalisation de ce travail.

Nos remerciements vont également aux membres du jury pour avoir accepté d'évaluer notre travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

À mes très chers parents ;

À mes frères et sœurs;

À toute ma famille ;

À tous mes amis ;

Ainsi qu'à mon camarade Malek.

Yacine.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents, à mon frère et ma sœur et à toute ma famille, sans oublier tous mes amis et mon camarade Yacine.

Malek.

Table des matières

Remerciement	i
Dédicace	ii
Table des matières	iv
Liste des abréviations	vii
Liste des unités	viii
Liste des figures	ix
Introduction générale	1
Préambule : Présentation de l'organisme d'accueil	3

Chapitre 1 : Automate Programmable Industriel

1. Définitions	9
2. Matériel	9
3. Architecture d'un API	10
3.1. Descriptif externe	10
3.2. Descriptif interne	11
4. Principe et fonctionnement de l'automate programmable	15
5. Programmation des API	16
5.1. Unité de programmation	17
5.2. Langages de programmation pour API	17
5.3. Outils et environnement de développement pour la programmation des API	18
6. Conclusion	19

Chapitre 2 : Capteurs et Actionneurs

1. Capteurs (dispositifs d'entrées)	20
1.1. Capteurs et transmetteurs	20
1.2. Caractéristiques métrologiques	21
1.3. Capteur intelligent	23
1.4. Signaux de sortie des transmetteurs électriques	24
1.5. Grandeur à contrôler	25
2. Actionneurs (dispositifs de sorties)	33
2.1. Définition	33
2.2. Différents types d'actionneurs	33
2.3. Servomoteurs	33
2.4. Vanne de régulation	34
3. Conclusion	36

Chapitre 3 : Description des équipements de l'installation Sea-line

1. Equipement on shore	37
1.1. Parcs de stockage	37
1.2. Station de pompage	38
1.3. Unités de comptage	39
1.4. Unité d'étalonnage	40
1.5. Station d'échantillonnage	40
2. Lignes d'exploitation	40
2.1. Description générale	40
2.2. Vannes d'isolement	41
3. Équipement of shore	41
3.1. Description générale	41
3.2. PLEM	41
3.3. Bouée CALM	42

4. Système de contrôle du procédé	44
5. Système de contrôle de comptage Sybervisor	44
6. Ordinateur de débit Sybertrol	45
7. Conclusion	46

Chapitre 4 : Comptage des hydrocarbures liquides de l'installation Sea-line Bejaia

1. Méthodes de comptage des hydrocarbures	47
1.1. Le comptage statique	47
1.2. Comptage dynamique	48
2. Organisation et structure du comptage	48
3. Unité de comptage	49
3.1. Description et fonctionnement des équipements de l'unité de comptage	49
3.2. Exploitation du skid de comptage	53
4. Conclusion	54

Chapitre 5 : Automatisation avec SIMATIC S7

1. Problématique	55
2. Introduction	55
3. Choix de la technologie à utiliser	56
4. Présentation du logiciel STEP 7	56
5. Création d'un projet d'automatisation	57
5.1. Configuration matérielle	58
5.2. Programmation avec le STEP 7	61
5.3. Description fonctionnelle	63
5.4. Simulation sous S7-PLCSIM	68
6. Conclusion	68

Conclusion générale	69
----------------------------	----

Bibliographie

Annexe

Liste des abréviations

A	Analyse
API	Automate programmable industriel
BT	Basse tension
CAN	Convertisseur analogique/numérique
CALM	Amarrage à chaîne caténaire
CNA	Convertisseur numérique/analogique
CPU	Unité centrale du processeur
DBB	Vanne à double étanchéité
EPROM	Mémoire morte reprogrammable
ESD	Arrêt d'urgence
ESDV	Vanne d'arrêt d'urgence
F	Débit
FCV	Vanne de contrôle de débit
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz du pétrole liquéfié
HMI	Interface homme-machine
HPU	Unité de puissance hydraulique
MOV	Vanne motorisée
P	Pression
PCS	Système de contrôle du procédé
PLC	Automate programmable
PLEM	Collecteur d'extrémité de canalisation
PSV	Soupape de Sûreté
RAM	Mémoire vive
ROM	Mémoire morte
RTC	Région transport centre
RTD	Résistance thermoélectrique
T	Température
TMB	Terminal marin de Bejaia
TOR	Tout ou rien
TRC	Transport par canalisation
UAL	Unité arithmétique et logique
USA	Les états unis d'Amérique

Liste des unités

pH	Potentiel hydrogène (activité chimique des ions hydrogènes «H+»)
A	Ampère (intensité de courant)
mA	milli Ampère (intensité de courant)
kg/h	kilo gramme par heure (débit massique)
m³/s	mètre cube par seconde (débit volumique)
m³/h	mètre cube par heure (débit volumique)
MHz	méga Hertz (fréquence)
"	pouce (longueur)
m	mètre (longueur)
atm	atmosphère (pression)
bar	cent kilo Pascal (pression)
kpa	kilo Pascal (pression)
psi	livre par pouce carré (pression)
kW	kilo Watt (puissance)
MW	méga Watt (puissance)
Ω	ohm (résistance)
°C	degré Celsius (température relative)
K	Kelvin (température absolue)
V	Volt (tension)
kV	kilo Volt (tension)
mm/s	milli mètre par seconde (vitesse)
ms/mots	milli seconde par mots (vitesse d'exécution du processeur)
m³	mètre cube (volume)

Table des figures

Figure P-1 : Organigramme de la RTC.	4
Figure P-2 : L'acheminement de la ligne OB1.	6
Figure 1-1 : Exemple d'API compact et modulaire.	11
Figure 1-2 : Diagramme d'un API.	15
Figure 1-3 : Traitement cyclique d'un API.	16
Figure 2-1 : schéma fonctionnel d'un transmetteur intelligent.	23
Figure 2-2 : Présentation du signal HART superposé à 4-20 mA.	25
Figure 2-3 : Canne pyrométrique.	28
Figure 2-4 : Capteur à membranes pour transmetteur électronique.	30
Figure 2-5 : Diagramme de composition d'un débitmètre à turbine.	32
Figure 2-6 : Production du Signal de Réductance.	32
Figure 2-7 : Forme d'un servomoteur électrique.	34
Figure 2-8 : Soupape de Régulation de Débit.	35
Figure 3-1 : Diagramme d'une pompe centrifuge verticale à quatre étages.	38
Figure 3-2 : Diagramme de l'unité de comptage et de l'étalon.	39
Figure 3-3 : Diagramme du PLEM.	41
Figure 3-4 : Diagramme de la bouée.	43
Figure 3-5 : L'aspect externe du calculateur Sybertrol.	45
Figure 3-6 : Câblage des ordinateurs de débit.	46
Figure 4-1 : Ligne de comptage.	50
Figure 4-2 : Vue extérieure d'un filtre à tamis.	51
Figure 4-3 : Conditionneur de débit.	52
Figure 5-1 : L'interaction entre les différents éléments d'une solution d'automatisation.	56
Figure 5-2 : SIMATIC Manager.	57
Figure 5-3 : Choix de station.	57
Figure 5-4 : Transposition d'une configuration réelle.	58
Figure 5-5 : RACK.	59
Figure 5-6 : Choix de modules.	60
Figure 5-7 : Configuration matérielle.	61
Figure 5-8 : Table des mnémoniques.	62
Figure 5-9 : Disposition des blocs.	66
Figure 5-10 : Exemple de programmation d'une fonction (FC6) en List.	67
Figure 5-11 : Simulation des paramètres du programme sous S7-PLCSIM.	68

Introduction générale

Aujourd'hui, au siècle où le monde fonctionne grâce aux ressources énergétiques, le marché international se retrouve du jour au lendemain assailli de besoins de plus en plus difficiles à satisfaire. A défaut d'une autre énergie alternative, les hydrocarbures sont de loin la ressource énergétique la plus exploitée en raison de son abondance et de son faible coût de revient.

La scène énergétique mondiale a enregistré ces dernières années des bouleversements majeurs concernant l'envolée significative des prix des hydrocarbures qui ont induit des situations nouvelles pour tous les opérateurs du secteur ce qui a poussé la SONATRACH à adopter une politique plus offensive en augmentant significativement sa capacité à exporter les hydrocarbures.

Les hydrocarbures présentent de très loin, la principale source de revenus du pays. Ils ont toujours été le pilier principal de l'économie nationale depuis l'indépendance. A cet effet, l'Algérie a confié la mission d'exploitation de ses ressources énergétiques à la société nationale SONATRACH étant donné qu'elle demeure le principal acteur du secteur en adoptant une stratégie de modernisation, de diversification et de développement.

Dans le but de l'augmentation de la capacité d'exportation des hydrocarbures, le groupe SONATRACH a construit cinq postes de chargement en mer situés au niveau de trois zones séparées:

- Deux ouvrages situés à Arzew.
- Deux situés à Skikda.
- Un situé à Bejaia.

Concernant Bejaia, le Terminal Marin de Bejaia (BMT) utilise actuellement deux systèmes de chargement. Le nouveau poste construit (Sea-line) est utilisé pour les pétroliers ayant des capacités de chargement qui peuvent aller jusqu'à 320 000 Tonnes. Le port pétrolier est utilisé pour le chargement des tankers ayant des cargaisons qui ne dépasse pas les 80 000 Tonnes.

La mesure de volume des hydrocarbures est d'une importance primordiale au site de comptage. Le mode opératoire doit clarifier l'exactitude nécessaire pour la réalisation d'une mesure juste. Des mesures exactes exigent des appareils de mesure exacts et une manipulation correcte.

Dans notre présent travail, nous allons faire dans un premier temps l'étude d'une station de comptage plus communément appelé *Skid de comptage* qui se situe au niveau du nouveau post de chargement en mer Sea-line de Bejaia, dans un second temps nous proposerons des solutions pour résoudre les différentes difficultés rencontrées avec le système de contrôle actuel en référence aux équipements actuels de l'installation.

La problématique posée est la suivante: Est-ce que un Automate Programmable Industriel (API) est capable de prendre en charge le contrôle de l'unité de comptage et atteindre un meilleur niveau de performance que le système actuel.

Afin de répondre à la problématique posée, nous avons opté pour le plan de travail suivant :

- Le premier chapitre aborde la structure et le fonctionnement d'un Automate Programmable Industriel API.
- Le chapitre 02 décrit les équipements associés au système de contrôle (API).
- Le chapitre 03 est dédié au descriptif de l'installation du terminal marin de Bejaia ainsi qu'à son principe de fonctionnement.
- Le chapitre 04 est consacré au principe du *comptage dynamique* des hydrocarbures (rôle de l'unité de comptage) et à la description de l'unité de comptage technique et fonctionnel.
- Le dernier Chapitre est consacré à l'élaboration d'un système automatisé dédié au contrôle de l'unité de comptage remplaçant le système de contrôle actuel afin d'éliminer les différents problèmes liés à ce dernier.

1. SONATRACH en bref...

Après l'indépendance, l'Algérie a très tôt compris que l'accès à l'énergie est une voie essentielle menant au développement économique, social et politique. C'est dans cette perspective qu'au lendemain de son indépendance, l'Algérie a créé, le 31.12.1963, la «Société nationale de transport et de la commercialisation des hydrocarbures» qui a pris comme dénomination sociale SONATRACH.[1]

Adoptant une stratégie de diversification, elle se développe dans les activités de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

Poursuivant sa stratégie d'internationalisation, elle opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde : en Afrique (Mali, Niger, Libye, Égypte), en Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande-Bretagne), en Amérique Latine (Pérou) et aux USA. Avec un effectif total de 120 000 employés dans l'ensemble du Groupe et un chiffre d'affaires à l'exportation de près de 56,1 milliards de dollar américain réalisé en 2010, elle est classée 1^{ère} compagnie en Afrique et 12^e compagnie dans le monde. Elle est également 4^e exportatrice mondiale de GNL, 3^e exportatrice mondiale de GPL, et 5^e exportatrice de Gaz Naturel.[1]

2. Transport par canalisation (TRC) :

Les activités opérationnelles de la SONATRACH portent sur toute la chaîne des hydrocarbures, en commençant par la recherche et l'exploration, jusqu'à la transformation des hydrocarbures et leur commercialisation aux consommateurs finaux. Chacune de ces activités est placée sous l'autorité d'un vice-président.

L'Activité Transport par Canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, GPL et condensat) et dispose d'un réseau de canalisations de près de 16 200 km. Elle couvre les domaines opérationnels suivants :

- ✚ Stockage d'hydrocarbures liquides et gazeux en amont et en aval ;
- ✚ Transport par canalisation d'hydrocarbures liquides gazeux, depuis les lieux de la production primaires, à travers le réseau secondaire et principal ;
- ✚ Le chargement des navires pétroliers ;
- ✚ L'exploitation et la maintenance du système de transport par canalisation.

3. Présentation de la Région Transport centre (RTC):

La Région Transport centre est l'une des cinq régions opérationnelles, elle relève de la division exploitation de la branche transport par canalisation de la SONATRACH. Elle est chargée du transport, le stockage et la livraison des hydrocarbures.

3.1. Historique :

Pour assurer le transport du pétrole produit par les sociétés françaises (de l'époque), un premier oléoduc reliant les gisements du Sud algérien (principalement les champs de Hassi Massaoud) au port de Bejaia a vu le jour en 1959 dont la gestion était confiée à une société pétrolière de gérance (SOPEG). Après la nationalisation du secteur des hydrocarbures en 1971, d'autres pipe-lines ont été réalisés par SONATRACH, d'où la naissance des Directions régionales. La société pétrolière de gérance (SOPEG) est devenue (RTC).[1]

Ainsi, sept régions de l'activité Transport par Canalisation ont été créées, qui sont :

- ✚ Bejaia (RTC) ;
- ✚ Haoud El-Hamra (RTH) ;
- ✚ In aménas (RTI) ;
- ✚ Skikda (RTE) ;
- ✚ Arzew (RTO) ;
- ✚ GPDF (ouest) ;
- ✚ GEM (est).

3.2. Organigramme de la RTC :

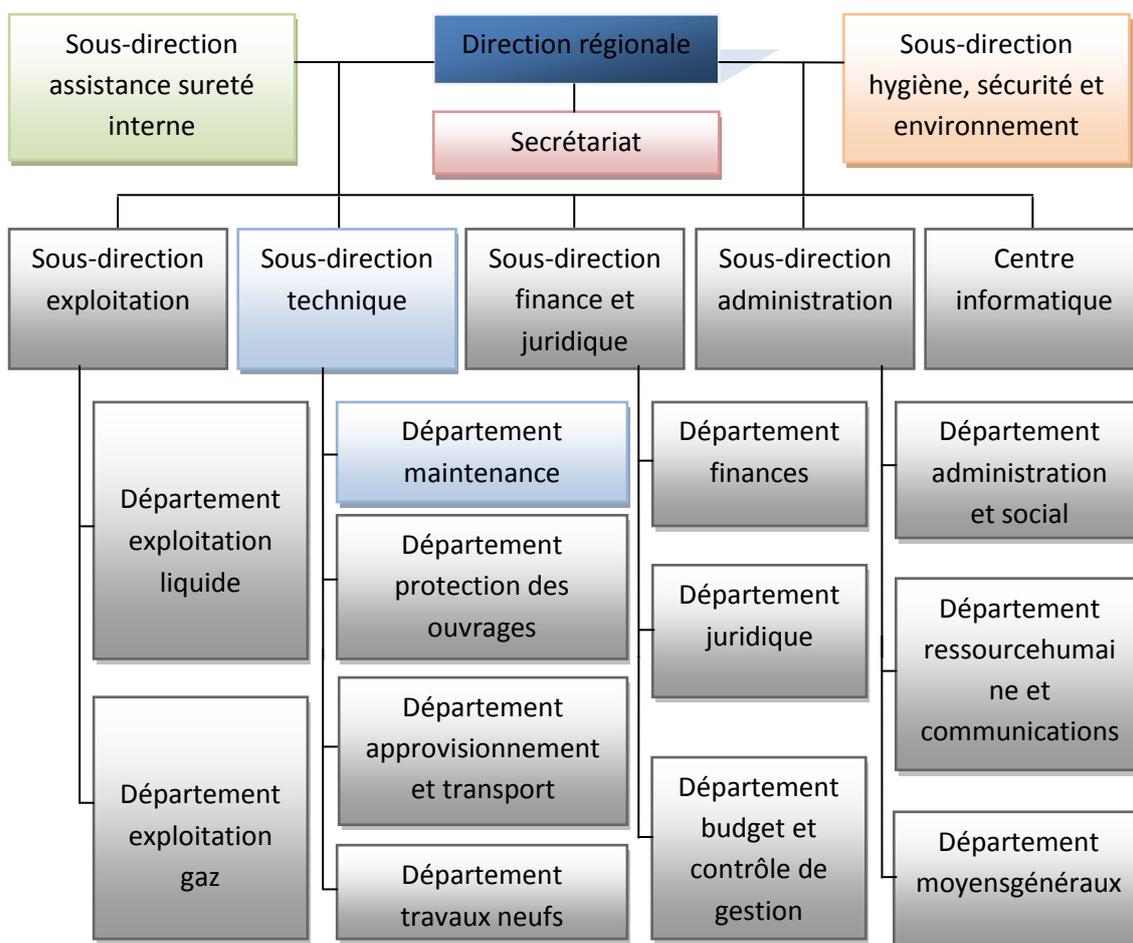


Figure P-1: Organigramme de la RTC.

3.3. Missions et activités de la RTC :

La RTC est chargée du transport, du stockage et de la livraison des hydrocarbures aux navires et à la raffinerie de Sidi-Arcine et de la sauvegarde de son patrimoine. Elle gère deux oléoducs et un gazoduc, à savoir :

➤ Oléoduc 'Haoud El-Hamra / Bejaia (OB1)' : Le premier pipe-line qu'a connu l'Algérie, réalisée en 1959 par 'SOPEG', d'une longueur de 668 km et d'un diamètre de 24" (pouces) avec une capacité de transport de 17 millions de tonnes par an de pétrole brut et condensât vers le terminal marin de Bejaia (TMB).

Pour assurer son exploitation, des stations de pompage intermédiaires ont été réalisées qui sont :

✚ SP1 bis : Station de Pompage N°1 à Djemaa (El Oued) ;

✚ SP2 : Station de Pompage N°2 à Biskra ;

✚ SP3 : Station de Pompage N°3 à M'sila ;

✚ SBM : Station de Pompage de Beni Mansour ;

Quatre stations auxiliaires satellitaires sont implantées entre chaque deux stations principales :

✚ SPA ;

✚ SPB ;

✚ SPC ;

✚ SPD.

➤ Oléoduc 'Beni Mansour / Alger (DOG1)' : D'une longueur de 130 km et d'un diamètre de 16", il a été réalisé en 1970 à partir de la station de Beni Mansour. Il sert à alimenter la raffinerie d'Alger, située à Sidi-Arcine (Beraki), en pétrole brut.

➤ Gazoduc 'HassiR'mel / Bordj Ménaiel (GG1)' : D'une longueur de 437 km et d'un diamètre de 42", il alimente, depuis 1981 toutes les villes et pôles industriels du centre du pays avec une quantité de 7 milliards mètre cube par an. Le gazoduc prend sa source à partir du champ de HassiR'Mel pour aboutir au Terminal de Bordj Ménaiel.

Pour maintenir ces ouvrages en bon état de fonctionnement, RTC assure les opérations de :

➤ Maintenance et de la protection des installations ;

➤ Conception et de la réalisation de nouveaux projets ;

➤ Réalisation des travaux de mise à jour et de rénovation ;

➤ Entretien préventif et curatif.

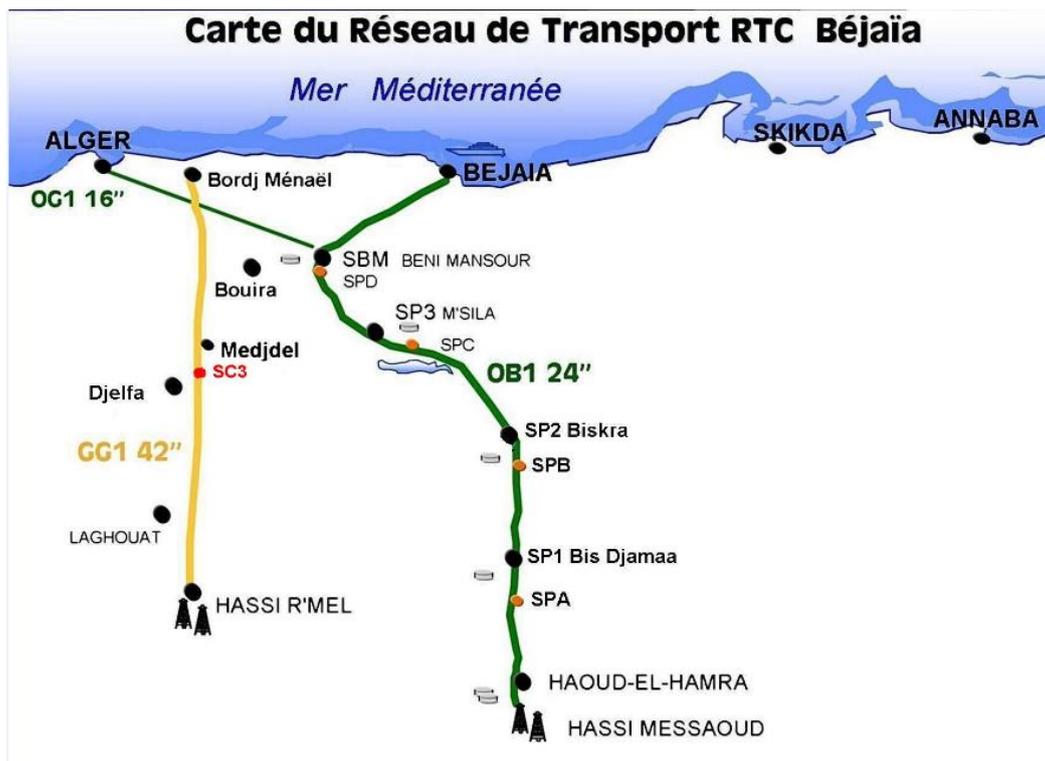


Figure P-2: L'acheminement de la ligne OB1.

3.4. Le terminal marin de Bejaïa (TMB) :

Le TMB assure le stockage et la livraison des hydrocarbures qui arrivent par l'oléoduc «OB1» aux navires. Il possède deux parcs de stockage (parc nord et parc sud) et exploite deux méthodes de chargement d'hydrocarbures.[2]

3.4.1. Les parcs de stockage :

a. Le terminal nord :

D'une surface globale de $3\,600\,510\text{ m}^2$, il est composé de :

- 12 bacs à toit flottant, d'une capacité de $35\,000\text{ m}^3$, d'un volume utile de $27\,000\text{ m}^3$, la hauteur et le diamètre sont respectivement de 14.4 m, 5 m.
- Un bac de purge à toit fixe de $29\,000\text{ m}^3$, pour récupérer les purges des collecteurs et de manifold et recevoir le produit à l'entrée de la ligne lors d'une surpression (décharge des soupapes).
- Un manifold : c'est un jeu de vannes, de canalisations et d'instrumentations. (indicateur de sens d'écoulement du liquide, indicateur de pression, d'aspiration et de refoulement...).

➤ Le manifold permet d'envoyer le liquide arrivant par la ligne vers un réservoir choisi, de vidanger un bac ou plusieurs vers le poste de chargement et transvaser le brut d'un bac à un autre.

Le manifold nord comprend des vannes réparties comme suit :

- ✚ Huit vannes manuelles de transfert du collecteur ;
 - ✚ Six vannes de ligne, chacune est reliée à deux réservoirs ;
 - ✚ Six vannes pour chaque pompe de remplissage ;
 - ✚ Chaque bac est doté d'une vanne motorisée appelée vanne pied de bac.
- GEP (groupe électropompe) composé de 7 unités :
- ✚ Quatre pompes à grand débit (2000 m³/h) de marque GUINARD, de tension de démarrage de 5.5 kV, de puissance de 515 kW, tournant à une vitesse de 1500 tr/min.
 - ✚ Deux pompes à moyen débit (1800 m³/h) de marque GUINARD, de tension de démarrage de 5.5 kV et d'une puissance de 368 kW tournant à une vitesse de 1480 tr/min.
 - ✚ Une pompe à faible débit (1800 m³/h) de marque GUINARD, de tension de démarrage de 5.5 kV et d'une puissance de 315 kW tournant à une vitesse de 1470 tr/min.

Chaque GEP est doté d'un circuit d'aspiration et d'un de refoulement constitué de :

- Une vanne motorisée d'aspiration de 24" ;
- Un filtre d'aspiration pompe de chargement de 24" ;
- Un clapet anti retour de refoulement de 20" ;
- Une vanne motorisée de refoulement de 20".

b. Le terminal sud :

Occupant une superficie de 123 925 m², il est composé de :

➤ Quatre bacs de stockage à toit flottant, d'une capacité de 50 000 m³, d'un volume utile de stockage de 41 000 m³ pour chacun, d'une hauteur de 14,65 m.

➤ Le manifold sud assure les mêmes manœuvres que celui du nord, il possède les vannes suivantes :

- ✚ Quatre vannes de lignes, reliées à chaque réservoir ;
 - ✚ Quatre vannes pour chaque pompe de remplissage.
- Une pomperie de trois unités de différent débit :
- ✚ Deux pompes à grand (3500 m³/h) de marque GUINARD, tournant à une vitesse de 985 tr/min.
 - ✚ Une pompe à moyen débit (1280 m³/h).

3.4.2. Méthodes de chargement d'hydrocarbures :

a. Chargement au port pétrolier :

Le port pétrolier de Bejaia comporte trois postes de chargement :

- Le premier poste est cédé récemment à NAFTAL.
- Le deuxième comporte 3 bras de chargement de 16" pour chacun et de 8 m de longueur.
- Le troisième est constitué de 4 bras de chargement de 12" et un de 8" de 8 m de longueur pour chacun.
- Il comporte aussi un bac de déballastage servant à filtrer les eaux vidées des pétroliers.

Les hydrocarbures alimentant ce port viennent des deux terminaux Nord et sud via une interconnexion.

b. Chargement en mer :

Ce type de chargement est utilisé en mer, pour les pétroliers dépassant les 80 000 tonnes.

Le *Sea-line* de Bejaia est le premier système *off-shore* à être mis en service en Algérie en 2005. Ses différents équipements (salle de commande, poste de transformation ...) sont installés au terminal sud. Il est relié à l'ancien réseau à l'aide d'un jeu de vannes (manifold).

Le pipe reliant les installations *on-shore* et la bouée de chargement mesure 7.8 km. Le tirant d'eau au niveau de la bouée est de 40 m permettant ainsi le chargement de navires de capacité allant jusqu'à 35 000 tonnes.

Les navires sont alimentés à l'aide d'une canalisation flexible et sont fixés à la bouée par des câbles intelligents pour des conditions de travail et de sécurité optimum.

Chapitre I

Automate Programmable Industriel

Dans ce présent chapitre dédié aux Automates Programmables Industriels, nous allons parler des différentes parties constituant un automate, et de son principe de fonctionnement.

1. Définitions :

L'Automate Programmable Industriel ou plus communément appelé **API** (en anglais **Programmable Logic Controller PLC**), est un dispositif similaire à un ordinateur, possédant une mémoire programmable pour stocker les instructions et qui implémente différentes fonctions (asservissement, régulation, temporisation, comptage... etc.)

Destinée à piloter dans une ambiance industrielle et en temps réel des tâches d'une installation. Autrement dit, un utilisateur (censé être un automaticien) l'utilise pour le contrôle et essentiellement pour la commande d'un procédé industriel. Son objectif principal est donc de contrôler ses sorties en fonction de ses entrées selon une logique programmée afin de maintenir le fonctionnement prévu par l'utilisateur.[3]

2. Matériel :

De manière générale, un API est structuré autour de plusieurs éléments de base que sont l'**unité de traitement**, la **mémoire**, l'**unité d'alimentation**, les **interfaces d'entrées-sorties**, l'**interface de communication** et les **périphériques de programmation**.

- a. Le **processeur** ou **unité centrale de traitement** (CPU, Central Processing Unit en anglais) contient le microprocesseur. La CPU interprète les signaux d'entrée et effectue les actions de commande conformément au programme stocké en mémoire, en communiquant aux sorties les décisions sous forme de signaux d'action.
- b. L'**unité d'alimentation** est indispensable puisqu'elle convertit une tension alternative en une basse tension continue de 5V nécessaire au processeur et aux modules d'entrées-sorties.
- c. Le **périphérique de programmation** est utilisé pour entrer le programme dans la mémoire du processeur.
- d. La **mémoire** contient le programme qui définit les actions de commande effectuées par le microprocesseur. Elle contient également les données qui proviennent des entrées en vue de leur traitement, et l'affectation des sorties.
- e. Les **interfaces d'entrées-sorties** permettent au processeur de recevoir et envoyer des informations aux dispositifs extérieurs. Les entrées peuvent être des interrupteurs, ou

d'autres capteurs. Les sorties quant à elles peuvent être des moteurs des vannes, des pompes, etc. Les dispositifs d'entrées-sorties peuvent être classés en trois catégories selon qu'ils produisent des signaux *discrets*, *numériques* ou *analogiques*.

- f. L'**interface de communication** est utilisée pour recevoir et transmettre des données sur des réseaux de communication qui relient l'API à d'autres API distants. Elle est impliquée dans des opérations telles que la vérification d'un périphérique, l'acquisition de données, la synchronisation entre des applications et de la connexion.

3. Architecture d'un API :

3.1. Descriptif externe :

Les automates peuvent être de type **compact** ou **modulaire**.

- a. **Type compact** : on distinguera les *modules de programmation* (LOGO de Siemens, ZELIO de Schneider, MILLENIUM de Crouzet ...) des *microautomates*. Il intègre le *processeur*, *l'alimentation*, les *entrées et les sorties*. Selon les modèles et les fabricants, il pourra réaliser certaines fonctions supplémentaires (comptage rapide, E/S analogiques ...) et recevoir des extensions en nombre limité. Ces automates, de fonctionnement simple, sont généralement destinés à la commande de petits automatismes.[3]

- b. **Type modulaire** : le processeur, l'alimentation et les interfaces d'entrées / sorties résident dans des unités séparées (**modules**) et sont fixés sur un ou plusieurs **racks** contenant le "fond de panier" (bus et connecteurs).

Ces automates sont intégrés dans les automatismes complexes où puissance, capacité de traitement et flexibilité sont nécessaires.

La figure suivante représente des API *compacts* et *modulaires* :

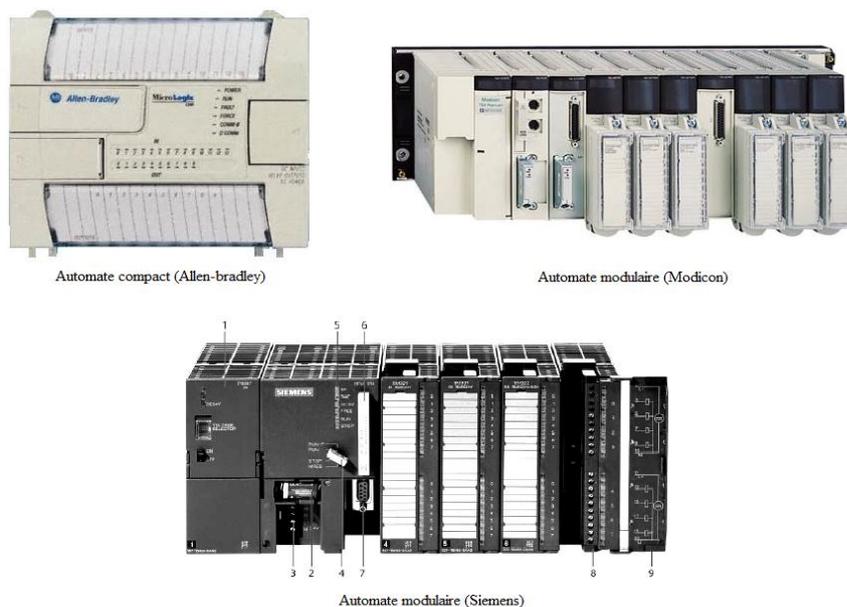


Figure I-1: Exemple d'API compact et modulaire.

3.2. Descriptif interne :

L'architecture interne de base d'un API est constituée d'une **unité centrale** de traitement (**CPU**) qui comprend le microprocesseur, la **mémoire** et l'**unité d'entrées-sorties** du système. Le CPU ou processeur contrôle et exécute toutes les opérations de l'automate. Il est muni d'une horloge dont la fréquence se situe généralement entre 1 et 8 MHz. Cette fréquence détermine la rapidité de fonctionnement de l'API et sert de base au minutage et à la synchronisation pour tous les éléments du système. Au sein de l'API, toutes les informations sont transmises au moyen de signaux numériques. Les chemins par lesquels passent ces signaux sont appelés **bus** au sens physique, un bus n'est qu'un ensemble de conducteurs sur lesquels circulent les signaux électriques. Il peut s'agir de piste sur un circuit imprimé ou fils dans un câble plat.[3]

a. CPU :

L'architecture interne du CPU dépend du microprocesseur employé. En général, les CPU sont constituées des éléments suivants :

- L'**unité arithmétique et logique** (UAL) est responsable de la manipulation des données, ainsi que de l'exécution des opérations arithmétiques et logiques.
- La mémoire appelée **registre** se trouve à l'intérieur du microprocesseur et sert à stocker les informations nécessaires à l'exécution du programme.
- Une **unité de commande** est utilisée pour gérer le minutage des opérations.

Caractéristiques principales :

- ✚ Vitesses de traitement : C'est la vitesse de l'UC pour exécuter 1(un) kilo-instruction logique. (10 à 20 ms/kmots).
- ✚ Temps de réponse : scrutation des entrées, vitesse de traitement et affectation des sorties.

b. Les bus :

Les **bus** représentent les chemins que l'API utilise pour communiquer. Les informations sont transmises en binaire 1 ou 0 (marche/arrêt) sous forme de groupes de **bits**. Un **mot** est un groupe de bits qui constitue une information.

Le système comprend quatre bus :

- Le **bus de données** transporte les données traitées par le CPU. Un microprocesseur huit bits dispose d'un bus de données internes qui traitent les nombres de huit bits. Il peut donc réaliser des opérations entre des nombres de huit bits et fournir des résultats sous forme de valeurs sur huit bits comme exemple.

- Le *bus d'adresse* transporte les adresses des emplacements mémoires. Pour que chaque mot puisse être localisé en mémoire, chaque emplacement possède une *adresse* unique de manière à pouvoir être situé, chaque emplacement de mot possède une adresse que le CPU utilise pour accéder aux données enregistrées à cet emplacement. C'est le bus d'adresse qui fournit les informations stipulant l'adresse auxquelles le CPU doit accéder. Si le bus d'adresse est constitué de huit lignes, le nombre de mots de huit bits, et, par conséquent, le nombre d'adresses distinctes est égal à 2^8 , c'est-à-dire 256. Avec seize lignes d'adresse, il est possible d'accéder donc à 65 536 emplacements.
- Le *bus de contrôle* transporte les signaux utilisés par le CPU pour le contrôle. Il sert, par exemple, à informer les dispositifs mémoires s'ils vont recevoir des données à partir d'une entrée ou s'ils vont envoyer des données, et à transmettre différents types de signaux.
- Le *bus système* sert à la communication entre les ports d'entrées-sorties et l'unité d'entrées-sorties.

c. La Mémoire :

Pour que l'API effectue son travail, il doit accéder aux données à traiter et aux instructions. Ces informations sont stockées dans la mémoire de l'API, qui est composée de :

- La *mémoire morte* (ROM, *Read Only Memory*) du système représente un espace de stockage permanent pour le **système d'exploitation** et les données figées utilisées par le CPU, c'est à dire en lecture seulement.
- La *mémoire vive* (RAM, *Random Access Memory*), on peut la décomposer en deux parties, l'une est utilisée pour stocker le programme de l'utilisateur. L'autre est utilisée pour les données stockées sur l'état des entrées et des sorties, ainsi que les valeurs des temporisateurs, des compteurs et des autres dispositifs internes.
- Une *mémoire morte reprogrammable* (EPROM, *Erasable and Programmable Read Only Memory*) sont parfois employés pour stocker de manière permanente les programmes. Le transfert de l'EPROM ou EEPROM vers la mémoire RAM de l'automate, s'effectue à chaque reprise secteur et si le contenu de celle-ci est différent.

d. Unité d'Entrées-Sorties :

L'unité d'entrées-sorties apporte l'interface entre le système et le monde extérieur. Au travers de canaux d'entrées-sorties, elle permet d'établir des connexions avec des dispositifs d'entrée, comme des capteurs, des dispositifs de sortie, comme des moteurs. La saisie des programmes depuis un terminal. Chaque point d'entrée-sortie dispose d'une adresse unique, que le CPU peut utiliser.

Comme les canaux d'entrées-sorties mettent en place les fonctions d'isolation et de traitement des signaux, il est possible de connecter directement des capteurs et des actionneurs aux canaux, sans passer par un autre circuit d'interface.

Une unité d'entrées-sorties peut produire des sorties numériques avec un niveau de 5 V. toutefois, après traitement du signal par des relais, des transistors ou des triacs, il est possible d'obtenir en sortie un signal de commutation à des valeurs de courants et de tensions variables.

Les signaux d'entrées (capteurs) et de sorties (actionneurs) peuvent être classés en trois types :

- *Analogiques* : Un signal dont l'amplitude est en rapport avec la taille de la quantité mesurée.
- *Discrets* : Principalement un signal tout ou rien.
- *Numériques*: Un train d'impulsions.

Le CPU a besoin de signaux numériques d'une certaine amplitude (entre 0 et 5 V), la sortie du CPU est un signal numérique dont le niveau est normalement entre 0 et 5 V. Donc, il est souvent nécessaire de manipuler les signaux d'entrées et de sorties pour leur donner la forme requise. Pour ce faire, les unités entrées/sorties des API sont justement conçues pour que différents signaux d'entrée puissent être convertis en signaux numériques 5 V et gérer les différents niveaux de sortie afin de commander les dispositifs externes. La facilité d'utilisation des API vient de cette faculté à prendre en charge une grande diversité d'entrées/sorties.

e. Les modules d'entrées/sorties :

Ces modules assurent non seulement la liaison avec le monde extérieur, mais aussi font partie du traitement pour soulager le processeur et donc améliorer ces performances (vitesse de traitement des données).

Les modules d'interface d'entrée /sorties assurent l'adaptation du niveau, l'isolement et le filtrage des signaux issus des différents capteurs placés sur la machine. Ils sont raccordés aux organes de commande.

➤ Les modules d'entrées :

Deux types de *module d'entrées* s'offre à nous :

✚ Les modules d'entrées TOR (tout ou rien) :

Les modules d'entrées TOR permettent à l'unité centrale de l'automate d'effectuer la lecture de l'état logique des capteurs.

✚ Les modules d'entrées analogiques :

Les modules d'entrées analogiques permettent l'acquisition de mesures, ils comportent un ou plusieurs convertisseurs analogiques/numériques (CAN).

➤ **Les modules de sorties :**

On distingue deux types de modules de sorties :

✚ **Les modules de sorties TOR (tout ou rien) :**

Les modules de sorties TOR permettent à l'automate d'agir sur les actionneurs à travers les préactionneurs ou d'envoyer des messages à l'opérateur.

✚ **Les modules de sorties analogiques :**

Ils émettent un signal analogique qui représente l'état que peut ou doit prendre un actionneur entre deux limites. Ces modules sont munis d'un convertisseur numérique analogique.

➤ **Les modules d'entrées/sorties spéciaux :**

Ces modules assurent non seulement la liaison avec le monde extérieur, mais aussi parti du traitement pour soulager le processeur et donc améliorer ces performances (vitesse de traitement des données).

f. **Éléments auxiliaires :**

➤ **Un ventilateur :**

Il est indispensable dans les châssis comportant de nombreux modules ou dans le cas où la température ambiante est assez élevée.

➤ **Un support mécanique :**

Il peut s'agir d'un rack, l'automate se présente alors sous forme d'un ensemble de cartes, d'une armoire, d'une grille, et des fixations correspondantes.

➤ **Des indicateurs d'états :**

Concernant la présence de tension, la charge de la batterie, le bon fonctionnement de l'automate...etc.

La figure suivante représente un diagramme des différents éléments constituant un automate.

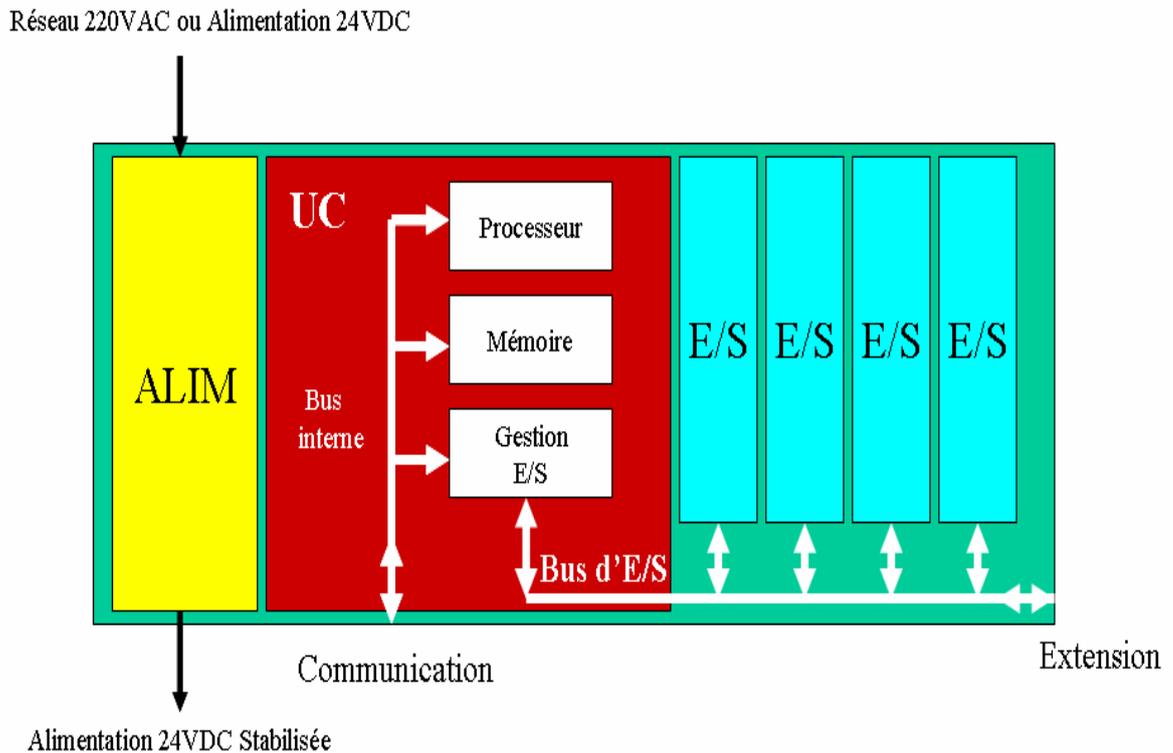


Figure II-2: Diagramme d'un API.

4. Principe et fonctionnement de l'automate programmable

L'automate programmable fonctionne par déroulement cyclique du programme. Ce cycle peut-être décomposé en 3 parties ou opérations successives et répétitives bien distinguées[2]:

➤ **Lecture des entrées :** (Acquisition de l'information).

Cette partie permet d'acquérir diverses informations utiles sur l'état du système à partir des différents **capteurs/détecteurs** placé stratégiquement sur l'ensemble des équipements de l'installation pour obtenir diverses informations locales qui constitue les données de l'automatisation. Ces **capteurs/détecteurs** transfèrent leurs états dans la zone image des entrées de l'automate.

➤ **Traitement du programme :** (Traitement des données).

Cette deuxième partie traite les informations obtenues à partir de ces entrées puis le processeur exécute les instructions de la mémoire programmée (programme qui est près défini par l'automaticien). Cette exécution se traduit par la modification de certaines variables et leur mise à jour dans la zone correspondante. Autrement dit, L'automate agit en fonction des informations situées dans la mémoire obtenue à partir de ces **capteurs/détecteurs**.

➤ **Écriture des sorties :** (Émissions des ordres).

Cette troisième et dernière partie du processus agit sur les actionneurs de notre installation (moteurs, vanne). Ces actionneurs agissent à leur tour sur la partie mécanique du système. Les images des sorties dans la mémoire des données sont transférées dans le module de sortie pour être converties en signaux électriques pour la commande des préactionneurs et des dispositifs de visualisation. Ces valeurs sont verrouillées jusqu'au cycle prochain. La figure I-3 décrit le principe de fonctionnement d'un API.

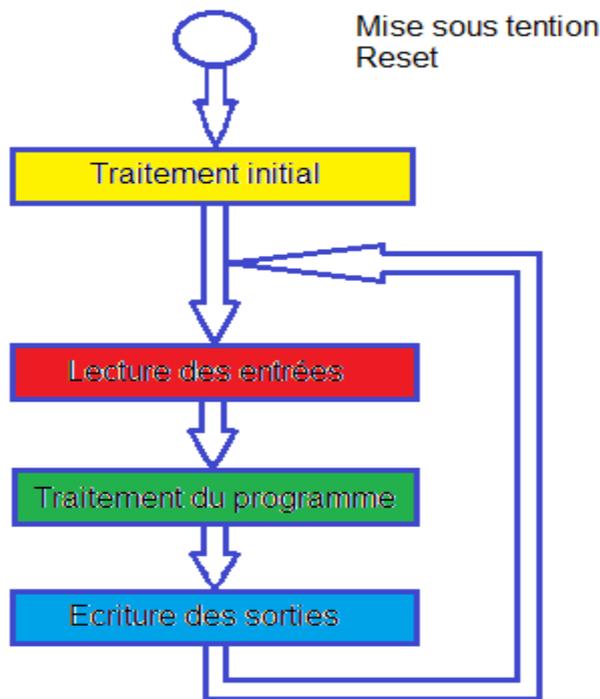


Figure I-1: Traitement cyclique d'un API.

5. Programmation des API :

Les programmes utilisés avec les API peuvent être écrits dans différents formats. Au début, chaque fabricant d'automates a eu tendance à développer ses propres méthodes de programmation pour les API. Une norme fut créée en 1993 par la commission électrotechnique internationale, désignée sous la référence **CEI 61131-3**. Cette norme encadre les langages de programmation pour la programmation des API.[1]

5.1. Unité de programmation :

Une unité de programmation est nécessaire pour la conception, le teste des programmes et le transfère de ces derniers dans la mémoire de l'API. Elle peut être un appareil portatif, un terminal de bureau ou un ordinateur.

- Un *appareil de programmation portatif* dispose généralement d'une quantité de mémoire

suffisante pour conserver les programmes afin de les déplacer d'un endroit à un autre.

- Les *terminaux de bureau* sont généralement équipés d'un système d'affichage graphique, avec un clavier et un écran.
- Les *ordinateurs personnels* sont souvent configurés comme des stations de développement des programmes. Pour certains API, l'ordinateur doit simplement disposer du logiciel approprié. Pour d'autres, des cartes de communication spécifiques sont utilisées pour connecter l'ordinateur à l'API. L'utilisation d'un ordinateur présente plusieurs avantages : le programme peut être stocké sur le disque dur ou sur un CD-ROM et les copies sont faciles à réaliser.

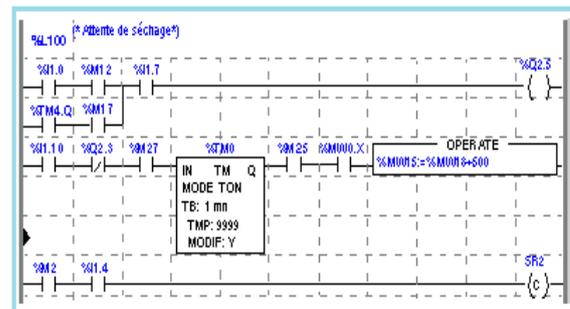
5.2. Langages de programmation pour API :

Chaque automate possède son propre langage. Mais par contre, les constructeurs proposent tous une interface logicielle répondant à la norme CEI 1131-3. Cette norme définit cinq langages de programmation utilisables qui sont :

- ✚ Langage à contacts (LD, *Ladder Diagram*),
- ✚ graphes de fonction séquentielle (SFC, *Sequential Function Charts*),
- ✚ diagrammes de schémas fonctionnels (FBD, *Function Block Diagram*),
- ✚ texte structuré (ST, *Structured Text*).
- ✚ Listes d'instructions (IL, *Instruction List*).

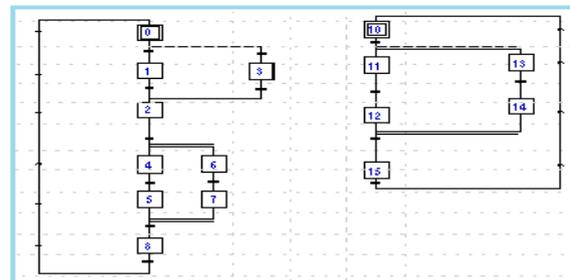
➤ *Langage à contacts* :

Langage graphique développé pour les électriciens. Il utilise les symboles tels que : contact, relais et blocs fonctionnels et s'organise en réseau (labels).



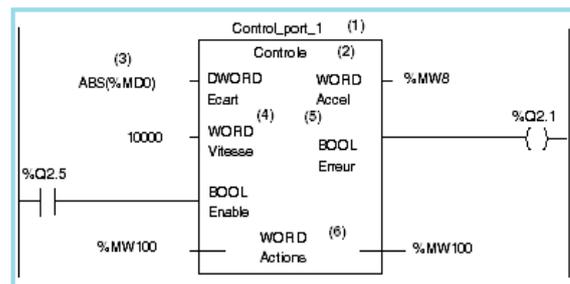
➤ *GRAFCET* ou *SFC* :

Ce langage de programmation haut niveau permet la programmation aisée de tous les procédés séquentiels.



➤ *Blocs fonctionnels* :

Langage graphique où des fonctions sont représentées par des rectangles avec les entrées à gauche et les sorties à droite. Les blocs sont programmés (bibliothèque ou programmable).



➤ **Langage littéral structuré :**

Langage informatique de même nature que le PASCAL, il utilise les fonctions comme *if...then...else...*

```

IF %M0 THEN
  FOR %MW99 := 0 TO 31 DO
    IF %MW100 [%MW99] > 0 THEN
      %MW10 := %MW100 [%MW99];
      %MW11 := %MW99;
      %M1 := TRUE;      (*Sortie de la boucle FOR*)
      EXT;
    ELSE
      %M1 := FALSE;
    END_IF;
  END_FOR;
ELSE
  %M1 := FALSE;
END_IF;

```

➤ **Liste d'instructions :**

Langage textuel de même nature que l'assembleur (programmation) des microcontrôleurs).

```

! %L0 : LD      %I1.0
        ANDN   %M12
        OR (   %TM4.Q
        AND   %M17
        )
        AND   %I1.7
        ST    %Q2.5

! %L5 : LD      %I1.10
        ANDN   %Q2.3
        ANDN   %M27
        IN    %TM0
        LD    %TM0.Q
        AND   %M25
        AND   %MW0:XS
        [ %MW15 := %MW18+S00]

```

5.3. Outils et environnement de développement pour la programmation des API :

Les fabricants d'API proposent des outils de développement pour leurs API. Ces outils prennent en charge les méthodes de programmation **IL**, **LD** et **SFC** avec une possibilité de basculer entre **IL** et **LD** à tout moment au cours du développement. L'environnement de développement comprend des fonctions de diagnostic et des éditeurs puissants pour configurer les réseaux et le matériel. Par ailleurs, des fonctions de tests et de surveillance facilitent la création d'applications rapides et efficaces. Ils disposent même d'une simulation hors ligne pour tous les types d'API. Cela nous permet de simuler les réponses des périphériques et des applications en vue de tests réels.

À l'instar des autres fabricants, **Siemens** propose son environnement de développement nommé **SIMATIC STEP 7**. Il est parfaitement conforme à la norme internationale **CEI 61131-3** pour les langages de programmation des API. Avec **STEP 7**, les programmeurs ont le choix entre différents langages de programmation. Outre **LAD** et **FBD**, **STEP 7** Basis comprend également le langage **IL**. Des options supplémentaires pour d'autres langages de la **CEI 61131-3**, comme ST avec SIMATIC S7-SCL ou SFC avec **SIMATIC S7-Graph**, constituent des solutions efficaces pour décrire graphiquement des systèmes de commande séquentiels. L'environnement complet comprend des possibilités de diagnostic, des outils de diagnostic des processus, la simulation d'API, la maintenance à distance et la documentation des équipements. **S7-PLCSIM** est un complément de **STEP 7** qui permet de simuler une plateforme **SIMATIC S7** et de tester un programme sur un PC. Vous pouvez ainsi évaluer et corriger le programme avant son installation sur le matériel physique. Grâce aux tests précoces, la qualité globale d'un projet peut être améliorée. L'installation et la mise en service sont alors

plus rapides et moins coûteuses, car les défauts du programme sont détectés et corrigés très tôt au cours du développement.[3]

Conclusion

Un *automate programmable industriel* (API) est une forme particulière d'automate à base de microprocesseur qui se fonde sur une mémoire programmable pour enregistrer les instructions et mettre en œuvre des fonctions, qu'elles soient logiques, de séquençage, de temporisation, de comptage ou d'arithmétiques, pour contrôler des machines et des processus.

En général, un système API est constitué des composants fonctionnels de base suivants : une unité de traitement, de la mémoire, une unité d'alimentation, des interfaces d'entrées-sorties, une interface de communication et une unité de programmation. Pour fonctionner, le système API doit pouvoir accéder aux données à traiter et aux instructions, c'est-à-dire le programme, qui lui indiquent comment traiter les données. Ces informations sont enregistrées dans la mémoire de l'API afin d'y accéder au cours du traitement. Les canaux d'entrées-sorties assurent une fonction d'isolation et de traitement du signal pour que les capteurs et les actionneurs puissent être, le plus souvent, connectés directement aux entrées-sorties sans nécessiter d'autres circuits électroniques. Les sorties peuvent être à *relais*, à *transistors* ou à *triacs*. L'interface de communication est utilisée pour recevoir et transmettre des données sur les réseaux de communication qui relient des API distants. Les API existent principalement sous deux formes mécaniques : un boîtier unique et un système modulaire/rack.

Chapitre II

Capteurs et Actionneurs

Pour qu'un API puisse réaliser les tâches qui lui sont assignées, il lui est indispensable de pouvoir récupérer diverses informations utiles sur le système à commander, afin de traiter et exécuter les différentes tâches correspondantes. Dans cette optique, le rôle de l'instrumentation industrielle (des capteurs et des actionneurs) prend toute son importance, car ce sont les capteurs qui lui permettent de récupérer les données dont il a besoin et les actionneurs lui permettent d'interagir avec le monde extérieur.

Nous aborderons dans ce chapitre les différentes notions de base concernant les capteurs et les actionneurs.

1. Capteurs (dispositifs d'entrées)

1.1. Capteurs et transmetteurs :

Le terme *capteur* désigne un *dispositif d'entrée* qui fournit une sortie utilisable en réponse à une entrée physique donnée. Un capteur est un élément d'un appareil de mesure auquel est directement appliquée une grandeur à mesurer et dont le signal de sortie n'est pas directement utilisable comme signal d'entrée dans une boucle de mesure ou de régulation.

Un *transmetteur* est un appareil de mesure dont l'entrée est issue d'un capteur et dont la sortie est un signal conforme à un standard analogique (0,2-1 bar ou 4-20 mA) ou numérique, directement utilisable dans une boucle de mesure ou de régulation. Cependant, le terme « capteur » est souvent utilisé, à tort, pour désigner un transmetteur ou le couple « capteur-transmetteur ».

Les capteurs qui produisent des sorties numériques ou discrètes, c'est-à-dire tout ou rien, peuvent être facilement connectés aux ports d'entrée des API. Un capteur analogique génère une sortie proportionnelle à la variable mesurée. Ces signaux analogiques doivent être convertis en signaux numériques avant qu'ils puissent être transmis aux ports d'entrée d'un API et ce si s'effectue à travers des modules d'entrées analogiques.[4]

1.2. Caractéristiques métrologiques :

1.2.1. Les erreurs de mesures :

L'erreur de mesure est l'écart entre la valeur mesurée et la valeur vraie d'une grandeur physique. Les différentes erreurs de mesure qui peuvent exister dans une chaîne de mesure sont les plus souvent liées à :[4]

a. Des erreurs systématiques :

Les erreurs systématiques ont généralement pour cause une connaissance erronée ou incomplète de l'installation de mesure ou sa mauvaise utilisation. Elles sont causées par :

- Erreur sur la valeur d'une grandeur de référence.
- Erreur sur la caractéristique d'un capteur.
- Erreur due au mode ou aux conditions d'emploi.
- Erreur dans l'exploitation des données brute de mesure.

b. Erreurs accidentelles :

Elles sont considérées comme aléatoires, diverses causes possibles d'erreurs accidentelles sont indiquées ci-après :

- Erreurs liées aux indéterminations intrinsèques des caractéristiques instrumentales.(erreur de mobilité, de lecture, d'hystérésis, etc.)
- Erreurs dues à la prise en compte par la chaîne de mesure de signaux parasites de caractère aléatoire.(bruit de fond, induction parasite, etc.)
- Erreurs dues à des grandeurs d'influences.

1.2.2. Étalonnage du capteur :

L'étalonnage comprend l'ensemble des opérations qui permettent d'explicitier, sous forme graphique ou algébrique, la relation entre les valeurs du mesurande et celle de la grandeur électrique de sortie, en tenant compte de tous les paramètres susceptibles de modifier la réponse du capteur. Ces paramètres peuvent être :[5]

- Soit de grandeurs physiques liées au mesurande et auxquelles le capteur est sensible.
- Soit des grandeurs physiques indépendantes du mesurande, auxquelles le capteur est soumis pendant son utilisation.

1.2.3. Limites d'utilisation du capteur :

Les contraintes mécaniques, thermiques ou électriques auxquelles un capteur est soumis entraînent, lorsque leurs niveaux dépassent des seuils définis, une modification des caractéristiques du capteur, tel qu'elles étaient connues par étalonnage préalable ou spécifications du constructeur. Il est indispensable que l'utilisateur soit averti des diverses limites d'utilisation d'un capteur et des risques qu'il encourt à les dépasser.

- **Domaine nominal d'emploi** : c'est la plage d'utilisation normale où les grandeurs d'influence ne modifient pas les diverses spécifications qui caractérisent le fonctionnement du capteur.
- **Domaine de non-détérioration** : lorsque les grandeurs d'influence dépassent les limites du domaine normal, les caractéristiques métrologiques du capteur risquent d'être modifiées, cependant le capteur retrouve ces caractéristiques initiales lorsque les conditions du fonctionnement retournent à la normale.
- **Domaine de non-destruction** : lorsque les valeurs des grandeurs influencées dépassent les limites de non-détérioration, en restant inférieures aux bornes du domaine de non-destruction, les caractéristiques du capteur sont modifiées de façon irréversible ; donc un étalonnage est nécessaire pour la réutilisation de ce dernier.
- **Étendue de mesure (E.M.)**: elle est définie par la différence des valeurs extrêmes de la plage du mesurande où le capteur satisfait à des spécifications données.

1.2.4. Les performances d'un capteur :

Un capteur possède diverses caractéristiques liées à sa fabrication et à la technique qu'il utilise pour récupérer les valeurs du mesurande. Nous présentons dans ce paragraphe quelques caractéristiques que peut posséder un capteur :[4]

- La **précision**: elle caractérise l'aptitude d'un capteur à donner une mesure proche de la valeur vraie de la grandeur mesurée.
- L'**étendue** de mesure: elle est la plage de valeurs du mesurande pour lesquelles le capteur répond aux spécifications du constructeur.
- Le **temps de réponse**: temps pour atteindre et conserver la valeur d'état stationnaire lorsque la valeur d'entrée du capteur change.
- La **sensibilité**: qui désigne le rapport entre l'entrée et la sortie.
- La **stabilité**: capacité à produire le même signal de sortie pour une entrée constante pendant un moment.
- La **répétabilité**: Capacité de donner la même valeur pour des mesures répéter identique.
- La **fiabilité**: fonctionne à un niveau de performance convenue pendant une durée bien déterminer (connue).
- La **résolution**: la plus petite variation du mesurande qui provoque une variation de la sortie. Son unité est celle du mesurande.

1.3. Capteur intelligent :

1.3.1. Définition :

On dit d'un *transmetteur* ou, par abus, d'un *capteur* (au sens capteur-transmetteur) qu'il est *intelligent* (smart), s'il a une capacité interne de mesure et de calcul (traitement d'informations, en particulier correction de la grandeur principale en fonction des grandeurs d'influence) et d'une interface de communication. Il est évident que ce qualificatif ne peut s'appliquer qu'à des matériels électroniques avec calculateur interne.[5]

1.3.2. Constitution générale d'un capteur intelligent :

Un capteur intelligent est constitué généralement de :

- Un (ou plusieurs) transducteur(s), dont le rôle est de convertir une grandeur physique en une autre grandeur physique ou électrique.
- Conditionneurs spécifiques.
- Un convertisseur analogique/numérique (CAN) et d'un convertisseur numérique/analogique (CNA).
- Une mémoire pour stocker des programmes et leurs paramètres de configuration, ou pour sauvegarder des données en cours de fonctionnement du système.
- Une alimentation.
- Un organe intelligent interne (microcontrôleur, microprocesseur...) permettant le traitement local de la mesure et l'élaboration d'un signal numérique
- Une interface de communication avec le monde extérieur, via un réseau câblé ou sans fil.

Voici ci-dessous un schéma fonctionnel d'un transmetteur intelligent.

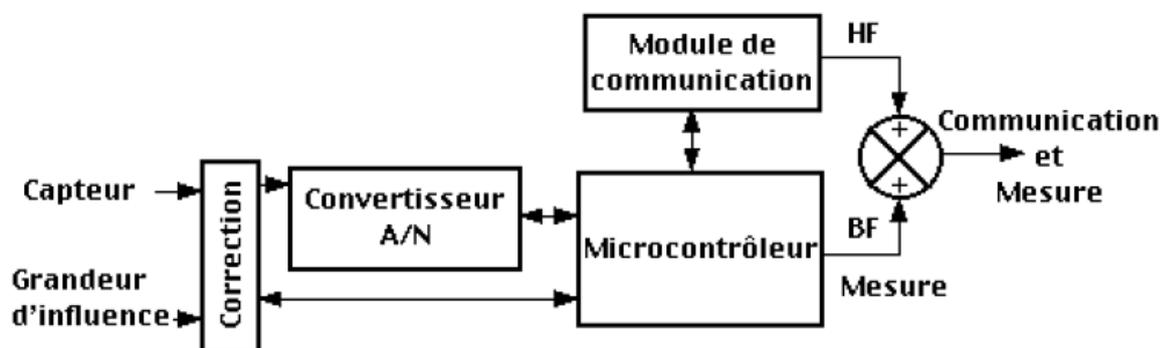


Figure II-1: schéma fonctionnel d'un transmetteur intelligent.

1.3.3. Les avantages d'un capteur intelligent :

- Correction des grandeurs d'influence, d'où une précision et une stabilité accrue.
- Validation de la mesure transmise.
- Meilleur « *rangeabilité* » (rapport des étendues de réglage minimal et maximal sur un même modèle de transmetteur).
- Répétabilité.
- Auto-surveillance, autodiagnostic avec possibilité de mise en mémoire des paramètres internes de réglage.
- Possibilité d'autodiagnostic de validation de la mesure et alarme en cas de détection d'une défaillance du transmetteur.

1.4. Signaux de sortie des transmetteurs électriques :

Les transmetteurs non intelligents présentent une sortie standardisée 4-20 mA sur une paire de cuivres torsadée, avec alimentation externe dont la tension doit être compatible avec la résistance de charge constituée par les différents récepteurs.

Les transmetteurs intelligents présentent soit un signal analogique identique, avec un signal numérique superposé, selon un protocole déterminé (le plus souvent HART), via une liaison câblée, soit un signal numérique, mais uniquement dans le cas des réseaux de terrain ou des réseaux sans fil.[5]

1.4.1. Protocole HART :

Rappelons qu'un protocole est un ensemble de règles assurant la communication ordonnée d'informations entre deux ou plusieurs dispositifs.

Le protocole HART (*Highway Addressable Remote Transducer*) créée par Rosemount au milieu des années 1980 est un protocole étudié spécialement pour la communication de mesures dans le domaine du contrôle des processus. Il consiste en la superposition de signaux sinusoïdaux sur le signal analogique 4-20 mA.

Parmi les intérêts d'utilisation du protocole HART est de pouvoir paramétrer et de faire un diagnostic sur un capteur à distance.

La figure suivante représente la forme du signal HART superposé à 4-20 mA :

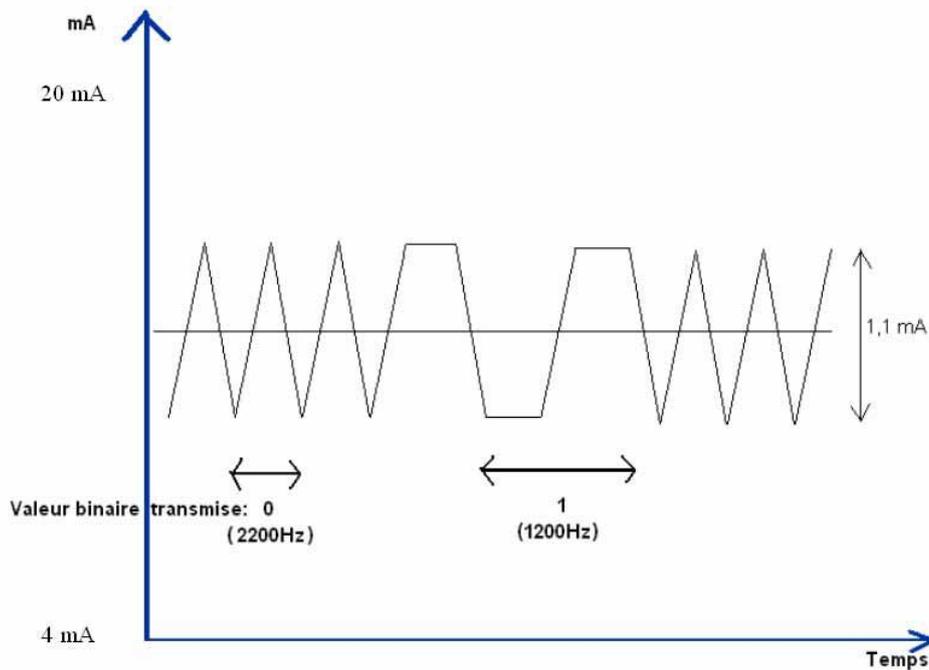


Figure II-2: présentation du signal HART superposé à 4-20 mA.
(Document SONATRACH)

1.4.2. Réseaux de terrain :

Lancé au début des années 1980, son principal but affiché est la suppression de la boucle de courant 4-20 mA, pour la transmission des grandeurs analogiques en apportant une meilleure qualité des données produites aux applications de régulation et de surveillance. La mise en œuvre de ces réseaux impose nécessairement l'utilisation d'équipements numériques donc de capteurs et actionneurs intelligents.

Divers protocoles de réseaux existent, Profibus, Fieldbus Foundation et HART, ces protocoles étant les principaux pour le niveau instrumentation dans l'industrie ; mais, comme ils ne sont pas compatibles entre eux, il est nécessaire de choisir les instruments disposant du même protocole de communication.

1.5. Grandeur à contrôler :

Les principales grandeurs physiques à contrôler (maîtriser) sur un processus industriel sont au nombre de quatre, désigné par une lettre majuscule (initial au mot anglais) :[5]

- | | |
|-------------------|-------------|
| ▪ P (PRESSURE) | PRESSION |
| ▪ F (FLOW) | DEBIT |
| ▪ T (TEMPERATURE) | TEMPERATURE |
| ▪ L (LEVEL) | NIVEAU |

D'autres grandeurs physiques ou chimiques peuvent aussi être mesurées ou analysées

- | | |
|----------------|---------|
| ▪ A (ANALYSIS) | ANALYSE |
|----------------|---------|

Cette dernière grandeur physique peut-être :

- ✚ La mesure d'une qualité spécifique d'un corps représenté par sa *masse volumique*, sa *viscosité*, sa pression de vapeur, etc.
- ✚ La détection du changement d'état du corps (solidification, vaporisation, etc.).
- ✚ La composition chimique partielle d'un corps ou la teneur d'un seul composant dans le mélange.
- ✚ Le *ph* d'une solution (dissolution ionique).

Dans le cadre de notre travail nous nous limiterons à définir seulement les grandeurs physiques qui interviennent dans notre système (Température, pression et débit) et nous occulterons les autres.

1.5.1. Capteur de Température :

a. Définition :

La température est une grandeur repérable et non mesurable, elle permet d'évaluer la chaleur d'un corps à partir d'une *échelle conventionnelle* de 0 à n divisée en n parties égales, appelées *degrés*.

L'instrument utilisé pour repérer (mesurer) une température est soit un thermomètre soit un pyromètre. Un pyromètre est un thermomètre destiné à mesurer des températures élevées qui dépassent environ les 1 000 °C. Le terme « pyromètre » s'est appliqué historiquement aux thermomètres sans contact (par visée optique), pour des applications où les thermomètres avec contact devenaient impossibles à utiliser, par fusion du capteur. Cependant, aujourd'hui, plutôt que de distinguer « thermomètres » et « pyromètres » il est plus rationnel de distinguer les thermomètres à contact et les thermomètres sans contact, ces derniers ayant perdu aujourd'hui leur vocation exclusive de pyromètres, car ils sont capables de mesurer des températures à partir de -50 °C.[5]

b. Échelles conventionnelles usuelles :

- L'échelle la plus utilisée comme unité de température est l'*échelle centésimale*, ou *Celsius*, basée sur la convention suivante :
 - ✚ Point 0 (zéro) de l'échelle : température de la glace fondante.
 - ✚ Point 100 (cent) de l'échelle : température de l'ébullition de l'eau sous 1 atm.
 - ✚ Chaque 1/100 de l'échelle ainsi définie est appelé *degré Celsius* ($^{\circ}\text{C}$).
- Il existe d'autres échelles comme le Kelvin (K) qui prend le point zéro, le zéro absolu (-273.15°C) et le point 273.15, le point triple de l'eau à 0.01°C , tel que $1^{\circ}\text{C} = 1\text{ K}$.
- **Température de référence** : les températures de la glace fondante (0°C) et de l'eau à ébullition (100°C) constituent deux repères faciles à utiliser pour l'étalonnage des instruments, mais ne concernent qu'une partie restreinte de l'échelle usuelle de température, qui est comprise entre -273.15°C et plusieurs milliers de $^{\circ}\text{C}$, il été dressé une échelle internationale de température établie sur 17 références basées sur des propriétés de corps purs telles que tension de vapeur, point de fusion ou point de solidification.

c. Méthodes de mesure usuelles :

Les propriétés physiques de toutes les matières varient avec la température. On peut donc mesurer ces propriétés pour en déduire la température des matières. Les propriétés utilisées sont les suivantes :

- ✚ Dilatation des liquides.
- ✚ Dilatation d'un gaz à volume constant.
- ✚ Dilatation d'un solide.
- ✚ Effet thermoélectrique.
- ✚ Résistance électrique.
- ✚ Radiations.

Toutes ces propriétés à l'exception des radiations nécessitent :

- ✚ Un *contact* entre le corps dont on mesure la température et l'élément sensible à cette température.
- ✚ Une *mise en équilibre thermique* entre le corps et l'élément sensible.

L'utilisation des radiations permet une mesure sans contact et sans attente d'une mise en équilibre thermique.

d. Mesure de la température par résistances thermoélectrique :

Une résistance thermoélectrique ou RTD (Resistance Temperature Detector) est un conducteur dont la valeur ohmique traduit la température du milieu qui l'environne, la résistance ohmique est en fonction de la température selon la relation approchée suivante :

$$R_T = R_0 [1 \pm \alpha (T - T_0)]$$

Avec : R_T étant la résistance à T ($^{\circ}\text{C}$) en Ω , R_0 : résistance à T_0 ($^{\circ}\text{C}$) en Ω , T_0 valant généralement 0°C et α qui représente le coefficient de température de la thermorésistance.

Notons que le coefficient de température est la valeur moyenne de la variation de résistance entre 0°C et 100°C définit comme suite :

$$\alpha = \frac{R_{100} - R_0}{100 R_0}$$

On utilise des sondes platine (Pt), nickel (Ni) et cuivre (Cu). La sonde platine offre une plage de mesure étendue, une bonne linéarité et une inertie chimique garantissant la stabilité de ses propriétés. C'est la plus utilisée et elle a fait l'objet d'une normalisation, pour une utilisation entre -200°C et 650°C . Une version récente recouverte d'une couche fine généralement de céramique ou de verre présente un temps de réponse plus court et est utilisable entre -50°C et 650°C .

Pour la sonde platine Pt 100 normalisé ($R_0 = 100 \Omega$) ce qui nous donne un coefficient de température $\alpha = 0,00385055 \Omega/(\Omega \cdot ^{\circ}\text{C})$ entre 0°C et 100°C .

Plusieurs raccordements peuvent avoir une résistance thermoélectrique, raccordement à 2,3 ou 4 fils selon la précision recherchée, afin de réduire ou d'éliminer les effets de la résistance des conducteurs de liaison.

L'installation d'un transmetteur de température 4-20 mA sur la tête de la canne pyrométrique permet d'éviter à poser des câbles de compensation.

La figure suivante représente le diagramme d'une canne pyrométrique :

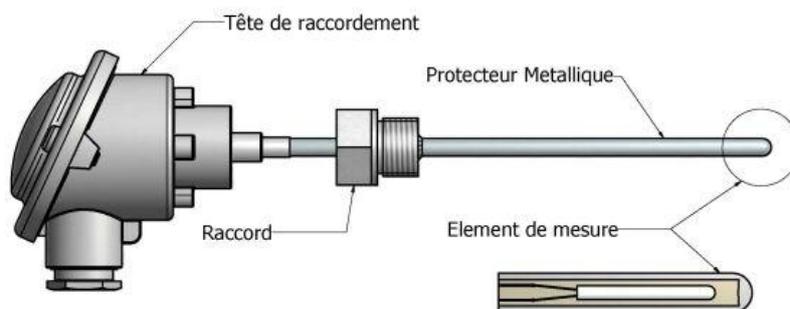


Figure II-3: Canne pyrométrique (OMEGA).

1.5.2. Capteur de Pression :

a. Définition :

Une pression P est une grandeur physique définie comme étant le quotient d'une force F par la surface S sur laquelle cette force s'exerce perpendiculairement, avec : [5]

$$P = F/S$$

La mesure d'une pression s'exprime différemment selon la pression prise comme **pression atmosphérique** ou **zéro absolu**. Dans le cas de pression atmosphérique est dite *relative* ou *effective*. La plus par des mesures industrielles sont basées sur cette référence fluctuante Avec :

$$P. absolue = P. effective + 1.013 \text{ (bar).}$$

En ce qui concerne la mesure de la pression absolue, elle est utilisée pour le cas des pressions inférieures à la pression atmosphérique.

Il existe une autre pression que l'on nomme pression différentielle. C'est une différence de pression existante entre deux points de mesure. Dans ce cas deux méthodes de mesure sont possibles :

- ✚ Mesure séparément les pressions statiques p_1 et p_2 puis effectuée dans un calculateur le calcul de $(p_1 - p_2)$.
- ✚ Mesure directement la pression différentielle $(p_1 - p_2)$ avec un manomètre.

Le corps d'épreuve d'un capteur de pression est l'élément assurant la transformation de la pression en déplacement, déformation ou force (membrane).

Il existe plusieurs dispositifs qui nous permettent de mesurer la pression. Le choix du dispositif adéquat pour une installation donnée est en relation avec les contraintes qui peuvent exister. Ces contraintes sont définies par les critères suivants :

- ✚ Type de pressions : qu'il soit statique ou dynamique (rapidité de réponse)
- ✚ Étendue de mesure : qui représente soit un domaine d'emploi bien connu, soit un domaine d'emploi où il faut envisager des surcharges éventuelles (surpression accidentelle → domaine de non-destruction).
- ✚ Nature du fluide : compatibilité entre les matériaux du capteur et du fluide et/ou présence de particules (obstruction de passages vers le capteur).

b. Capteur à membranes :

Selon le type du transducteur utilisé, différents types de capteurs à membrane existent:

- ✚ Les capteurs potentiométriques ;
- ✚ Les capteurs à jauges extensométriques ;
- ✚ Les capteurs capacitifs ;
- ✚ Les capteurs à fibres optiques ;
- ✚ Les capteurs à variation d'inductance.

Le principe de fonctionnement est le même quels que soient les constructeurs : le capteur de pression différentielle présente deux membranes de séparation métalliques (choisies pour résister aux conditions de service) et une membrane de mesure, avec un liquide de remplissage entre les membranes de séparation et la membrane de mesure. Le capteur de pression statique (relative ou absolue) ne comprend qu'une membrane de séparation.[3]

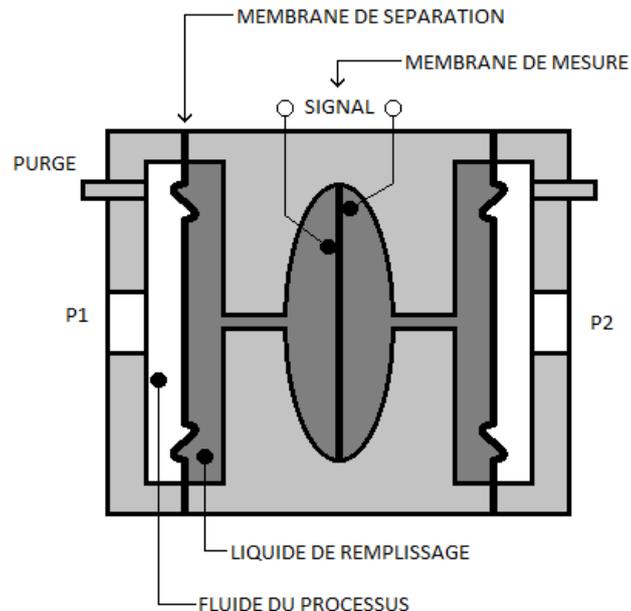


Figure II-4: capteur à membranes pour transmetteur électronique.

Le liquide de séparation assure la transmission de la déformation des membranes de séparation à la membrane de mesure. La microdéformation de la membrane mesurée est transformée en signal électrique selon différents principes, suivant les technologies développées par les constructeurs.

Le choix de la technologie du transmetteur utilisée dépend d'un certain nombre de paramètres tels que la plage de variation de la pression, la plage de fonctionnement en température, la précision, etc.

1.5.3. Débitmètrie :

a. Définition :

Le débit d'un fluide est la quantité traversant une conduite par unité de temps. Cette quantité s'exprime soit en *débit masse* (unité SI **kg/h**), soit en *débit volume* (unité SI **m³/s**).[4]

La méthode de mesure du débit volume dans une conduite s'exprime comme suite :[4]

$$Q_v = U \cdot S$$

Où : Q_v représente le débit volume ; U représente la vitesse d'écoulement ; S représente la section de la conduite.

Pour déterminer Q_v trois méthodes de mesure peuvent être utilisées :

- ✚ **Connaissant S et mesurant U.**
- ✚ **Connaissant U et mesurant S.**
- ✚ **Mesurant Q_v directement ou indirectement.**

b. Mesure de débit par mesure de vitesse d'écoulement :

Plusieurs sortes de débitmètres existent :

- Les *débitmètres mécaniques du type vitesse* dont l'élément primaire en contact avec le fluide est entraîné à une vitesse de rotation proportionnelle à celle du fluide dans la conduite.
- Les *débitmètres électromagnétiques* mesurant une tension électrique proportionnelle à la vitesse d'écoulement du fluide dans un champ magnétique.
- Les *débitmètres ultrasoniques* basés sur l'effet doppler ou sur la différence de temps de parcours aller et retour d'une onde sonore, qui dépend de la vitesse d'écoulement du fluide.
- Les *débitmètres à effet vortex* mesurant des impulsions sur un élément primaire, sachant que le nombre d'impulsions par unité de temps correspond à la vitesse d'écoulement du fluide.

c. Débitmètre à turbine :

Le débitmètre est constitué d'un corps cylindrique dans lequel un rotor (le plus souvent une hélice) tourne librement sur des roulements. La vitesse du rotor augmente linéairement avec la vitesse du fluide dans la conduite. La figure suivante illustre les éléments constituant le débitmètre à turbine :

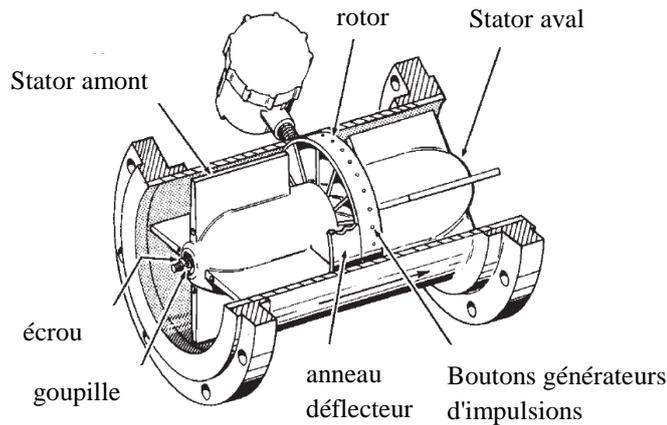


Figure II-5: Diagramme de composition d'un débitmètre à turbine.
(Documents SONATRACH)

La vitesse de rotation est mesurée par un système magnétique actionnant un dispositif d'affichage mécanique local ou, plus couramment, un système de détection de proximité qui émet une impulsion à chaque passage d'une aube devant ce dispositif (pulse pick-up). Cette dernière possibilité utilise un ensemble électronique associé qui met en forme les impulsions avec transmission en fréquence. Il est possible de transformer les impulsions en signal 4-20 mA (transmission analogique).

La figure ci-dessous schématise le principe de fonctionnement de ce dispositif :

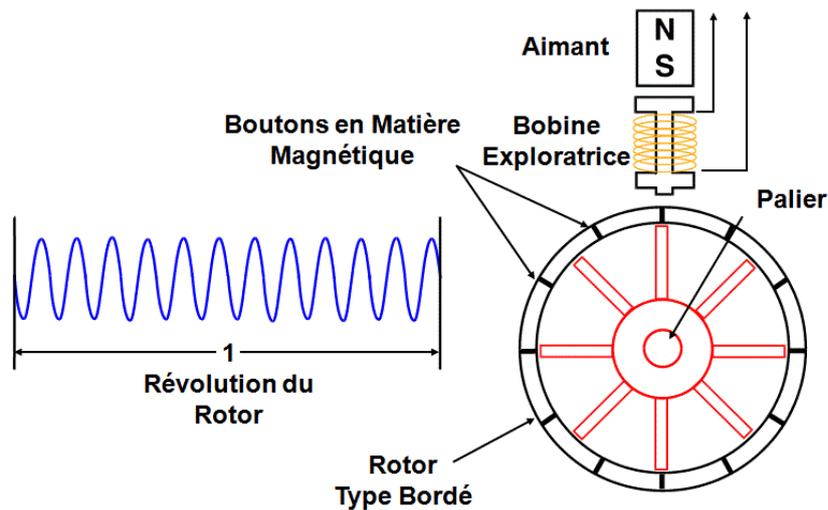


Figure II-6: Production du Signal de Réluctance.

Un préamplificateur est nécessaire pour être utilisé avec des compteurs à turbine et des transmetteurs pour convertir les signaux sinusoïdaux basse tension en impulsions en ondes carrées servant à augmenter la distance de transmission de l'impulsion ou à convertir la forme de l'impulsion pour des instruments nécessitant une entrée à grande vitesse.

2. Actionneurs (dispositifs de sorties) :

2.1. Définition :

Un actionneur est un organe étudié pour agir sur une variable du processus (partie opérative), sous le contrôle d'un signal de commande convertissant l'énergie qui lui est fournie en un travail utile programmé par un système automatisé.[5]

2.2. Différents types d'actionneurs :

Selon l'énergie fournie à l'actionneur, on peut en distinguer trois catégories, quels soient hydrauliques, pneumatiques ou électriques.

On peut subdiviser les actionneurs électriques en deux sous-catégories, suivant qu'ils soient statiques (lampes, résistances chauffantes...) ou dynamiques (moteur, relais...).

2.3. Servomoteurs :

Un servomoteur est un système motorisé capable d'atteindre des positions prédéterminées, puis de les maintenir. La position est : dans le cas d'un moteur rotatif, une valeur d'angle et, dans le cas d'un moteur linéaire une distance. On utilise des moteurs électriques (continu, asynchrone) aussi bien que des moteurs hydrauliques. Le démarrage et la conservation de la position prédéterminée sont commandés par un système de réglage.[6]

Les servomoteurs se composent essentiellement :

- d'un moteur : pour des puissances importantes, des moteurs asynchrones triphasés sont généralement utilisés.
- d'un modulateur d'énergie contrôlé par le signal de commande : dans le cas des moteurs asynchrones, un variateur de vitesse est nécessaire pour mieux contrôler sa vitesse et son couple.
- d'un organe de réglage : Pour un ajustement précis de la position, un positionneur est nécessaire (régulateur de position).

Un moteur électrique à courant alternatif ou continu est jumelé à un train d'engrenages démultipliant qui entraîne un axe avec une grande force de torsion. Généralement, la rotation de cet axe est restreinte à seulement 180 degrés par un mécanisme interne. Des composants électroniques détectent la position réelle de l'axe et contrôlent la rotation du moteur électrique tant que la position de l'axe ne se conforme pas à celle requise par la commande externe.

Il existe une vaste gamme de servomoteurs : des gros modèles industriels de plusieurs kilogrammes à courant alternatif, avec des boîtiers et carters d'engrenages en métal, jusqu'aux minuscules servomoteurs en plastique de quelques grammes à courant continu que l'on retrouve en modélisme dans les avions, les bateaux, les voitures et les hélicoptères modèles réduits.

Selon leur alimentation en énergie, les servomoteurs se divisent par groupes: pneumatiques, hydrauliques et électriques.

Principalement les servomoteurs électriques sont utilisés pour la manœuvre des vannes industrielles. La gamme d'utilisation s'étend des applications dans des stations d'épuration jusqu'aux raffineries en passant par les centrales électriques et bien d'autres domaines. Ils sont utilisés essentiellement dans les processus automatisés. Ces vannes sont de construction et de dimensions diverses. Leurs diamètres vont de quelques centimètres à plusieurs mètres.

La figure suivante représente la forme typique des servomoteurs utilisés pour la manœuvre des vannes.



Figure II-7: forme d'un servomoteur électrique.(BERNARD CONTROLS)

2.4. Vanne de régulation :

Une vanne de régulation est un dispositif actionné mécaniquement qui modifie la valeur du débit de fluide dans un système de commande de processus. Ce dispositif est constitué d'une vanne, reliée à un actionneur capable de faire varier la position d'un organe de fermeture dans la vanne, ou obturateur, en réponse à un signal du système de commande. L'actionneur peut être mû par une énergie pneumatique, électrique, hydraulique ou toute combinaison de ces énergies. Le choix du type d'énergie est essentiellement lié à des problèmes de puissance, de temps de réponse, de disponibilité, de fiabilité et de coût.

Ces vannes de régulation peuvent être classées en deux familles, selon le mouvement effectué par l'obturateur pour modifier le débit dans la vanne :

- ✚ mouvement linéaire.
- ✚ mouvement semi-rotatif de 60 à 90° (à clapet, à papillon, à boule).

2.4.1. Vannes de régulation à papillon :

Ce type de vanne est réservé aux applications devant présenter une faible perte de charge dans l'organe de réglage. L'obturateur semi-rotatif (normal ou excentré) est constitué d'un disque venant obturer la section cylindrique de passage en position de fermeture et pouvant s'ouvrir par une rotation de 60° . Dans certaines versions, la forme du papillon est étudiée afin de compenser le couple dynamique, ce qui permet de limiter la taille du servomoteur tout en permettant une rotation de 90° . Notons que la caractéristique d'une vanne papillon est voisine de la caractéristique égale en pourcentage.[5]

La figure suivante représente le diagramme d'une soupape de régulation de débit :



Figure II-8: Soupape de Régulation de Débit.(COOPER CAMERON VALVE)

2.4.2. Qualités relatives à la vanne :

- Coefficient de débit, caractérisant la capacité de débit de la vanne,
- caractéristique de débit (linéaire, égal pourcentage, TOR), définissant la relation entre la course du clapet et le débit correspondant,
- coefficient de réglage, caractérisant la zone d'utilisation (débit maximal et débit minimal) présentée par les possibilités techniques de la vanne,
- débit de fuite traversant la vanne en position de fermeture,
- conditions d'écoulement (cavitation, vaporisation),
- bruit provoqué par l'écoulement du fluide dans la vanne.

2.4.3. Vanne régulatrice intelligente :

À l'instar des capteurs, les actionneurs, en particulier les vannes régulatrices, ont eux aussi acquis de l'intelligence, au niveau de leur positionneur. Pour ces vannes « intelligentes », pilotées via une liaison HART ou un réseau de terrain, le positionneur ne se contente plus de

maintenir la vanne dans la position demandée par les lois de commande (automatique) ou l'opérateur, mais offre en plus :

- + des facilités de réglage, une calibration automatique,
- + des diagnostics sur le comportement de la vanne, à partir de capteurs « proprioceptifs » (dynamométrique, de position, de fin de course),
- + son historique d'utilisation,
- + la possibilité de dialogue avec le système de contrôle, via le réseau.

Il existe maintenant des vannes régulatrices intelligentes qui peuvent intégrer des fonctions de réglage comme le **PID**, permettant une meilleure performance en réglage de position de la vanne. Cet algorithme implémenté au niveau de la vanne permet aussi de réaliser des chaînes de régulation (simples, autour d'un PID), uniquement fondées sur les capteurs « intelligents », le « réseau de terrain » et l'« actionneur ».

Conclusion

Un capteur est un dispositif d'entrée qui fournit une sortie utilisable en réponse à une entrée précisée. Un transducteur est généralement utilisé comme dispositif de conversion d'un signal d'une forme physique en une autre.

Les termes suivants sont généralement employés pour spécifier les performances des capteurs : la *précision*, l'*erreur*, la *plage*, le *temps de réponse*, la *sensibilité*, la *répétabilité* et la *fiabilité*.

Les capteurs les plus utilisés sont les **interrupteurs** (*mécaniques*, de *proximité* ou *photoélectriques*), les **capteurs de température** (bilames, à résistance de platine, à thermo diodes, à thermo transistors ou encore à thermocouples), les **capteurs de position** et de **déplacement**(potentiomètres, à transformateurs différentiels, capacitifs), les **capteurs de pression**(membrane), ainsi que les **débitmètres** (à diaphragme ou à turbine).

Les dispositifs de sortie les plus utilisés sont les relais, les **vannes de commande** directionnelle à cylindre, les **moteurs** à courant continu et les moteurs pas à pas.

Chapitre III

Description des équipements de l'installation Sea-line

Le poste de chargement d'hydrocarbures Sea-line de Bejaia est conçu pour pouvoir effectuer des chargements en plein mer et ce même si dans des conditions climatiques sévères, pour des pétroliers ayant des cargaisons allant jusqu'à 320 000 Tonnes. Ce poste de chargement est équipé de deux parcs de stockage, d'une station de pompage, de deux unités de comptage, des lignes d'exploitation, d'une bouée et d'un système d'utilité.

Ce chapitre présente les informations générales relatives à cette installation, un aperçu des équipements, du système de contrôle du procédé, plus précisément du système de contrôle *Sybervisor* et de calculateur de débit *Sybertrol*.

Le Sea-line est constitué des équipements on shore (sur terre), off shore (en mer) et des lignes d'exploitations.

1. Equipement on shore :

1.1. Parcs de stockage : L'installation d'exploitation est équipée de deux (2) parcs de stockage, le parc nord composé de douze (12) bacs, chaque deux (2) bacs sont reliés à un collecteur de 28" qui est raccordé au manifold d'aspiration de 42". Le parc sud a quatre (4) bacs de stockage, chaque bac est relié à un collecteur de 32" qui est raccordé au manifold d'aspiration de 42". Chaque collecteur des parcs de stockage possède des vannes motorisées MOVs d'isollements. Les deux (2) manifolds d'aspiration de 42" venant des deux (2) parcs se regroupent pour former une ligne d'admission de 42" pour alimenter la station de pompage. Pour la protection des équipements de la ligne, chaque manifold d'aspiration est équipé d'une soupape de sûreté pour détendre la pression causée par la dilatation thermique du produit lorsque la ligne est statique (hors service). Les deux (2) soupapes de sûretés (PSVs) installées sur les manifolds d'aspiration sont réglées pour être actionnées à 19.3 bars.

Des transmetteurs de niveaux existants sur les bacs transmettent des signaux vers les indicateurs de niveau du système de contrôle du procédé (PCS). Chaque indicateur de niveau est configuré avec des alarmes de niveau haut et bas.

1.2. Station de pompage :

La station de pompage comprend trois (3) pompes centrifuges verticales à quatre (4) étages dotés d'une capacité de 5000 m³/h pour chacune et entraînées par des moteurs électriques de 2.7 MW. Deux pompes seulement sont utilisées pendant l'opération de chargement tandis qu'un reste en réserve. Les moteurs sont équipés de détecteurs de température à résistance (RTDs) pour assurer une protection contre les hautes températures au niveau des moteurs, des détecteurs de vibrations qui mesurent les vibrations (mm/s) autour des paliers de l'arbre et un capteur de vitesse mesure la vitesse de rotation du moteur. Ces capteurs transmettent des signaux au système de contrôle PCS. La figure ci-contre présente le diagramme d'une pompe.

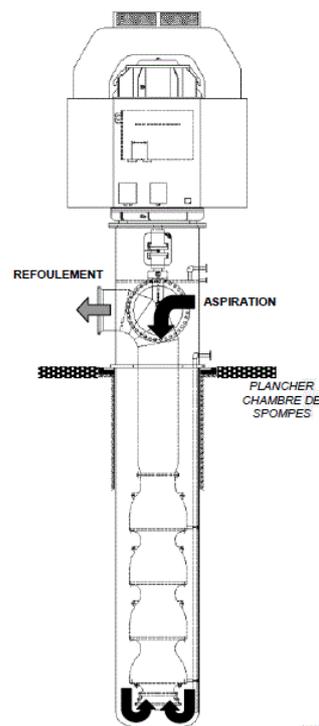


Figure III-1: Diagramme d'une pompe centrifuge verticale à quatre étages.
Documentation de SONATRACH

Pour la tuyauterie de cette station, le collecteur d'aspiration de 42" venant des deux (2) parcs se divise en trois lignes d'aspiration de 36" et alimente l'aspiration de chaque pompe de chargement verticale. Trois (3) lignes de refoulement de 30" se rejoignent vers un collecteur de refoulement commun de 42". Une ligne de débit minimum de 12" à partir du collecteur de refoulement vers le collecteur d'aspiration. Une ligne de recyclage de 16" à partir du collecteur de refoulement vers le collecteur d'admission du pétrole brut du parc de stockage nord.

Une vanne d'arrêt d'urgence (ESD) de 42" est mise à l'entrée de la station de pompage.

Chaque pompe est dotée d'une vanne MOV et d'un filtre sur le côté aspiration et un clapet anti retour et une vanne MOV sur le côté refoulement. Les vannes MOVs peuvent être manœuvrées à distance à partir du système de contrôle PCS ou à l'aide des boutons poussoirs locaux. Un Volant de manœuvre est également prévu pour ouvrir manuellement.

Des soupapes thermiques PSVs sont installées sur la ligne d'aspiration et la ligne de refoulement de chaque pompe, sur la ligne de débit minimum et sur la ligne de recyclage. Ces soupapes dégagent la pression causée par la dilatation thermique du produit lorsque la station de pompage est statique.

1.3. Unités de comptage :

L'installation d'exportation de Bejaia comprend deux (2) unités de comptage avec des boucles d'étalonnage dédiées:

- ✚ Unité de comptage de pétrole brut.
- ✚ Boucle d'étalonnage de pétrole brut.
- ✚ Unité de comptage du condensat.
- ✚ Boucle d'étalonnage du condensat.

Une unité de comptage est composée d'un collecteur d'admission de 42" (collecteur de refoulement venant de la station de pompe), de cinq (5) lignes de comptage de 12" et d'un collecteur de sortie de 42". Chaque ligne de comptage est dotée d'un raccordement de 16" vers une ligne de branchement de l'étalon de 20". La ligne de branchement de l'étalon arrive jusqu'à la soupape de dérivation à quatre (4) voies de l'étalon. La ligne de retour de l'étalon de 16" quitte la soupape de dérivation et se relie au collecteur de sortie de 42" sur l'unité de comptage. La figure suivante est un diagramme des composants de l'unité de comptage et de l'étalon :

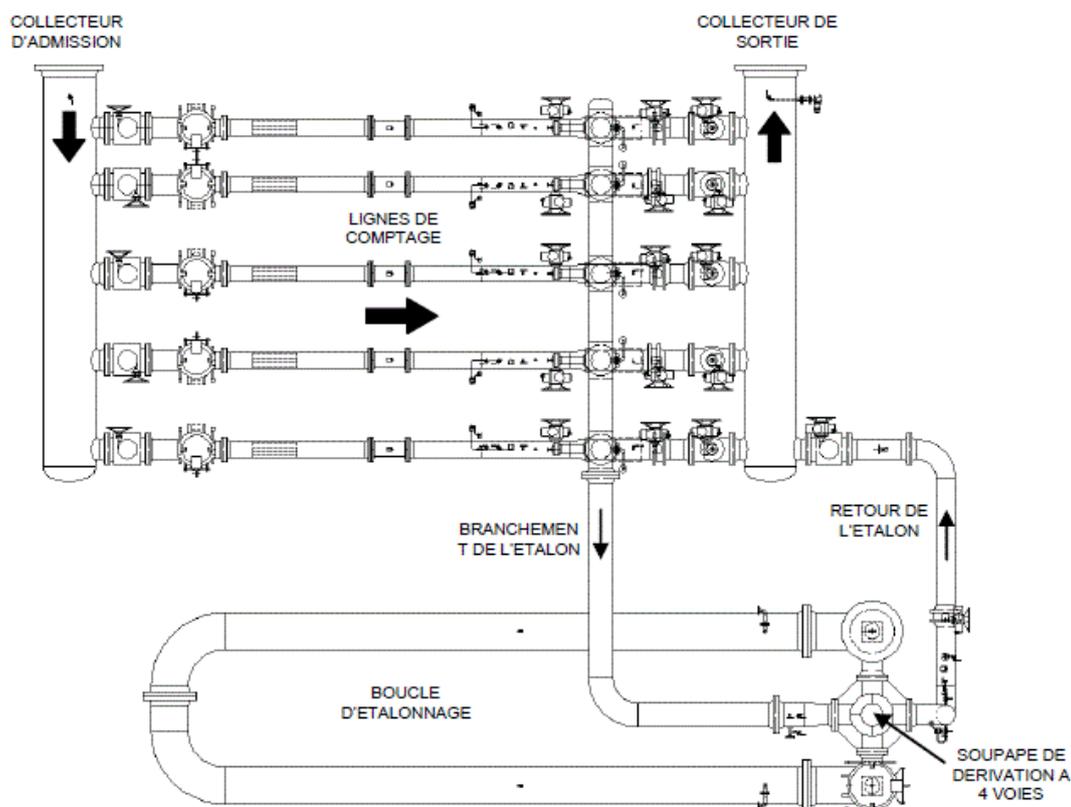


Figure III-2: Diagramme de l'unité de comptage et de l'étalon.

1.4. Unité d'étalonnage :

Chaque ligne de comptage est raccordée à l'étalon par une vanne MOV sur le raccordement vers la ligne de branchement de l'étalon de 20". La ligne de branchement de l'étalon est reliée à une soupape d'aiguillage à quatre (4) voies de 16" à l'admission de l'étalon.

L'étalonnage est accompli en comparant le débit réel enregistré du compteur à un volume connu de l'étalon. Le volume de la section de mesure de l'étalon est déterminé par la méthode de calibrage par soutirage d'eau (norme *American Petroleum Institute* «API») et constitue la base de toutes les mesures prélevées par le système.

L'étalon est de type à déplacement bidirectionnel et se compose d'une boucle de mesure et d'un plongeur de type sphère.

1.5. Station d'échantillonnage :

Une station d'échantillonnage est installée en aval de l'unité de comptage pour mettre à profit les conditions de turbulence se produisant dans le collecteur. L'effet de mélange causé par la turbulence permet d'obtenir un échantillon très représentatif du produit expédié.

Le système d'échantillonnage automatique est conçu pour prélever des échantillons proportionnels au débit d'écoulement du produit passant à travers le système ou en fonction d'un délai réglable. Les paramètres d'échantillonnage sont introduits à partir du tableau du Sybervisor.

Au cours des opérations de pompage, le système remplit automatiquement un (1) des deux (2) récipient-échantillons de cinq (5) gallons. Un élément de commande électronique et une électrovanne à deux (2) voies sont installés sur la ligne d'échantillonnage. L'élément de commande actionne l'électrovanne au besoin pour remplir le récipient en fonction du volume de chargement introduit dans le système de contrôle PCS. Étant donné que la ligne maintient un certain volume (environ 6.900 m³) entre les chargements des pétroliers, le Sybervisor arrête l'échantillonnage à ce volume restant en préparation pour le chargement du pétrolier suivant.

2. Lignes d'exploitation :

2.1. Description générale :

Les lignes d'exportation de 42" trouvent leur point de départ en aval des vannes ESDV de la station de pompage. Chaque ligne est dédiée au produit reçu à partir de son unité de comptage respective. Les lignes sont installées principalement en souterrain vers le manifold d'extrémité des canalisations en mer (PLEM). Les lignes à terre sont d'environ 540 m de long à partir de la vanne ESDV vers la ligne de rivage. Les lignes en mer s'étendent sur environ 3,84 km vers le PLEM.

2.2. Vannes d'isolement :

Les vannes d'isolement sont installées à proximité de la traversée des lignes à la plage pour assurer un isolement des lignes à cet endroit. Ces vannes motorisées, connues sous le nom de « vannes MOVs de plage » sont installées en surface au niveau de la ligne de rivage. Les vannes d'isolement sont des vannes à boisseau sphérique de fabrication Cooper Cameron, dotées d'actionneurs de moteur *Rotork* actionné à partir du tableau de distribution 380 VCA dans le poste électrique. Les vannes MOVs sont équipées d'interrupteurs de fin de course pour indiquer les positions ouvertes et fermées sur le tableau du système de contrôle PCS.

3. Équipement off shore :

3.1. Description générale :

Les deux (2) lignes en mer de 42" à partir des vannes MOVs de plage aboutissent au manifold d'extrémité des lignes (PLEM), sur le fond marin. L'écoulement venant d'une ligne est dirigé vers la bouée CALM par la mise en ligne des vannes à l'intérieur du PLEM. À partir de ce dernier, deux chaînes de flexibles de 24" sous la bouée sont reliées à la tuyauterie du puits central de la bouée. La tuyauterie du puits central mène vers la tête d'injection en ligne qui est reliée à la table tournante et la tuyauterie de décharge à la mer. À partir de la tuyauterie de décharge à la mer, deux chaînes de flexibles flottants de 24" se réduisent à 16" via des flexibles de transition et sont reliées aux flexibles de rails/extrémités flottants qui sont reliés au manifold du pétrolier.

3.2. PLEM :

La tuyauterie du PLEM est composée de deux collecteurs de 42" avec brides RTJ de classe 300 conformes à la norme ASME pour raccordement aux lignes de 42". Chaque collecteur de 42" dispose de deux (2) lignes secondaires de 24". Les lignes secondaires venant du collecteur de 42" se regroupent en deux (2) tubulures de chargement de 24" avec des brides pour les raccordements des flexibles sous la bouée. Des vannes à boisseau sphérique à manœuvre hydraulique marche/arrêt sont installées dans chaque ligne secondaire de 24". Une ligne de raccordement de 12" est prévue à des fins de maintenance afin permettre d'effectuer le rinçage des flexibles sans pénétrer les lignes. La vanne à boisseau sphérique de 12" est normalement fermée. La figure ci-dessous représente le diagramme du PLEM :

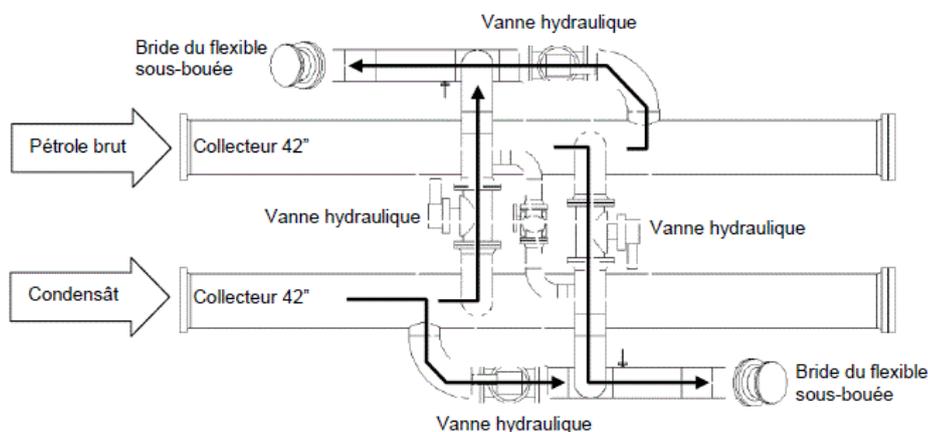


Figure III-3: Diagramme du PLEM.

Le produit est acheminé vers les flexibles sous bouées en ouvrant les deux vannes associées au collecteur actif des lignes et en fermant les deux vannes du collecteur en arrêt. Les vannes de marche/arrêt sont actionnées par pression hydraulique à partir de l'unité de puissance hydraulique HPU sur la bouée. Les flexibles hydrauliques descendent à partir de l'unité HPU vers les vannes du PLEM dans un faisceau de flexibles ombilical se composant de dix (10) flexibles hydrauliques de 3/8" conçus pour une pression de service de 3500 à 5000 psi. Deux (2) flexibles vers chaque vanne et deux (2) flexibles de réserve sont contenus dans le faisceau des flexibles.

3.3. Bouée CALM :

La bouée CALM est un point d'amarrage pour les pétroliers excédant les 80 000 tonnes. Elle comprend une section fixe une section tournante et une tête centrale à pivot.

Chaque tubulure de chargement de 24" venant du PLEM est reliée à la bouée via un flexible sous-marin. Les flexibles sous-marins se fixent aux deux lignes d'admission de la bouée de 24". Une vanne papillon manuelle (vanne de puits central) est installée dans chaque ligne d'admission. Les deux lignes d'admission convergent en un tronçon fixe au fond de la tête d'injection en ligne de 36". La tête d'injection suit le mouvement de la table tournante à 360 degrés. Elle supporte deux lignes de chargement de 24" équipées de vannes papillon (vannes de la table tournante) afin de permettre la fermeture de la tête d'injection et le rinçage à partir du pétrolier amarré.

La bouée est équipée d'un système de protection contre les surpressions (coup de bélier) afin d'empêcher la pression excessive dans la canalisation de transfert due à une éventuelle fermeture brutale d'une vanne pendant le chargement.

La figure suivante représente le diagramme de la bouée.

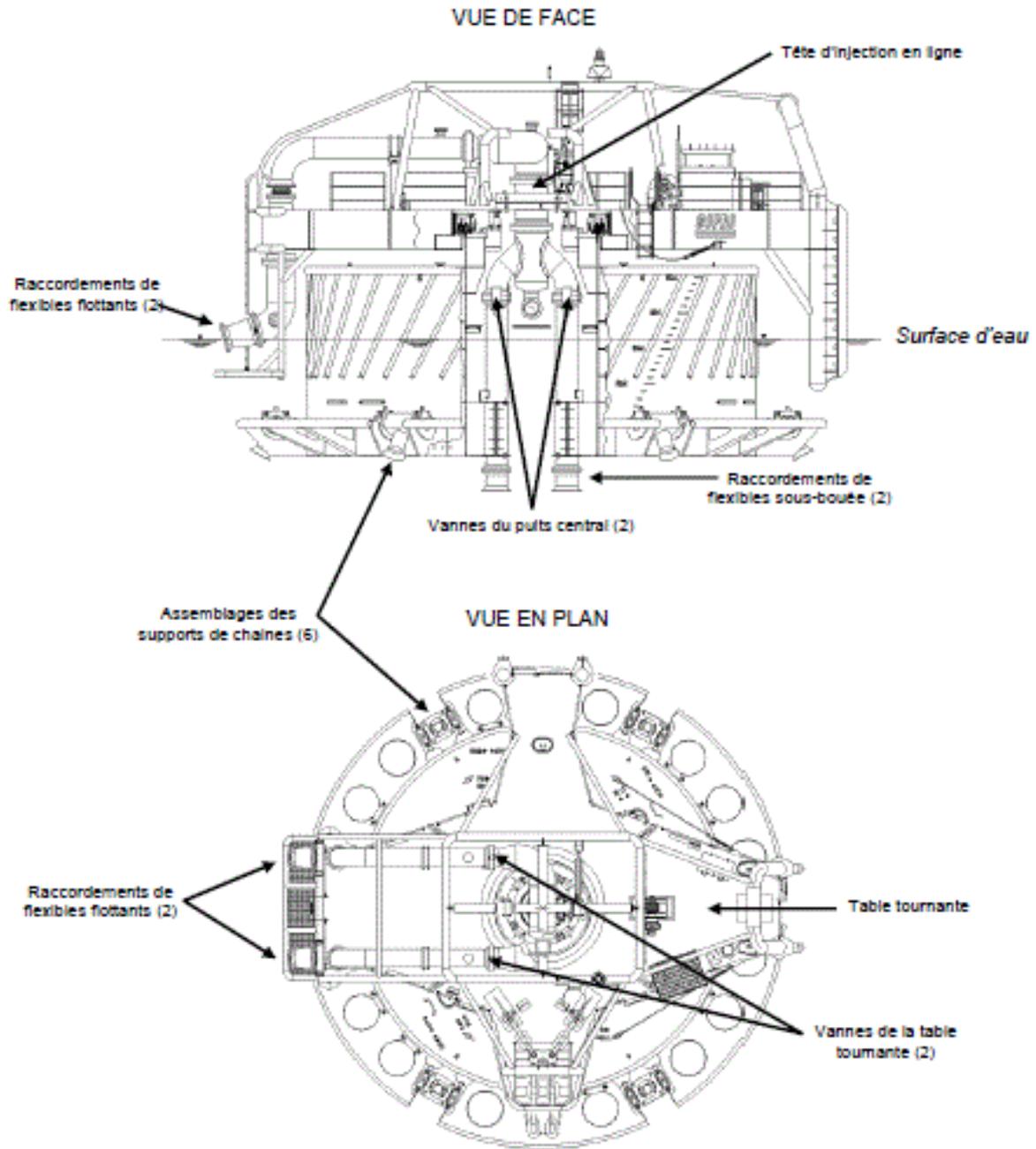


Figure III-4: Diagramme de la bouée.

4. Système de contrôle du procédé :

Le système de contrôle du procédé (PCS) assure un contrôle et une surveillance continus des équipements au sein de l'installation d'exportation, ainsi que l'acquisition des données et les fonctions de commande via trois (3) systèmes de contrôle comprenant:

- ✚ **Un système de contrôle du procédé Siemens:** pour l'exploitation de la station de pompage et des utilités et la surveillance du parc de stockage ;
- ✚ **Un système de contrôle du comptage Sybervisor:** pour les opérations de comptage ;
- ✚ **Un système de contrôle par télémétrie en mer :** pour l'exploitation des vannes du PLEM et de la bouée CALM.

Les tableaux de contrôle de l'interface homme-machine (HMI) sont prévus pour chaque système.

5. Système de contrôle de comptage Sybervisor :

Le système de contrôle de comptage Sybervisor gère les opérations de l'unité, recueille, traite et transmet les données de comptage. Le Sybervisor est un système de contrôle et d'acquisition de données basé sur le système d'exploitation NT Microsoft Windows. Le tableau HMI du Sybervisor fait partie de la console de commande de l'installation dans la salle de contrôle. L'opérateur sélectionne les lignes de comptage à utiliser pour les opérations d'exportation à partir du tableau HMI. Les données d'exportation et les consignes de débit sont normalement introduites à partir du système de contrôle PCS. Cependant, en mode d'opération locale, l'opérateur peut introduire les points de consignes directement à travers le tableau HMI du Sybervisor.

Les deux (2) automates programmables Allen-Bradley Control Logix 5555 effectuent les fonctions de commande et de logique. Le PLC est l'interface de logique et du matériel vers les entrées et les sorties analogiques et numériques qui ne sont pas reliés aux ordinateurs de débit/étalon, tels que les vannes MOVs et les systèmes d'échantillonnage. Le PLC-3200 contrôle l'opération de l'unité de comptage du pétrole brut. Le PLC-4200 contrôle l'opération de l'unité de comptage du condensat.

Les ordinateurs de débit/étalon Sybertrol fournissent au Sybervisor toutes les données requises relatives au comptage et à l'étalonnage. Chaque ligne de comptage et étalon dispose d'un ordinateur dédié. Au cours de l'exploitation, le Sybervisor ouvre les vannes de sortie des lignes de comptage et transmet les points de consignes de débit aux ordinateurs de débit appropriés pour mettre une ligne de comptage en service. Des informations telles que les volumes, masses, températures et pressions sont tirées à partir des ordinateurs de débit/étalon. Le Sybervisor affiche les données sur les écrans graphiques du tableau HMI et présente les données sous forme de rapports de systèmes requis pour le transfert transactionnel du pétrole brut ou du condensat.

Les ordinateurs de débit Sybertrol transmettent également les signaux du débit mesuré (impulsion par volume unitaire) à un totaliseur non réglable se trouvant sur la console de

commande. Le totaliseur de débit affiche le débit global mesuré par l'unité de comptage. Chaque unité de comptage est équipée d'un pupitre de commande dédié dans la salle BT du poste électrique. Les ordinateurs Sybertrol sont montés sur les portes des pupitres de commande.

Le système Sybervisor supervise les ordinateurs de débit/étalon Sybertrol. Le système Sybervisor transmet les points de consignes de débit vers les ordinateurs de débit/étalon Sybertrol et reçoit en retour les données d'exploitation et les entrées des positions des vannes de débit. Le Sybervisor communique les données de l'unité de comptage vers le système de contrôle PCS.

Le Sybervisor est entièrement piloté par menus avec plusieurs écrans d'affichage graphiques. Le contrôle et la surveillance des unités de comptage sont effectués avec des fenêtres graphiques et des boutons affichés sur le tableau HMI du Sybervisor. Les sélections et les entrées de l'opérateur sont effectuées à l'aide d'un dispositif de pointage (souris) et un clavier. L'opérateur clique sur le bouton ou l'objet graphique voulu pour utiliser les diverses fonctions du système Sybervisor. Ces fenêtres graphiques permettent les sélections et les entrées pour l'exploitation des unités de comptage et les fonctions de contrôle de qualité.

6. Ordinateur de débit Sybertrol :

Les ordinateurs de débit/étalon Sybertrol fournissent au Sybervisor toutes les données requises relatives au comptage et à l'étalonnage. Chaque ligne de comptage et étalon dispose d'un ordinateur dédié. Au cours de l'exploitation, le Sybervisor ouvre les vannes de sortie des lignes de comptage et transmet les points de consignes de débit aux ordinateurs de débit appropriés pour mettre une ligne de comptage en service. Des informations telles que les volumes, masses, températures et pressions sont tirées à partir des ordinateurs de débit/étalon. Le Sybervisor affiche les données sur les écrans graphiques du tableau HMI et présente les données sous forme de rapports de systèmes requis pour le transfert transactionnel du pétrole brut ou du condensat.

Les ordinateurs de débit Sybertrol transmettent également les signaux du débit mesuré (impulsion par volume unitaire) à un totaliseur non réglable se trouvant sur la console de commande. Le totaliseur de débit affiche le débit global mesuré par l'unité de comptage.

La figure ci-contre représente l'aspect externe du calculateur Sybertrol :



Figure III.5: l'aspect externe du calculateur Sybertrol.

Chaque unité de comptage est équipée d'un pupitre de commande dédié dans la salle BT du poste électrique. Les ordinateurs Sybertrol sont montés sur les portes des pupitres de commande. Un tableau d'interface d'opérateur est prévu pour programmer et configurer les ordinateurs de débit. La figure suivante représente le câblage des ordinateurs de débit Sybertrol :

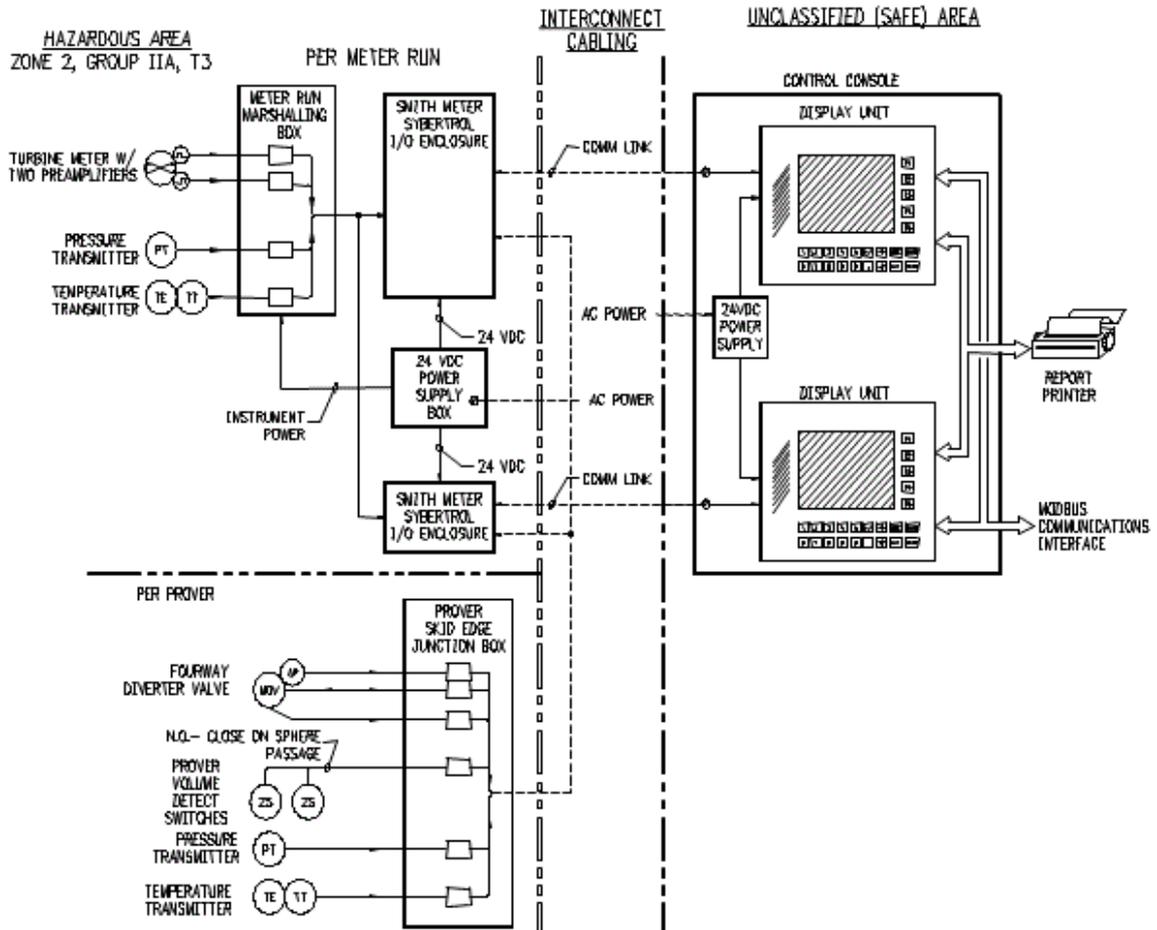


Figure III-6: Câblage des ordinateurs de débit.

Conclusion

Nous avons décrit les différentes grandeurs dont a besoin un système de contrôle et les équipements constituant les capteur/actionneurs. Nous avons mieux compris l'utilité et le fonctionnement de ces derniers, ce qui nous permet de mieux programmer et récupérer les grandeurs utiles au procédé d'automatisation.

Chapitre IV

Comptage des hydrocarbures liquides de l'installation Sea-line Bejaia

La mesure (comptage) de volume des hydrocarbures est d'une importance primordiale par rapport aux quantités et qualité des produits, tant vis-à-vis des clients que de l'administration des Douanes pour les différentes transactions commerciales effectuées. L'opération doit clarifier l'exactitude nécessaire pour la réalisation d'une mesure concrète. Les moyens mis en œuvre doivent répondre à la réglementation en vigueur sur les instruments de mesure de la catégorie concernée.

Le comptage des volumes des hydrocarbures consiste à mesurer un volume que l'on dit brut, puis d'effectuer des corrections de calculs pour obtenir un volume corrigé étant donné que certaines grandeurs physiques influent énormément sur ce dernier. Cette correction est réalisée en utilisant un facteur de correction (connaissant la masse volumique d'un produit pétrolier à 15 °C, on calcule la masse volumique à une température différente) obtenue à partir des différents facteurs collectés. Ce qui nous permet d'obtenir un volume aux conditions de base (normalisé).

1. Méthodes de comptage des hydrocarbures :

Deux méthodes de comptage des volumes peuvent être utilisées, le comptage statique et le comptage dynamique.[7]

1.1. Le comptage statique :

Le comptage statique des volumes des hydrocarbures consiste d'abord à récupérer avant le début de chaque chargement le *niveau des bacs* de stockage, de récupérer à partir d'un échantillon représentatif du bac divers paramètres liés aux conditions de *Température, Pression et Masse volumique* du produit.

À la fin du chargement du navire, l'opération est effectuée à nouveau, et un calcul est réalisé pour obtenir un volume corrigé aux conditions de base suivant les paramètres préalablement récoltés. Ceci est effectué pour pouvoir se mettre en accord sur les quantités et la qualité des produits chargés, tant vis-à-vis des clients, que de l'administration des Douanes.

L'inconvénient majeur de cette méthode est le manque de précision sur l'obtention du facteur de correction des volumes étant donné que les paramètres de température et pression ne sont pas pris en temps réel ce qui induit des erreurs pour l'obtention du facteur.

1.2. Comptage dynamique :

Contrairement au comptage statique, le comptage dynamique nous permet la mesure en temps réel des volumes, de la température et de la pression du produit en assurant la fiabilité de ces données via les conditions climatiques réelles de chargement.

Grâce à la fiabilité de ces données, le facteur de correction atteint un niveau de précision relativement élevé.

Dans ce contexte, le mesurage dynamique des volumes prend toute son importance en raison des fonctions techniques, de sécurité et commerciales qu'il permet d'assurer :

- La conduite technique des opérations menées depuis un centre de contrôle unique (dispatching);
- La surveillance permanente de l'intégrité du réseau par comparaison permanente des volumes entrants et sortants;
- La référence quantitative des entrées en dépôts de distribution.
- La référence de facturation des produits.

2. Organisation et structure du comptage :

Le comptage sur l'ensemble des réseaux de pipelines est structuré autour :

- ✚ d'ensembles de mesurage disposés en chaque point d'entrée/sortie de réseau;
- ✚ d'un calculateur centralisé, situé au dispatching de l'ouvrage, effectuant les calculs des volumes aux conditions de base. Ce calculateur est couplé à un dispositif de mesure qui permet l'acquisition en temps réel des résultats de mesure en provenance de chaque sortie du réseau.
- ✚ de laboratoires accrédités par la Section Étalonnage.

Un ensemble de mesurage est composé de manières uniformes :

- ✚ d'un banc de comptage à turbine;
- ✚ d'un calculateur en salle de contrôle local;
- ✚ d'instruments associés assurant la mesure de la température, de la pression et de la masse volumique des produits comptés;
- ✚ d'un filtre en amont du banc de comptage.

Calculateur de comptage :

Le calculateur de comptage, situé localement en salle de contrôle, acquiert et compare les impulsions émises par chaque compteur, puis les additionne afin de délivrer localement le volume compté, dit volume « brut » (avant toute correction), et le débit.

La station centrale d'étalonnage des compteurs :

Tous les instruments mis en œuvre font l'objet d'étalonnages et de vérifications selon une périodicité définie. En ce qui concerne plus précisément les compteurs, ils sont étalonnés périodiquement et vérifiés dans la station centrale d'étalonnage.

Le calcul centralisé des volumes :

Les mesures délivrées par le calculateur local de comptage et les instruments associés sont transmises en continu au centre de conduite du réseau (*dispatching*), où sont réalisés les calculs de correction et de conversion des volumes aux conditions de base de pression et de température, ainsi que l'impression des bons de livraison ou d'expédition servant aux transactions commerciales et aux déclarations en Douane.

3. Unité de comptage :

L'unité de comptage (autrement dit *Skid* de comptage) est une installation industrielle entièrement automatisée, sous la forme d'un réseau de canalisation compacte permettant le *comptage dynamique* des hydrocarbures, ainsi que le contrôle du débit d'écoulement qui la traverse.

Pour ce faire, le *skid de comptage* est composé de divers équipements, qui lui fournissent diverses informations essentiellement pour le comptage, le contrôle ou régulation, l'acheminement et le débit des produits pétroliers qui traversent la canalisation.[2]

3.1. Description et fonctionnement des équipements du skid de comptage :

Pour que le *skid de comptage* puisse effectuer un fonctionnement automatisé, il doit être équipé de divers appareils de mesure (des capteurs) qui lui permettent de récolter des informations sur son état indispensable pour effectuer le contrôle de l'installation. Ce dernier s'effectue grâce à des actionneurs, principalement des vannes tout ou rien **MOV** et des vannes de régulation **FCV**.

L'unité de comptage étant composée de cinq lignes identiques. Chaque ligne de comptage a un débit de 2500 m³/h. Au cours de l'opération d'exportation, quatre lignes de comptage sont opérationnelles à un débit maximum de 10 000 m³/h. La boucle d'étalonnage a un débit nominal de 2500 m³/h, égal à une ligne de comptage, ce qui implique que l'étalonnage ne peut s'effectuer l'une après l'autre.

Une ligne de comptage est composée d'une *vanne à boisseau sphérique* d'isolement manuel de 16'' et d'un *filtre d'admission* suivi par une section de stabilisation de 12'' vers le *compteur à turbine*. La section de stabilisation réduit la turbulence au fur et à mesure que le pétrole pénètre le compteur à turbine. La ligne de 12'' venant du compteur à turbine sert comme une manchette de raccordement d'instruments pour les *indicateurs de pression et de température*. La ligne de 12'' s'élargit en une ligne de sortie de 16'' avec une *vanne de débit* actionnée par moteur et une *vanne d'isolement motorisée* et se relie au collecteur de sortie de 42''. Une ligne de raccordement de 16'' vers la boucle d'étalonnage se branche en amont de la vanne de débit de la ligne de comptage. Chaque ligne de raccordement est dotée d'une vanne d'isolement motorisée. La figure IV-1 représente un diagramme des composants dans une ligne de comptage typique.

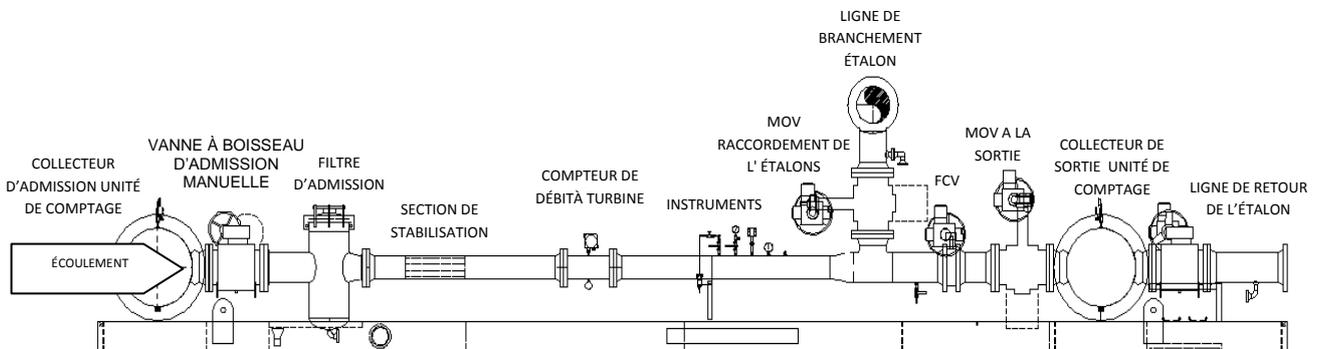


Figure IV-1: Ligne de comptage.

a. Vanne d'admission :

Les vannes à boisseau d'admission manuelle de 16'' situées aux entrées des rampes de l'unité de comptage assurent l'isolement de chacune d'entre elles.

b. Soupapes de sûreté :

Une soupape PSV est installée sur chaque ligne de comptage entre la vanne d'isolement à boisseau sphérique de 16'' et le filtre d'admission. Une soupape PSV est également installée sur la ligne de retour de l'étalon en amont de la vanne de débit de l'étalon. La soupape PSV empêche la surpression de la tuyauterie causée par la dilatation thermique du produit lorsque la ligne de comptage ou l'étalon est isolé(e).

Toutes les soupapes PSV sont réglées pour dégager la pression à 5100 kPa. La soupape PSV est dotée d'admissions de 3/4'' et de sorties de 1'' vers le bac de drainage de la tuyauterie de drainage fermée. Les vannes d'admission et de sortie doivent être verrouillées en position ouverte lorsque la soupape PSV est en service.

c. Filtres :

Les filtres d'admission éliminent les débris de sol et autres corps étrangers importants qui pourraient endommager le mécanisme interne de la ligne de comptage. Le filtre est doté d'une admission de 16'' et d'une sortie de 12''. Le couvercle amovible est équipé d'une vanne à boisseau sphérique de 3/4'' et d'un dispositif d'évacuation d'air dans la ligne d'évent de 3/4'' vers le système de drainage ouvert. Une ligne de purge de 2'' avec vanne à boisseau sphérique à double sectionnement (DBB) est prévue pour purger le filtre vers le système de drainage fermé.

Un panier-tamis en treillis métallique interne récupère les corps étrangers entraînés dans le produit. Les robinets manométriques sur l'enveloppe du filtre, en amont et en aval du panier, sont reliés à l'interrupteur indicateur de pression différentielle (PDIS). L'interrupteur PDIS mesure la chute de pression à travers le filtre. La pression à travers le filtre augmente au fur et à mesure que les matières piégées s'accumulent. La pression différentielle à travers le filtre indique que le panier doit être enlevé et nettoyé aussitôt que possible pour éviter d'endommager le panier. La figure suivante représente un filtre à tamis (vue extérieure) :



Figure IV-2: Vue extérieure d'un filtre à tamis.

d. Conditionneur de débit :

Le conditionneur est inséré dans une section droite raccordée à la sortie du filtre 12'', en amont du débitmètre. Il optimise les performances du compteur à turbine en réduisant les turbulences du fluide et les déformations du profil de vitesse causée par les vannes, les pompes, tamis, défaut d'alignement des joints, configuration de la tuyauterie...

La figure suivante représente un conditionneur de débit :

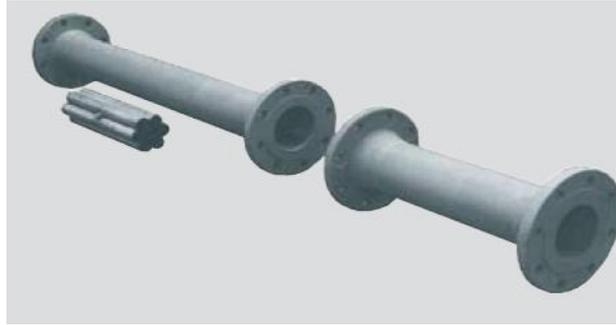


Figure IV-3: Conditionneur de débit.

e. Vanne d'isolement motorisée :

A l'exception des vannes d'admission de la ligne de comptage qui sont à commande manuelle, toutes les vannes d'isolement des unités de comptage et d'étalonnage sont des vannes à double étanchéité (DBB) motorisées. Les vannes DBB sont des vannes de type à boisseau, à joint élastique non lubrifié. Lorsque la vanne est fermée, le boisseau conique est entraîné vers le bas entre les glissements et les surfaces coniques sortent des glissements pour permettre une fermeture positive aussi bien en amont qu'en aval.

Les vannes MOVs peuvent être actionnées à distance à partir du tableau de la salle de contrôle ou à l'aide des boutons poussoirs locaux. Au cours des opérations d'exportation, les vannes MOVs sont normalement actionnées automatiquement par le système de contrôle Sybervisor.

f. Indicateurs des lignes de comptage :

L'instrumentation des lignes de comptage comprend un interrupteur indicateur de pression différentielle (PDIS) qui mesure la chute de pression à travers le filtre d'admission et un compteur à turbine pour mesurer le débit. Des transmetteurs et des indicateurs de température et de pression sont installés dans la ligne en aval du débitmètre. Tous les transmetteurs transmettent des entrées vers le système de contrôle Sybervisor.

g. Débitmètres :

Les compteurs à turbine *Smith Sentry* mesurent le débit du produit. Le débitmètre à turbine est un compteur de type à rotor, à rebord soulevé avec des palettes hélicoïdales. Le pétrole passant à travers le compteur tourne le rotor à une vitesse proportionnelle à la vitesse d'écoulement. Deux bobines de détection magnétique externes positionnées perpendiculairement à l'axe de rotation détectent les boutons du rotor sur les aubes de la turbine. Au fur et à mesure que les boutons passent les bobines de détection, des impulsions électriques sont transmises à l'affichage du totaliseur local et au compteur à turbine Sybertrol. Un préamplificateur est prévu pour chaque bobine de détection pour renforcer le signal lorsque la distance de transmission dépasse 609,6 m.

h. Vannes de débit :

Les vannes de débit (FCV) sont des vannes papillons motorisées, situées entre le branchement la ligne de branchement de l'étalon et la vanne de sectionnement à la sortie de l'unité de comptage. Le système de contrôle Sybervisor équilibre les débits à travers les lignes de comptage et l'étalon en utilisant les vannes de débit.

i. Instrumentation de l'unité de comptage :

L'instrumentation électronique fournit les entrées pour le contrôle automatisé et la surveillance de l'opération de comptage. Les transmetteurs de débit, de pression et de température transmettent des signaux de mesure vers le tableau de contrôle. Les indicateurs de température et de pression locaux sont également prévus sur les lignes de comptage et les boucles d'étalonnage.

Le système de contrôle reçoit les types suivants de signaux d'entrée provenant des instruments montés sur les unités:

- ✚ Signaux analogiques 4-20 mA ;
- ✚ Signaux analogiques 1-5 VCC ;
- ✚ Signaux des détecteurs de température à résistance (RTD) ;
- ✚ Impulsion numérique de 24 VCC.

3.2. Exploitation du skid de comptage :

Les unités de comptage fonctionnent dans une configuration de 4+1, avec quatre (4) lignes de comptage opérationnelles et une (1) ligne de réserve dédiée, conçue pour l'écoulement continu du pétrole brut et du condensât au cours des opérations d'exportation. Le débit nominal pour chaque ligne de comptage est de 400 m³/h au minimum et 2.500 m³/h au maximum. Le débit nominal à travers l'unité de comptage est de 10 000 m³/h. Le système Sybervisor contrôle les débits de comptage avec les entrées vers les ordinateurs de Sybertrol, qui surveillent et contrôlent l'instrumentation des lignes de comptage et de l'étalon. Le Sybervisor également traite et signale sur des rapports les données communiquées par les ordinateurs de débit. En plus du contrôle et de la transmission des données sous forme de rapports, le système Sybervisor surveille les ordinateurs de débit pour les conditions des alarmes et produit des alarmes. Les alarmes sont affichées sur l'écran en rouge et envoyées avec la date et l'heure d'émission à l'imprimante au fur et à mesure qu'elles se produisent.

Les unités de comptage disposent de deux modes de fonctionnement: mode de chargement par ligne ou mode de chargement par lot. Le mode de chargement par ligne assure la surveillance du débit et l'équilibrage automatique du débit entre les lignes de comptage. Le mode de chargement par lot détermine le moment auquel les lignes doivent être mises en service ou hors service pour satisfaire aux débits d'écoulement et aux volumes des lots de chargement spécifiés par l'opérateur. Les unités de comptage de l'installation d'exportation sont configurées pour le mode de chargement par lot. L'opérateur à la salle de contrôle introduit les données du lot de chargement et les points de consignes spécifiques sur le

système de contrôle du PCS. Le système de contrôle du PCS transmet ces entrées au Sybervisor. Le Sybervisor surveille les paramètres du lot de chargement, lance l'alarme du volume de fin de chargement et équilibre la consigne de débit entre les lignes de comptage opérationnelles.[2]

En plus des deux modes de fonctionnement, deux modes de commande sont disponibles: commande automatique à distance et commande d'opérateur locale. L'opérateur à la salle de contrôle peut sélectionner l'un de ces modes à l'aide du bouton de commande "commande automatique/opérateur" (Automatic/Operator) prévu sur la fenêtre de l'unité Sybervisor. Le mode d'opération "automatique à distance" est la méthode normale de commande. Dans ce mode, la majorité des fonctions de comptage sont surveillées et contrôlées par l'ordinateur Sybervisor en se basant sur les entrées à distance provenant du système de contrôle PCS. Sous la commande automatique à distance, le Sybervisor reçoit les données du lot de chargement et les points de consigne de débit à partir du système de contrôle PCS. Il équilibre le débit entre les vannes de débit des lignes de comptage, surveille le volume cible et actionne une alarme lorsque le volume de coupure est atteint. La commande d'opération locale pourra être demandée à tout moment de la commande d'opération automatique à distance. Le mode de commande de l'opération locale permet à l'opérateur d'introduire les consignes de débit pour chaque ligne de comptage dans le tableau HMI du Sybervisor. Lorsque l'opérateur introduit une consigne supérieure à zéro (0) et la ligne de comptage est hors service, le Sybervisor ouvre la vanne de sortie de la ligne de comptage et transmet la consigne. Lorsque l'opérateur introduit une consigne de zéro (0) et la ligne de comptage est en service, alors le Sybervisor réduit le point de consigne et ferme la vanne de sortie de la ligne de comptage.

Conclusion

La technique du comptage dynamique nous permet de mesurer en temps réel les volumes normalisés des hydrocarbures.

L'Unité de comptage est le moyen technique qui nous permet de réaliser cette tâche. Les équipements composant cette Unité de comptage doivent être fiables tant au niveau de la précision, de la vitesse de réaction que de la longévité.

Le comptage dynamique représente le moyen moderne le plus efficace permettant d'obtenir un facteur de correction très fiable, ce qui constitue un atout majeur pour toute transaction commerciale des hydrocarbures.

Chapitre V

Automatisation avec SIMATIC S7

1. Problématique

Vu qu'actuellement l'unité de comptage est bipsée à cause des différents problèmes rencontrés par le système de contrôle qui est dans l'incapacité à gérer simultanément plusieurs lignes de comptage.

Après avoir étudié et compris le principe de fonctionnement de l'unité de comptage, nous sommes en mesure de proposer des solutions pour la remise en fonction de l'unité de comptage.

Le système de contrôle est principalement lié au Sybervisor et aux calculateurs de débit Sybertrol avec les différents problèmes liés à ces derniers :

- Le système est considéré comme une boîte noire, ce qui nous rend dans l'incapacité à localiser les défaillances qui peut y avoir.
- Étant donné que la technologie utilisée est en fin de vie, il devient impossible de remplacer les différentes parties défaillantes.

Pour la partie commande de l'unité, nous préconisons le changement de tout le système de contrôle actuel par un automate programmable industriel.

Pour la partie opérative, nous proposons de garder tous les instruments de l'unité à l'exception du transmetteur de débit, qui transmet un signal impulsion que l'on ne peut décrypter, par un transmetteur 4-20 mA proportionnel au débit.

2. Introduction

Ce chapitre présente les différentes étapes pour la réalisation d'un système de contrôle automatique qui consiste en premier lieu au choix de la technologie à utiliser, en second lieu à la création d'un projet d'automatisation (description matérielle et fonctionnelle) et en fin à la simulation du tout.

3. Choix de la technologie à utiliser

Le choix de la technologie s'est porté vers le fabricant allemand Siemens qui propose un environnement de développement performant et qui assure un gage de qualité de ses équipements.

4. Présentation du logiciel STEP 7

STEP 7 est le logiciel de base pour la programmation et la configuration dans le système d'automatisation SIMATIC de Siemens. Il fait partie de l'industrie logicielle SIMATIC. Les tâches de bases qu'ils offrent à son utilisateur lors de la création d'une solution d'automatisation sont :[9]

- La création et gestion de projet
- La configuration et paramétrage de matériel et la communication
- La gestion des mnémoniques
- La création des programmes.
- Le chargement de programme dans les systèmes cibles.
- Le test de l'installation d'automatisation.
- Le diagnostic lors des perturbations dans l'installation.

La figure suivante présente l'interaction entre les différents éléments d'une solution d'automatisation :

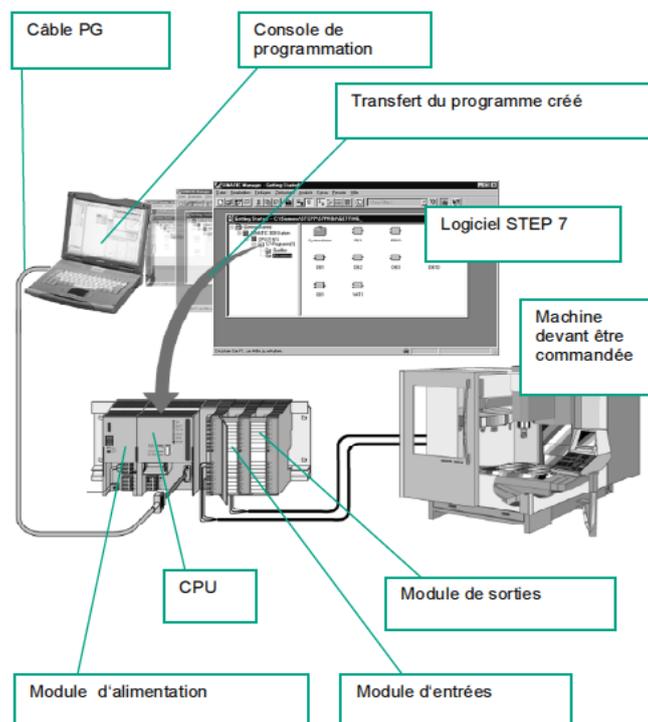


Figure V-1: L'interaction entre les différents éléments d'une solution d'automatisation.

5. Création d'un projet d'automatisation :

Un projet contient la description complète de votre automatisme. Il comporte donc deux grandes parties : la description du matériel, et la description du fonctionnement (le programme).[8]

Après le lancement du STEP 7, on crée un nouveau projet et on le nomme, comme représenté dans la figure suivante :

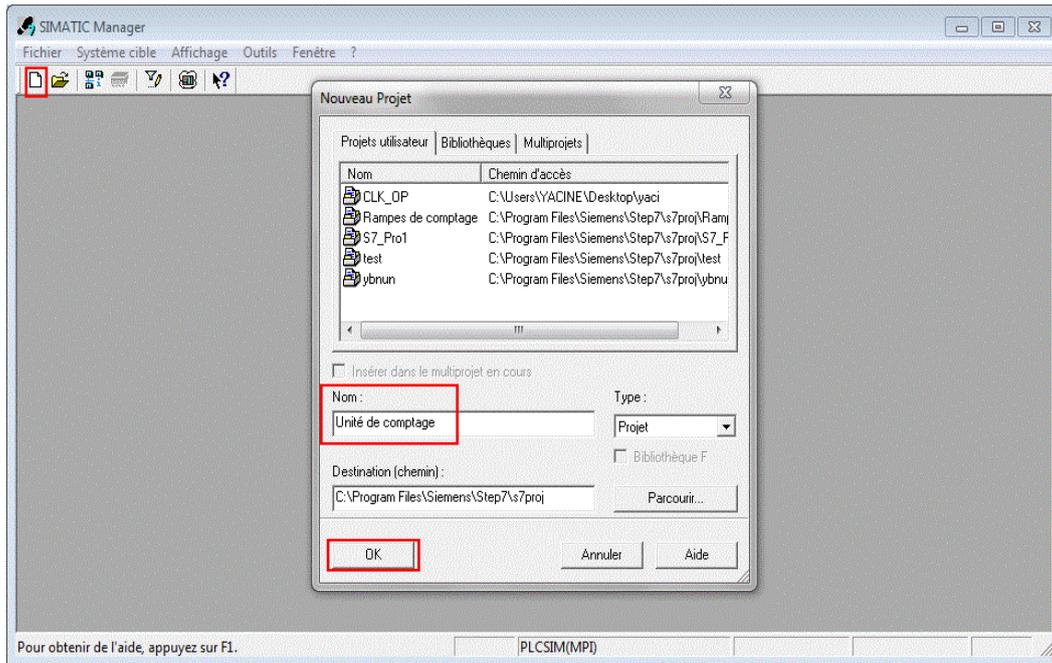


Figure V-2: SIMATIC Manager.

En cliquant sur OK, on obtient la figure suivante :

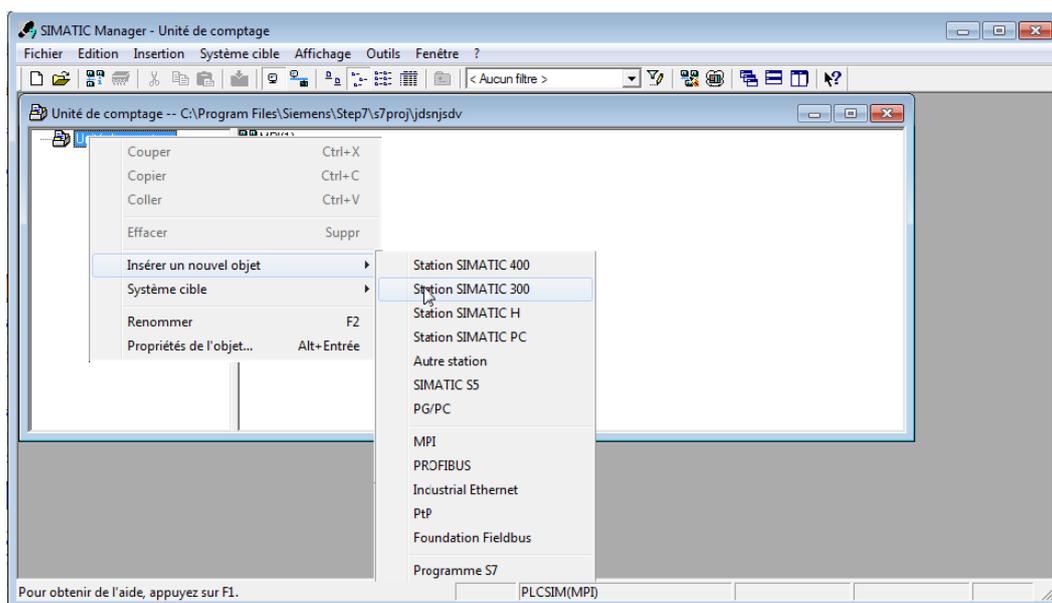


Figure V-3: Choix de station.

Cette fenêtre est utilisée pour le choix de la station à utiliser, et ceci en cliquant (deuxième fonction) sur l'icône du projet créé.

Comme le système de contrôle de l'unité de comptage est de niveau moyen, une station **SIMATIC S7-300** nous suffira pour la commander.

5.1. Configuration matérielle :

Cette étape consiste à choisir un support (rack), une CPU, des modules d'entrées/sorties ainsi que l'alimentation adaptée à nos besoins.

Pour ce faire, un double clic sur '**Matériel**' nous donne la fenêtre suivante :

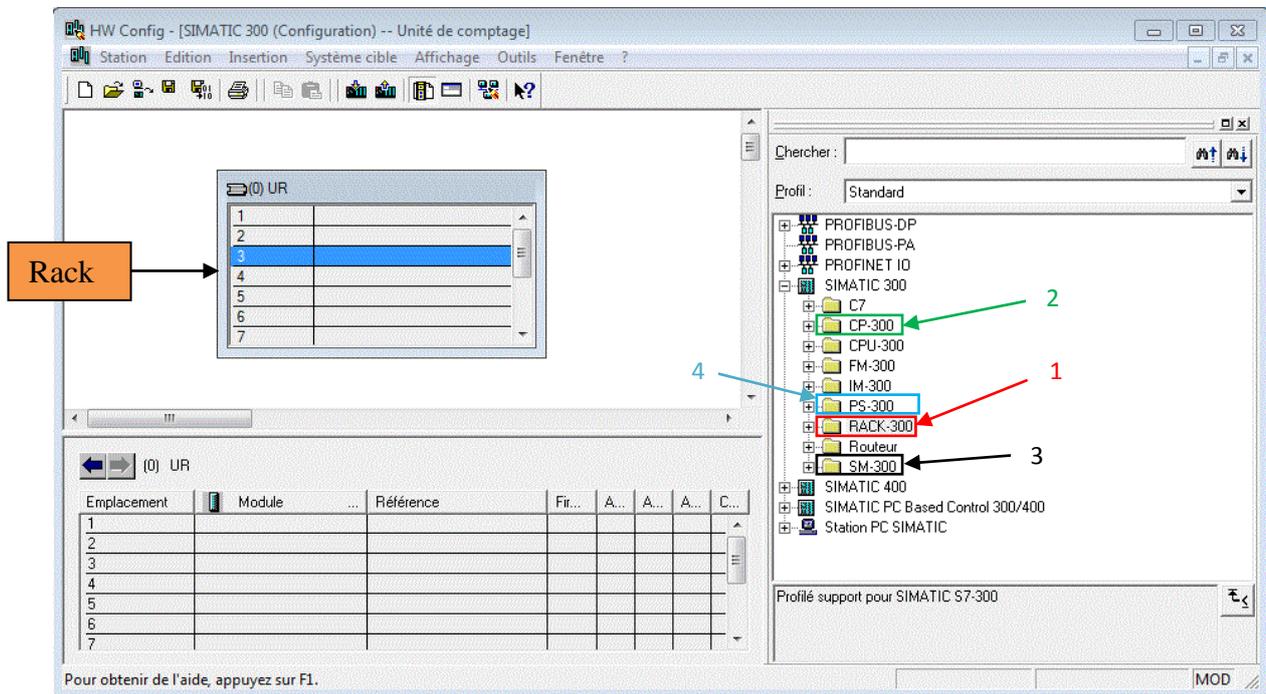


Figure V-4: Transposition d'une configuration réelle.

- 1 : RACK-300 contient le support.
- 2 : CP-300 sert à choisir les CPU.
- 3 : SM-300 sert à choisir les modules d'entrées/sorties.
- 4 : PS-300 sert à choisir l'alimentation.

a. Le RACK :

Le rack sert comme support pour la CPU et les différents modules, il dispose de onze (11) emplacements. Le premier emplacement est spécifié pour le module d'alimentation, le deuxième pour la CPU, le troisième pour le module de communication et le reste pour les modules des entrées/sorties. La figure suivante montre, à l'aide d'un exemple, comment transposer une configuration réelle dans une table de configuration :

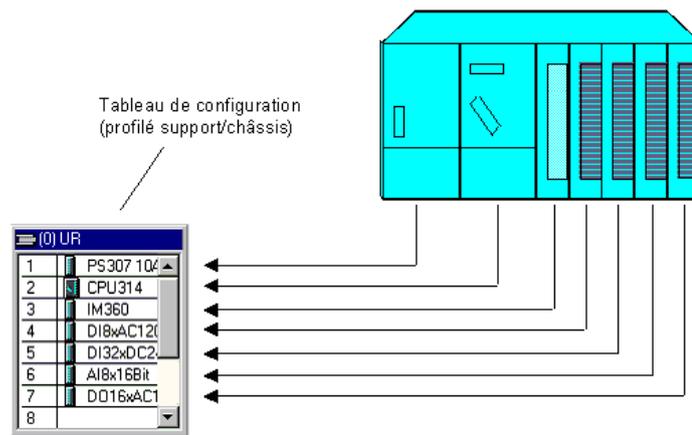


Figure V-5: RACK.

Pour insérer un élément dans le RACK, il est possible de faire un double clic sur l'élément choisi ou de le faire glisser vers l'emplacement correspondant.

b. Choix de la CPU :

Le choix de la CPU c'est porté sur la CPU 312, car ses performances (nombres d'entrées/sorties, vitesse de traitement et mémoire de travail) sont adaptées à nos besoins.

c. Choix des modules d'entrées/sorties :

Après avoir réalisé le bilan des entrées/sorties qui consiste à déterminer le type et le nombre des entrées/sorties, dont le système a besoin.

➤ Pour les entrées :

Quinze (15) entrées analogiques pour les transmetteurs de température, pression et débit.

Vint (20) entrées tout ou rien pour les PDIS et les MOVs (Défaut, état fermé, état ouvert).

➤ Pour les sorties :

Cinq (05) sorties analogiques pour les signaux de commande des FCVs.

Dix (10) sorties tout ou rien pour la commande ouverture/fermeture des MOVs.

Nous procédons par la suite au choix des modules adéquats à nos besoins.

Le figure suivante montre où sont répertoriés les différents modules:

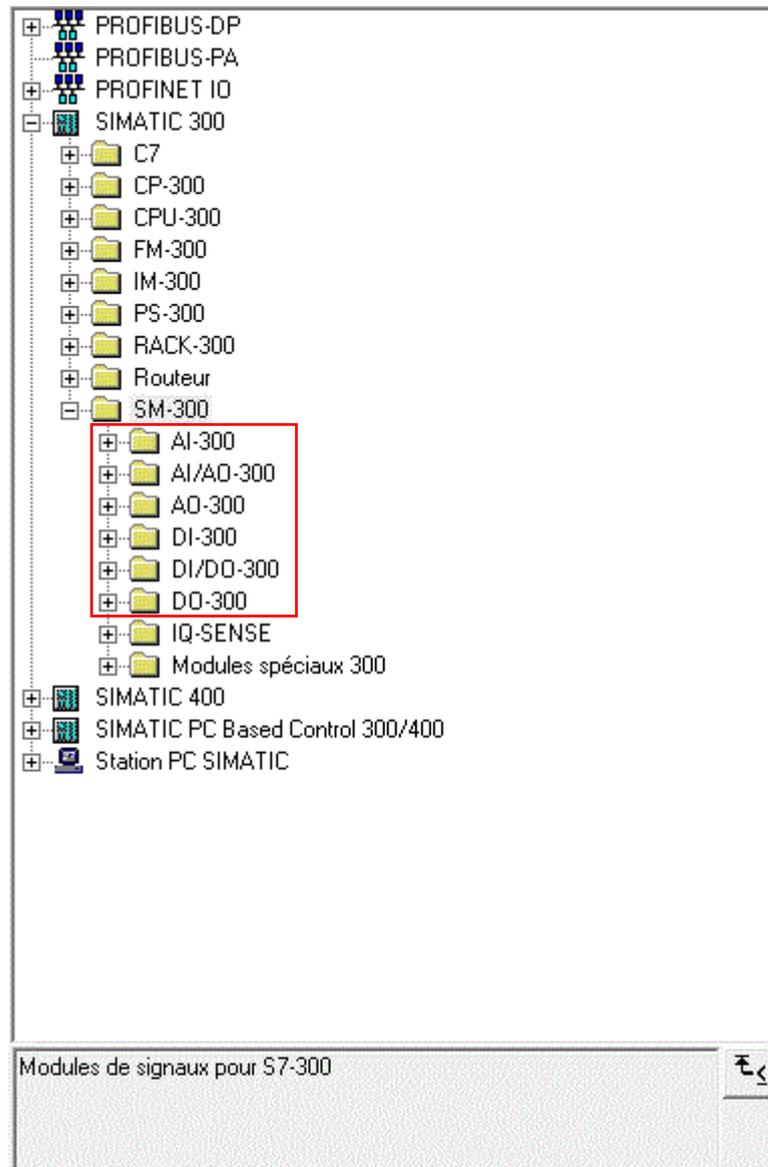


Figure V-6: choix de modules.

- Pour les entrées, nous avons choisi d'utiliser deux (2) modules de 16 entrées TOR à 24V 'SM 321 DI16XDC 24V' et deux (2) modules de 8 entrées analogiques (12 bits) 'SM 331 AI8 X 12bit'.
- Pour les sorties, nous avons choisi d'utiliser un (1) module de 16 sorties TOR à 24V/0.5A 'SM 322 DO16 X DC 24V/0.5A' et un (1) module de 8 sorties analogiques (12 bits) 'SM 322 AO8 X 12bit'.

d. Choix de l'alimentation :

Nous avons choisi d'utiliser le module d'alimentation PS 307 10A avec alimentation externe 120/230 V et qui fournit 24 V/10 A en courant continu.

La configuration matérielle nous permet non seulement de sélectionner les adresses, mais également de modifier les paramètres et les propriétés des modules.

Après la configuration matérielle, voici à quoi doit ressembler notre projet :

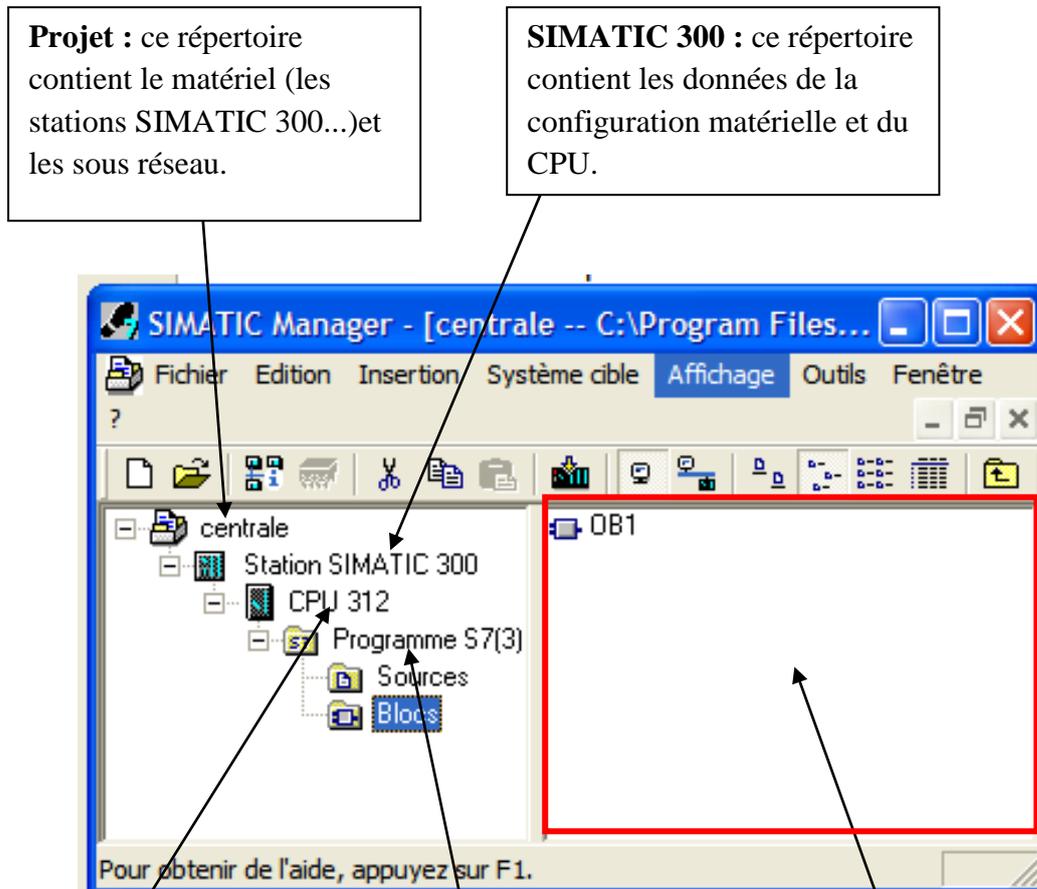


Figure V-7: configuration matérielle.

CPU : ce répertoire se génère automatiquement après la sélection du CPU

Programme S7 : c'est dans ce répertoire que sont générés les programmes utilisateurs et les tables de mnémoniques et les sources.

Ce champ affiche le contenu du répertoire sélectionné.

5.2. Programmation avec le STEP 7 :

La programmation est un atout majeur des API, car elle permet une multitude de traitements des informations reçues sans toucher à la configuration du matériel installé. Certaines modifications peuvent même s'effectuer alors que l'automate est en marche.

a. Création d'une table mnémonique :

La saisie des mnémoniques est très utile, il vaut mieux saisir un programme entièrement en symbole qu'en adressage absolu, c'est beaucoup plus lisible et compréhensible.

Le nom du symbole, son adresse réelle, son type et son commentaire, la fenêtre suivante montre une partie de notre table :

Etat	Mnémonique	Opérande	Type d	Commentaire
1	ZSO_MOV_S_5	E 1.1	BOOL	Vanne de sortie rampe 5 ouverte
2	Cde_F_MOV_S_1	A 8.0	BOOL	Commande de fermeture de la MOV de sortie rampe 1
3	Cde_F_MOV_S_2	A 8.1	BOOL	Commande de fermeture de la MOV de sortie rampe 2
4	Cde_F_MOV_S_3	A 8.2	BOOL	Commande de fermeture de la MOV de sortie rampe 3
5	Cde_F_MOV_S_4	A 8.3	BOOL	Commande de fermeture de la MOV de sortie rampe 4
6	Cde_F_MOV_S_5	A 8.4	BOOL	Commande de fermeture de la MOV de sortie rampe 5
7	Cde_O_MOV_S_1	A 9.0	BOOL	Commande d'ouverture de la MOV de sortie rampe 1
8	Cde_O_MOV_S_2	A 9.1	BOOL	Commande d'ouverture de la MOV de sortie rampe 2
9	Cde_O_MOV_S_3	A 9.2	BOOL	Commande d'ouverture de la MOV de sortie rampe 3
1	Cde_O_MOV_S_4	A 9.3	BOOL	Commande d'ouverture de la MOV de sortie rampe 4
1	Cde_O_MOV_S_5	A 9.4	BOOL	Commande d'ouverture de la MOV de sortie rampe 5
1	ZSO_MOV_S_4	E 1.0	BOOL	Vanne de sortie rampe 4 ouverte
1	ZSO_MOV_S_3	E 0.7	BOOL	Vanne de sortie rampe 3 ouverte
1	DEF_MOV_S_1	E 1.2	BOOL	Défaut vanne de sortie rampe 1
1	DEF_MOV_S_2	E 1.3	BOOL	Défaut vanne de sortie rampe 2
1	DEF_MOV_S_3	E 1.4	BOOL	Défaut vanne de sortie rampe 3
1	DEF_MOV_S_4	E 1.5	BOOL	Défaut vanne de sortie rampe 4
1	DEF_MOV_S_5	E 1.6	BOOL	Défaut vanne de sortie rampe 5
1	PDIS_2	E 2.1	BOOL	Filtre à Tamis rampe 2
2	ZSO_MOV_S_2	E 0.6	BOOL	Vanne de sortie rampe 2 ouverte
2	ZSO_MOV_S_1	E 0.5	BOOL	Vanne de sortie rampe 1 ouverte
2	ZSC_MOV_S_5	E 0.4	BOOL	Vanne de sortie rampe 5 fermée
2	ZSC_MOV_S_4	E 0.3	BOOL	Vanne de sortie rampe 4 fermée
2	ZSC MOV S 3	E 0.2	BOOL	Vanne de sortie rampe 3 fermée

Figure V-8: Table des mnémoniques.

b. Les différents blocs de S7 :

Dans le STEP7, il existe plusieurs blocs utilisateurs pour un programme structuré :

➤ **OB (bloc d'organisation)**

Un OB est appelé cycliquement par le système d'exploitation et constitue donc l'interface entre le programme utilisateur et le système d'exploitation. L'OB contient des instructions d'appels de blocs indiquant à l'unité de commande de l'automate l'ordre dans lequel il doit traiter les blocs.[10]

➤ **FB (bloc fonctionnel)**

Le FB dispose d'une zone de mémoire qui lui est affectée en propre. Il est possible d'affecter un bloc de données (DB) au FB à l'appel du bloc. Il est possible d'accéder aux données du DB d'instance via les appels contenus dans le FB. On peut affecter plusieurs

DB à un FB. Il est possible d'appeler d'autres FB et FC dans un bloc fonctionnel via des instructions d'appels de blocs.

➤ **FC (fonction)**

Une FC ne possède pas une zone de mémoire propre. Les données locales d'une fonction sont perdues après l'exécution de la fonction. Il est également possible d'appeler d'autres FB et FC dans une fonction via des instructions d'appels de blocs.

➤ **DB (bloc de données)**

Les DB sont utilisés pour la mise à disposition d'espace mémoire pour les variables types données. Il existe deux types de blocs de données. Les DB globaux dans lesquels tous les OB, FB et FC peuvent lire les données enregistrées ou écrire des données et les DB d'instance qui sont affectés à un FB donné ;

Remarque: STEP 7 dispose de blocs nommés **bloc-système**. Ces blocs peuvent être appelés par l'utilisateur et utilisés dans le programme, mais on ne peut pas changer ni accéder à leurs programmes.

➤ **SFB (bloc fonctionnel système)**

Bloc fonctionnel stocké dans le système d'exploitation de la CPU et pouvant être appelé par l'utilisateur.

➤ **SFC (fonction système)**

Fonction stockée dans le système d'exploitation de la CPU et pouvant être appelée par l'utilisateur.

➤ **SDB (données système)**

Zone de mémoire dans le programme configurée par différentes applications de STEP 7 (par exemple S7 Configuration, Communication...), pour le stockage des données dans le système d'automatisation.

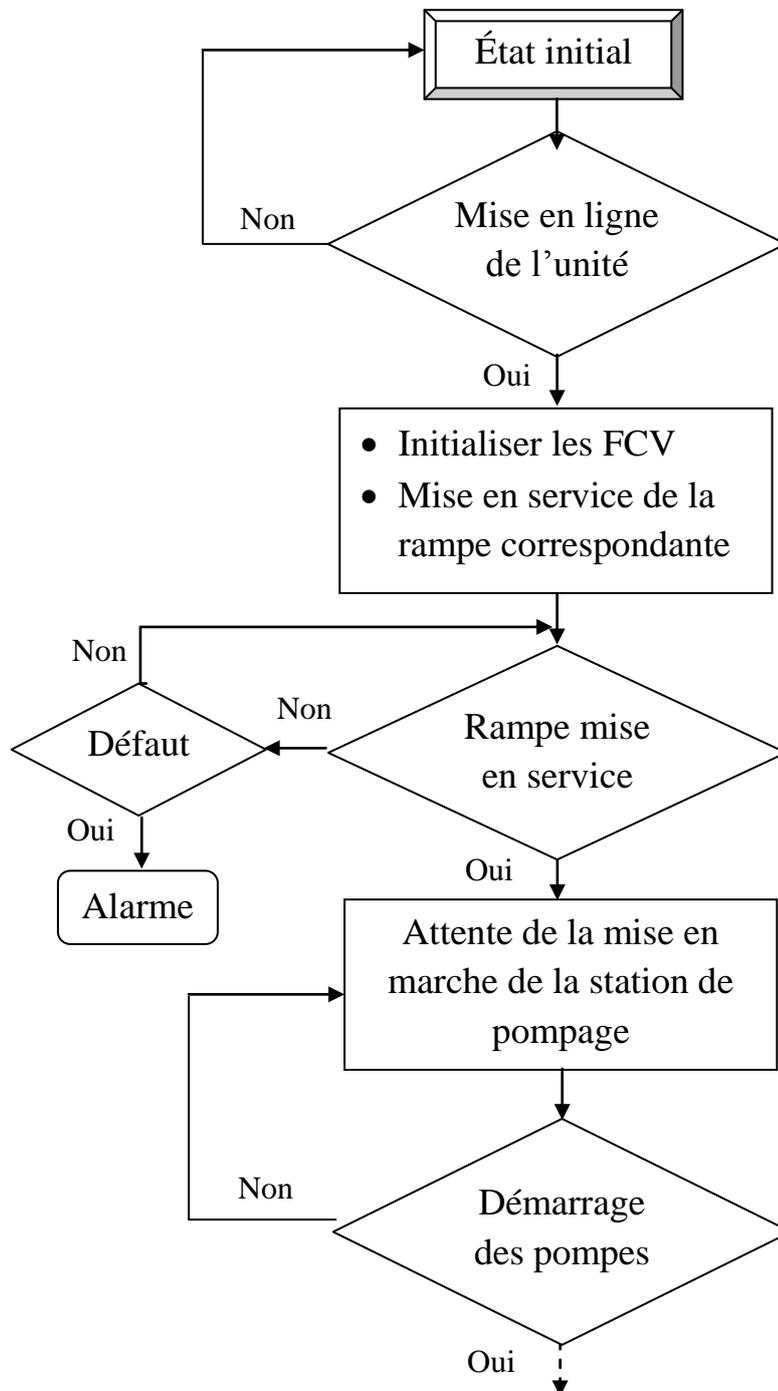
5.3. Description fonctionnelle :

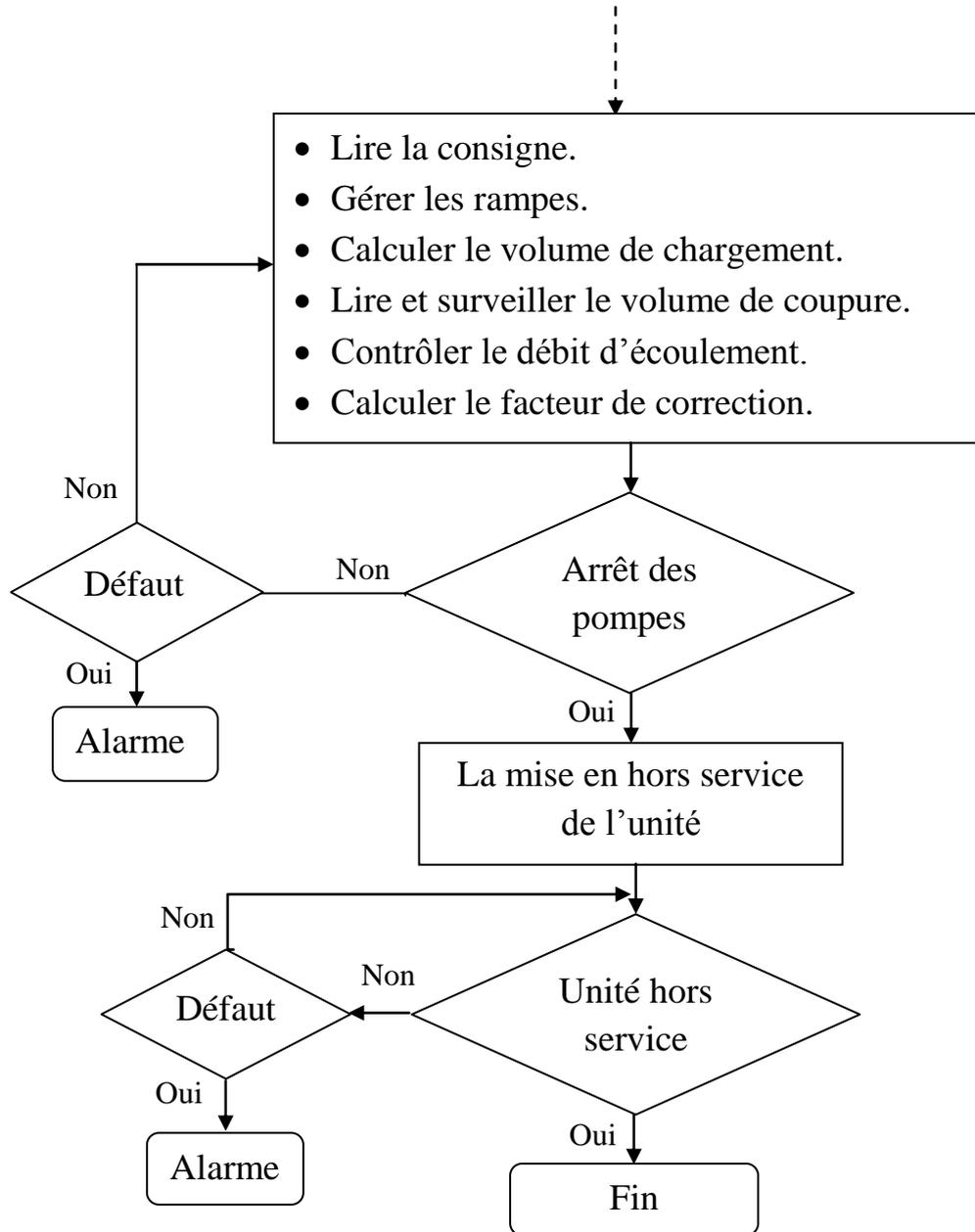
Nous avons défini la structure du programme qui gère l'unité de comptage par un algorithme. Ensuite et pour l'implémenter dans l'automate, nous l'avons réparti dans différents blocs (OB1, FC1, FC2, FC3).

Pour ce faire, nous avons commencé par la proposition de l'algorithme basé sur le fonctionnement actuel de l'unité de comptage, puis choisi un langage de programmation à utiliser et finit par la programmation des blocs liés à notre algorithme.

a. Algorithme :

Voici l'algorithme que nous proposons:





b. Langage de programmation :

Pour créer un programme S7, on dispose dans STEP7 de trois langages de programmation CONT, LIST, et LOG. Dans notre présent travail, nous avons choisi d'utiliser le langage List.

c. Programmation des blocs :

À l'aide de la commande «insertion > bloc S7» on crée des blocs ou dossier source, la figure suivante montre la disposition des blocs à insérer :

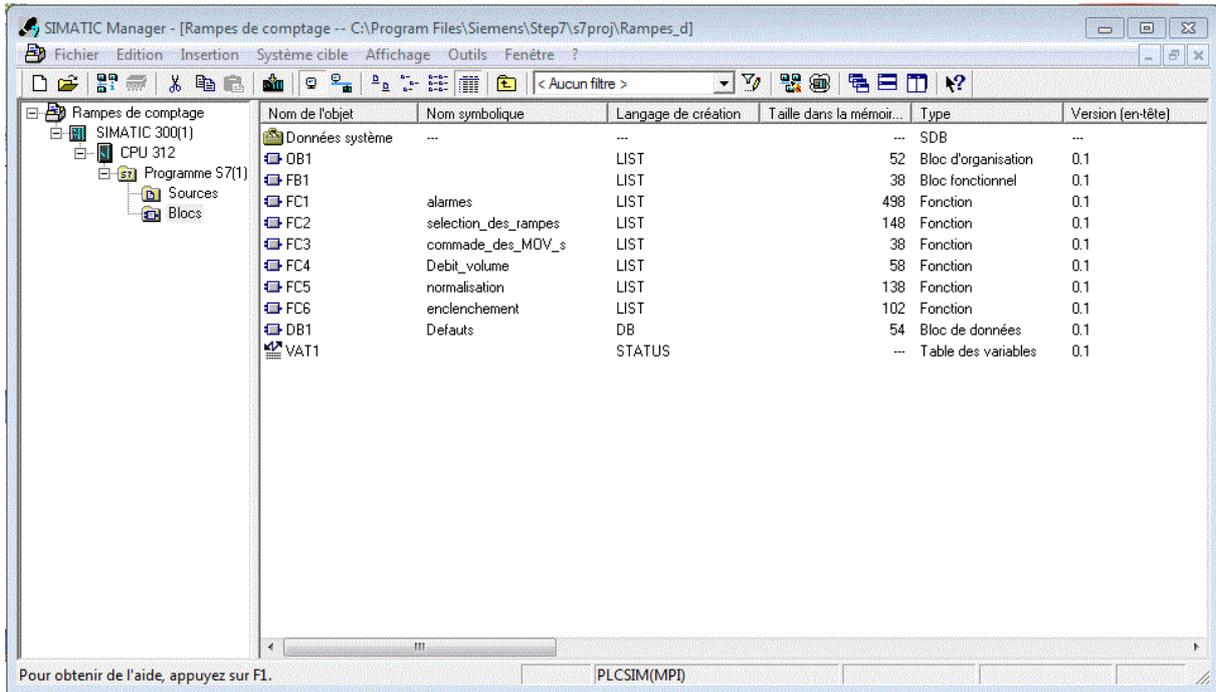


Figure V-9: Disposition des blocs.

Voici les différents blocs de fonction que nous avons insérés dans notre programme :

- **OB1** : ce bloc (bloc d'organisation) contient le programme cyclique principal. Ce bloc appelle toutes les fonctions nécessaires pour la commande du procédé.
- **FC1** : fonction appelée «**Rampes**» son rôle est de gérer les rampes de l'unité de comptage en utilisant trois sous fonctions associées (FC7, FC8, FC9).
 - **FC7** : fonction appelée «**Sélection**» son rôle est d'ordonner la mise en service des rampes selon le choix de l'opérateur.
 - **FC8** : fonction appelée «**Enclenchement**» son rôle est d'activer ou de désactiver les rampes, en suivant la consigne du PCS.
 - **FC9** : fonction appelée «**FCV**» son rôle est de contrôler le débit dans l'unité de comptage.

- **FC2** : fonction appelée «**Volume**» son rôle est de calculer le volume de chargement en utilisant deux sous fonctions (FC5, FC6) .
- **FC5** : fonction appelée «**Temps**» son rôle est de calculer le temps de chargement.
- **FC6** : fonction appelée «**Correction**» son rôle est de calculer le facteur de correction pour obtenir un volume corrigé.
- **FC3** : fonction appelée «**Alarmes**» son rôle est de signaler au PCS les défaillances qui peuvent surgir.
- **FC4** : fonction appelée «**Normalisation**» son rôle est de déclarer les mises à l'échelle des entrées/sorties analogiques.

Après avoir inséré les différents blocs, nous procédons à la programmation de chacun d'eux.

Un double clic sur l'icône  située dans le répertoire «**Blocs**» nous donne la fenêtre suivante :

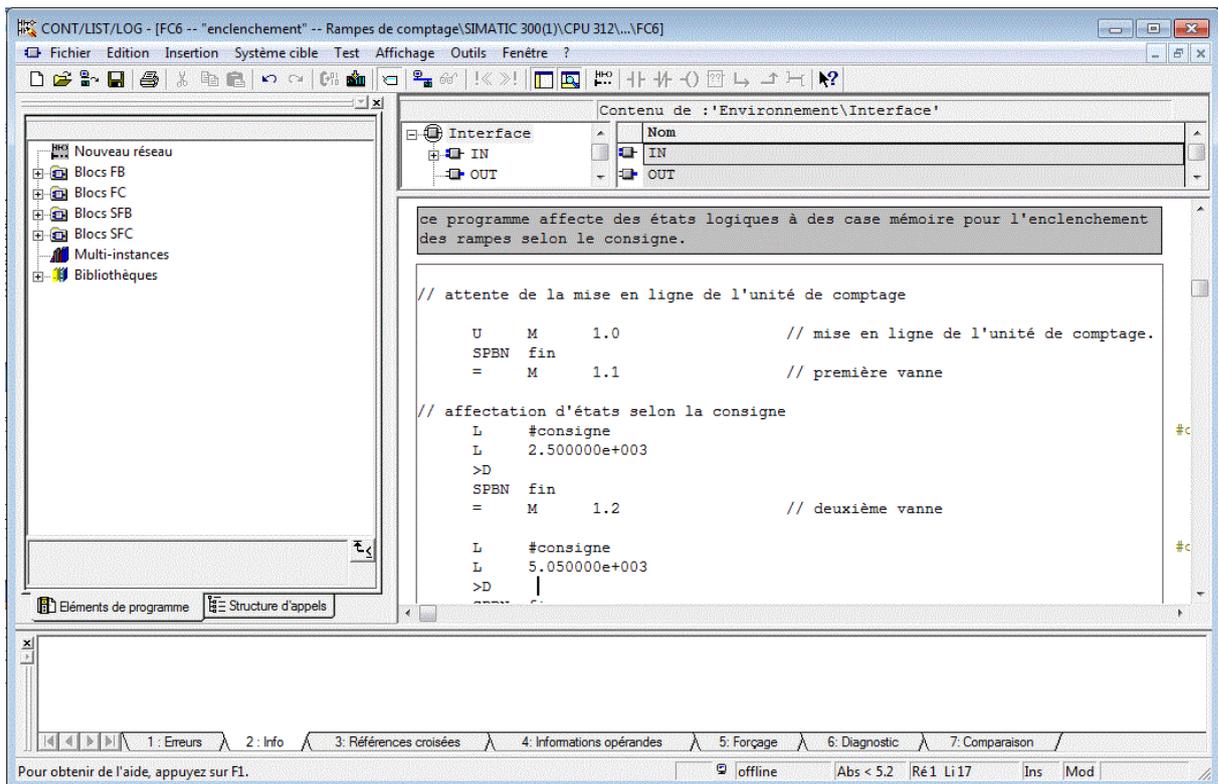


Figure V-10: Exemple de programmation d'une fonction (FC6) en List.

5.4. Simulation sous S7-PLCSIM

Après avoir fini la programmation de tous les blocs, nous procédons au chargement du programme dans le système cible par la commande “**système cible>charger**“, ce qui nous permet de simuler à l’aide du logiciel S7PL-CSIM lancé par la commande **Outil>simulation de modules**. La figure suivante montre la fenêtre du S7-PLCSIM :

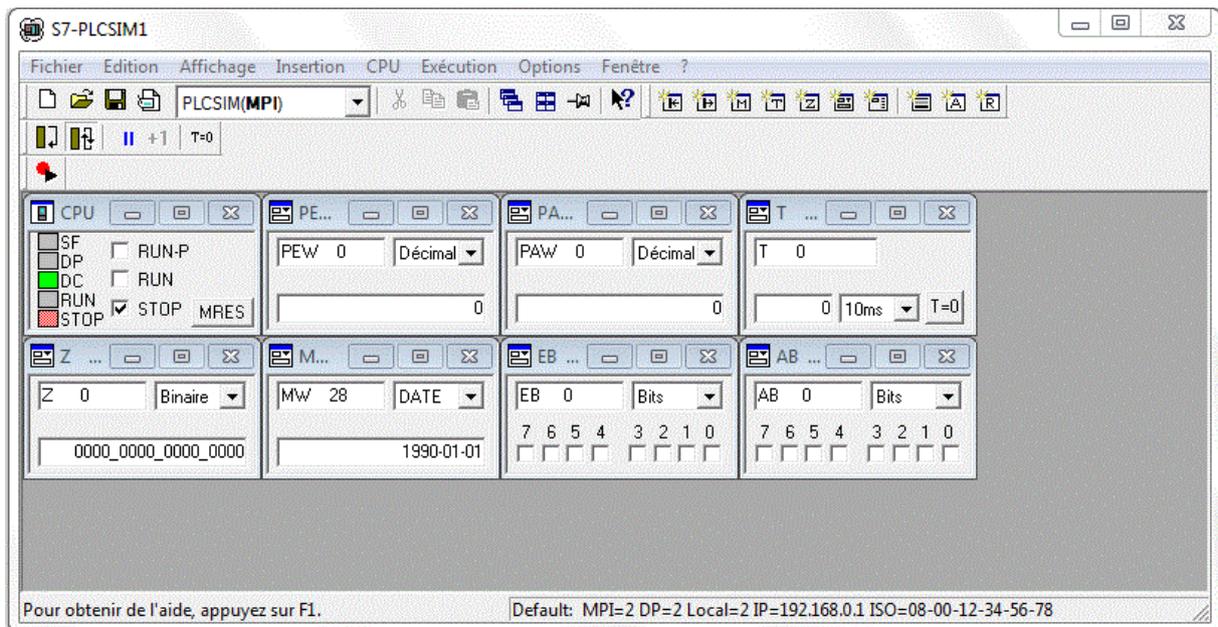


Figure V-11: Simulation des paramètres du programme sous S7-PLCSIM.

Conclusion

Le recueil de toutes les informations et l’analyse détaillée de notre processus, est une étape essentielle pour une solution d’automatisation programmée, ce qui fait l’objet du problème posé et des solutions suggérées.

La connaissance de l’outil de programmation, du logiciel SIMATIC Manager, de son lancement à la programmation et la simulation avec S7-PLCSIM en passant par la configuration de matériel, nous permettra la facilité de son utilisation pour la création de notre projet, qui est une étape importante parmi les procédures d’automatisation d’un processus.

Concernant le programme que nous avons élaboré avec le STEP 7 et par la suite simulé à l’aide du logiciel S7-PLCSIM, il n’a relevé aucune anomalie. Il a été fait en se basant sur le fonctionnement actuel expliqué et vu en entreprise.

Conclusion générale

Actuellement, le comptage des volumes normalisés des hydrocarbures au niveau du terminal marin de Bejaia se fait en utilisant la méthode du comptage statique imposée par le service des douanes. Malheureusement cette méthode implique des erreurs sur l'obtention des volumes normalisés et donc des erreurs de facturation pour la commercialisation du produit. Le comptage dynamique offre un niveau de précision plus élevé que le comptage statique pour le calcul des volumes normalisés ce qui offre une meilleur facturation.

En vue du travail effectué dans se présent mémoire, l'unité de comptage est bypassée à cause des différents problèmes cités dans les chapitres précédents. Les solutions que nous avons préconisé pour la remise en service de l'unité de comptage fut essentiellement de remplacer le système actuel nommé *Sybertrol* par un automate programmable industriel.

Nous avons étudié les automates programmables industriels, leur architecture et les langages de programmation. Nous avons passé en revue les principes des capteurs et actionneurs pouvant être utilisés dans une unité de comptage.

Nous avons décrit les différents équipements constituant l'installation de comptage actuelle. La compréhension du fonctionnement de ces équipements nous permet de mieux programmer et récupérer les grandeurs utiles au procédé d'automatisation

Après avoir fait le choix de la technologie et des différents équipements associés tel que la CPU, les modules d'entrées/sorties et de l'alimentation adéquats, nous avons programmé puis simulé la remise en marche de l'unité de comptage. Nous sommes en mesure d'affirmer que l'API est capable de prendre en charge toutes les tâches réalisées par l'ancien système de contrôle *Sybertrol* tout en atteignant le même niveau de performance, ce qui répond à la problématique posée.

Ce modeste travail nous a permis d'élargir nos connaissances dans le domaine de l'automatisation et spécifiquement en conception et en programmation.

Il est souhaitable de continuer ce travail par des perspectives où nous envisageons :

- La modélisation de l'unité de comptage, en vu d'effectuer une meilleure régulation ;
- La liaison entre le système de contrôle-commande (PCS) avec notre API ;
- La supervision de l'installation.

Bibliographie

- [1] <http://www.sonatrach.com>. Consulté le 24 Avril 2014.
- [2] Document interne de la RTC. *Manuel d'exploitation de l'installation d'exportation de pétrole brut et de condensât a Bejaia*. Numéro du document 1459-20-AM-1603-OM-0075.
- [3] William Botton. *Les Automates Programmables Industriels*. DUNOD. Paris. 2010.
- [4] Georges Asch et coll. *Les capteurs en instrumentation industrielle*. DUNOD. Paris. 2010.
- [5] Michel Grout, Patrick Salaüm. *Instrumentation industrielle*. DUNOD. Paris. 2012.
- [6] Michel Cerr. *Instrumentation industrielle*. Technique et Documentation. Paris. 1980.
- [7] American Petroleum Institute. *Manual of Petroleum, Measurement Standards*. First Edition. 1996.
- [8] SIMATIC S7, SIEMENS AG 1997. *Sitrain Formation Automatisation et Entraînements*. 2003. Référence : 03-MA2-FR.6.
- [9] SIEMENS SIMATIC. *Mise en route STEP7 V5.5*. 2008. Référence : 6ES7810-4CA06-8CA0. <http://support.automation.siemens.com>. Consulté le 15 Mai 2014.
- [10] SIEMENS SIMATIC. *Programmer avec S7*. 2006. Référence : 6ES 7810-4CA08-8CW1. <http://support.automation.siemens.com>. Consulté le 15 Mai 2014.

Introduction générale

Présentation de l'organisme d'accueil

Chapitre I

Automate Programmable Industriel

Chapitre II

Capteurs et Actionneurs

Chapitre III

Description des équipements de l'installation Sea-line

Chapitre IV

**Comptage des hydrocarbures liquides de
l'installation Sea-line Bejaia**

Chapitre V

Automatisation avec SIMATIC S7

Conclusion générale

Bibliothèque

Annexe