



**HAL**  
open science

# Modélisation, simulation et optimisation d'un système de stockage à air comprimé couplé à un bâtiment et à une production photovoltaïque

Sidiki Simpure

## ► To cite this version:

Sidiki Simpure. Modélisation, simulation et optimisation d'un système de stockage à air comprimé couplé à un bâtiment et à une production photovoltaïque. Physique [physics]. Université de la Réunion, 2018. Français. NNT : 2018LARE0039 . tel-02059339

**HAL Id: tel-02059339**

**<https://theses.hal.science/tel-02059339>**

Submitted on 6 Mar 2019

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# UNIVERSITÉ DE LA RÉUNION

## École doctorale Sciences Technologie et Santé (E.D 542)

Laboratoire de Physique Et Ingénierie Mathématique pour l'Énergie et  
l'environnement (PIMENT)

### THESE

Pour l'obtention du grade de Docteur en Physique énergétique

Spécialité : Énergétique / Génie des Procédés (Section CNU 62)

Présentée et soutenue publiquement par :

*Sidiki SIMPORE*

---

## Modélisation, simulation et optimisation d'un système de stockage à air comprimé couplé à un bâtiment et à une production photovoltaïque

---

Sous la direction de : François GARDE  
(Co-directeur : Jean CASTAING-LASVIGNOTTES)

*Soutenue le : 07 décembre 2018*

### Membre du Jury :

<i>Pr. François GARDE</i>	<i>Université de La Réunion</i>	<b>PIMENT</b>	<i>Directeur</i>
<i>Dr. HDR Jean CASTAING-LASVIGNOTTES</i>	<i>Université de La Réunion</i>	<b>PIMENT</b>	<i>Co-Directeur</i>
<i>DR. Lingai LUO</i>	<i>Université de Nantes</i>	<b>ETEN</b>	<i>Rapporteur</i>
<i>Pr. Pascal STOUFFS</i>	<i>Université de Pau et des Pays de l'Adour</i>	<b>LaTEP</b>	<i>Rapporteur</i>
<i>Dr. Maxime PERIER-MUZET</i>	<i>Université de perpignan Via Domitia</i>	<b>PROMES</b>	<i>Examineur</i>
<i>Dr. Olivier MARC</i>	<i>Université de La Réunion</i>	<b>PIMENT</b>	<i>Examineur</i>

---

## *Dédicace*

---

*A mes parents pour leur soutien inconditionnel tout au long de ces années  
d'études et d'aventures,*

*A toute ma famille, mes frères, sœurs et proches, merci pour leurs  
multiformes encouragements et soutiens.*

---

## Remerciement

---

**C**e travail a été réalisé dans le cadre d'un contrat doctoral au Laboratoire de Physique Et Ingénierie Mathématique pour l'Energie et l'environnement (PIMENT) à l'université de La Réunion (France). Tout d'abord, je tiens à remercier l'université de La Réunion qui a financé ces travaux de recherche.

Mes sincères remerciements vont à M. François GARDE et M. Jean CASTAING-LASVIGNOTTES qui m'ont recruté et qui sont mes directeurs de thèse et qui m'ont permis de travailler sur ce sujet passionnant. Vous avez été des modèles pour moi dans la recherche et avez fait grandir en moi la rigueur dans le travail. Au-delà de vos qualités scientifiques, vos qualités humaines m'ont aidé à garder le cap pendant tout ce temps de dur labeur souvent très difficile. Je remercie messieurs les rapporteurs et tous les membres de mon jury qui ont bien voulu accepter d'examiner ce travail. Je remercie M. Mathieu DAVID et M. Olivier MARC pour leur aide et soutien.

Énorme reconnaissance à Mme Edel LYNCH pour son aide, son soutien et ses conseils tant sur le plan académique que non académique. Grand merci à Xavier ROBOAM et Pascal STOUFFS qui ont accepté de faire partir de mon comité de suivi de thèse, vos réflexions et critiques ont été très enrichissantes pour ce travail.

À travers le directeur M. Alain BASTIDE, j'aimerais témoigner ma profonde gratitude à l'ensemble du personnel du laboratoire PIMENT. Je remercie aussi les enseignants et personnels administratifs et technique de ESIROI, l'IUT et du SBE. Un merci spécial à mes collègues et amis doctorants et doctorantes du laboratoire PIMENT, avec qui j'ai passé de bons moments et qui m'ont aussi apporté beaucoup de conseils et soutiens.

Grand merci à M. Yao AZOUMAH, M. Ahmed BAGRE, M. Bachir OUEDRAOGO qui ont été d'un soutien indispensable au démarrage de cette thèse par des aides de toutes formes.

Je remercie tous les amis et amies de près ou de loin qui m'ont toujours apporté leur soutien. Je pense notamment à Joël, Rachid, Razac, Michel KABORE, Yannick, Elsa, Les Serge Mohamed, Sylvain, Valentin, Kouka, Youssouf etc. Je remercie grandement tous les amis de l'hôtel du Golf à Gounghin (Ouagadougou). En fin, je remercie très sincèrement ma chérie Safi, pour son soutien et sa patience durant tout ce temps !

---

## *Table des Matières*

---

Dédicace.....	i
Remerciement .....	ii
Table des Matières .....	iii
Nomenclature.....	vii
Résumé.....	ix
Abstract.....	x
Introduction Générale .....	1
1.    Introduction .....	2
2.    Contexte de la thèse.....	2
2.1.    Contexte global .....	2
2.2.    Contexte local (Réunionnais).....	3
3.    Problématique de la thèse.....	5
4.    Objectifs de la thèse .....	6
5.    Plan de la thèse .....	7
Chapitre 1 – État de l’art et généralité sur le stockage d’énergie, en particulier sur l’air comprimé.....	13
1.    Introduction .....	14
2.    Les principales techniques de stockage d’énergie électrique.....	15
2.1.    Méthodes de stockage mécanique.....	15
2.2.    Le stockage électrochimique.....	17
2.3.    Stockage électromagnétique .....	19
2.4.    Stockage d’électricité par méthode thermique.....	19
3.    Comparaison des différentes technologies de stockage .....	20

4.	État de l'art sur la technologie de stockage par air comprimé .....	21
4.1.	Le module de compression et le module de détente .....	23
4.2.	Le module de stockage .....	26
4.3.	Les types de CAES .....	27
4.4.	Travaux existants sur le CAES .....	28
4.5.	Analyse des études existantes et orientation de notre travail.....	30
Chapitre 2 – Modélisation du système de stockage à air comprimé.....		13
1.	Introduction .....	14
2.	Modélisation.....	17
2.1.	Modélisation de la production photovoltaïque .....	18
2.2.	Modélisation du système de stockage à air comprimé.....	22
3.	Régulation, contrôle et couplage des sous-modèles.....	25
4.	Bilan énergétique du système et indicateurs de performance .....	27
4.1.	Bilan énergétique .....	27
4.2.	Définition des indicateurs de performance technique du système.....	28
5.	Conclusion.....	31
Chapitre 3 – Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé		13
1.	Introduction .....	14
2.	Traitement des données de consommation électrique.....	14
3.	Traitement des données météo .....	18
3.1.	Validation du modèle solaire .....	21
4.	Simulation, étude de faisabilité, analyse et interprétation.....	23
4.1.	Simulation journalière du système.....	25
4.2.	Simulation hebdomadaire et analyse .....	32
5.	Bilan mensuel et annuel .....	37
6.	Conclusion.....	40

Chapitre 4 – Optimisation du système de stockage à air comprimé.....	13
1. Introduction.....	14
2. Analyse de sensibilité paramétrique.....	15
2.1. Identification des sorties du modèle à analyser.....	15
2.2. Identification des paramètres d’entrées à analyser (3+1 paramètres).....	16
3. Optimisation du système.....	27
3.1. Les variables de conception ou variable de décision.....	28
3.2. Les contraintes liées au fonctionnement du système.....	28
3.3. Construction de la fonction objectif.....	28
3.4. Résolution du problème : méthodes d’optimisation.....	31
3.5. Implémentation de l’algorithme et résultats d’optimisation.....	39
4. Conclusion.....	40
Chapitre 5 – Simulation d’autres architectures de système de stockage à air comprimé	13
1. Introduction.....	14
2. Simulation d’autres configurations du système de compression.....	15
2.1. Système de compression multi branche.....	15
2.2. Compresseur à vitesse variable.....	16
2.3. Analyse et interprétation des différentes configurations.....	17
3. Intégration du stockage thermique.....	20
3.1. Récupération et stockage de la chaleur de compression.....	20
3.2. Modélisation de l’intégration thermique.....	21
3.3. Simulation du système équipé de stockage thermique.....	24
4. Stockage thermique muni de résistance électrique.....	25
4.1. Système avec compresseur à puissance fixe.....	25
4.2. Recherche d’autonomie du bâtiment (compresseur variable plus résistance électrique).....	28
5. Conclusion.....	30

Conclusion Générale et Perspectives .....	13
Bibliographie .....	13
Annexes .....	13
1. Introduction .....	14
▪ Détermination de la position du soleil.....	15
○ Définition des angles solaires .....	16
○ Algorithme solaire .....	16
▪ Détermination de l'irradiance diffuse du soleil.....	20
▪ Calcul du rayonnement incident sur le plan du capteur solaire.....	21
○ Irradiance directe incidente.....	22
○ Irradiance diffuse incidente.....	22
○ Irradiance réfléchie incidente.....	23
▪ Production électrique d'un module (ou champ) photovoltaïque.....	23
▪ Simulation du modèle à l'aide des données de la Réunion .....	25
○ Resultats de l'irradiance diffuse .....	25
○ Irradiance incidente et productible solaire.....	27
1. Calcul de la déperdition thermique du réservoir d'air.....	30
▪ Convection naturelle à l'intérieur des réservoirs (cylindre et sphère) .....	32
▪ Convection forcée à l'extérieur des réservoirs (cylindre et sphère).....	33

---

## Nomenclature

---

### Accronymes:

<i>CAES</i>	Compressed Air Energy Storage
<i>COP</i>	Conférence des parties
<i>EDF</i>	Electricité De France
<i>ENR</i>	Energies Renouvelables
<i>OER</i>	Observatoire de l'Energie Réunion
<i>PV</i>	Photovoltaïque
<i>SEI</i>	Systèmes énergétiques insulaires

### Paramètres/Variables:

$T$	Température, K
$P$	Pression, Pa
$h$	Enthalpie spécifique, $J.kg^{-1}$
$s$	Enthalpie spécifique, $J.kg^{-1}.K^{-1}$
$u$	Energie interne spécifique, $J.kg^{-1}$
$v$	Volume spécifique, $m^3.kg^{-1}$
$A$	Surface, $m^2$
$t$	Temps, s
$C_p$	Capacité calorifique, $J.kg^{-1}.K^{-1}$
$\dot{Q}$	Densité de flux, $W.m^{-2}$
$\dot{m}$	Débit massique $kg.s^{-1}$
$M$	Masse, kg
$\dot{W}$	Puissance électrique, W
$I$	Irradiance solaire, $W.m^{-2}$ ou angle d'incidence
$GHI$	Irradiance Globale Horizontale, $W.m^{-2}$
$GNI$	Irradiance Normale Globale, $W.m^{-2}$
$I_{0,h}$	Irradiance Globale extraterrestre, $W.m^{-2}$
$E$	Energie, J
$V$	Volume, $m^3$
$k_t$	Indice de ciel clair
$k_d$	Ratio d'Irradiation diffuse
$k_b$	Ratio d'Irradiation Normale
$x_i$	Entrées du modèle
$y_i$	Sortie du modèle

### Lettres grecques :

$\eta$	Rendement
$\beta$	Taux de compression ou angle d'inclinaison du champ PV
$\tau$	Taux d'utilisation/autoconsommation/ autoproduction
$\alpha$	Autonomie
$\varphi$	Latitude du lieu d'étude
$\sigma$	Longitude du lieu d'étude
$\lambda$	Conductivité thermique

## Indice/Exposant :

<i>is</i>	Isentropique
<i>in</i>	Entrée
<i>out</i>	Sortie
<i>c ou cp</i>	Compresseur
<i>t ou tb</i>	Turbine
<i>a ou air</i>	Air
<i>m</i>	Mécanique
<i>e</i>	Electrique
<i>res</i>	Reservoir
<i>bal</i>	Balayé
<i>asp</i>	Aspiré
<i>Vol</i>	Volumique/volumétrique
<i>g,h</i>	Globale horizontale
<i>dr,h</i>	Directe horizontale
<i>df,h</i>	Diffuse horizontale
<i>g,s</i>	Globale surfacique/ incidente
<i>dr,s</i>	Directe surfacique/incidente
<i>df,s</i>	Diffuse surfacique/incidente
<i>rf,s</i>	Réfléchie surfacique/incidente
<i>df,s</i>	Diffuse surfacique/incidente
<i>ref</i>	Référence
<i>bt</i>	Bâtiment
<i>ex</i>	Exporté /Exportation
<i>im</i>	Importé /Importation
<i>pv/bt</i>	Du PV au Bâtiment
<i>st</i>	Stockage
<i>bt/st</i>	Bâtiment par le stockage
<i>bt/im</i>	Bâtiment par l'importation (réseau)
<i>bt/pv</i>	Bâtiment par le PV (champ photovoltaïque)
<i>pv/ex</i>	PV exporté au réseau
<i>cs</i>	Autoconsommation
<i>pd</i>	Autoproduction
<i>max</i>	Maximum
<i>min</i>	Minimum
<i>f</i>	Fluide caloporteur
<i>th</i>	Thermique
<i>ext</i>	Extérieur
<i>HX</i>	Echangeur de chaleur

---

## Résumé

---

En raison de la variabilité et de l'intermittence de l'énergie solaire photovoltaïque, son intégration à grande échelle dans le mix énergétique des micros-réseaux intégrant différents moyens de production demeure compliquée. En plus, cette variabilité de la ressource solaire ne permet pas l'utilisation du photovoltaïque seul pour des systèmes énergétiques autonomes. Une des solutions pour surmonter ces handicaps est le stockage d'énergie qui est généralement basé sur l'utilisation de batteries lithium-ion. Cependant, leur coût élevé et leur impact négatif sur l'environnement lors de l'extraction de leurs matières premières et lors de leur destruction ou de leur recyclage en fin de vie forcent à rechercher d'autres moyens de stockage. Dans cette thèse, nous avons modélisé et simulé un système de stockage d'énergie basé sur l'air comprimé (Compressed Air Energy Storage : CAES) qui semble être une bonne alternative au système à batterie compte tenu des désavantages cités plus haut. Cette technologie à air comprimé consiste à augmenter la pression de l'air dans une enceinte par le biais d'un compresseur alimenté par une source électrique. À ce jour, les systèmes de stockage à air comprimé existants sont basés sur des configurations à grande puissance avec des réservoirs souterrains tels que d'anciennes mines de sel ou de charbon, dont le stockage se fait sur une longue durée. Dans cette étude, nous présentons la modélisation, la simulation et l'optimisation d'un système de stockage à air comprimé d'une dizaine de kilowatts destiné à alimenter un bâtiment universitaire à énergie positive de façon instantanée à l'opposé des systèmes existants. Le modèle conçu reflète le fonctionnement en régime dynamique du système global composé du bâtiment, du champ photovoltaïque, du réseau électrique et du module de stockage à air comprimé. L'optimisation effectuée permet le dimensionnement d'un système de stockage à air comprimé pour un meilleur rendement (environ 55 %). L'intégration d'un récupérateur de chaleur muni de résistance électrique et l'introduction d'un module de compression à vitesse variable permettent au bâtiment alimenté de tendre vers l'autonomie énergétique à l'image d'un système à batterie pour un site isolé.

Mots-clés : *Photovoltaïque, stockage d'énergie, air comprimé, bâtiment, modélisation, simulation, énergies renouvelables.*

---

## *Abstract*

---

Due to the variability and intermittency of renewable energy such as solar technology, its large-scale integration into the micro-grid of energy production remains complicated because the large-scale photovoltaic power plants directly connected to the electricity grid may create instabilities. In addition, this variability of the solar resource does not allow the use of photovoltaics for the stand-alone system. Dealing with these issues, one of the solutions for a deployment of renewables such as photovoltaic is the set-up of energy storage inside the grid. However, the most common technique is based on the use of lithium-ion batteries, which remains not environmentally friendly during the recycling or during the destruction after their use. So, the Compressed Air Energy Storage system (CAES) appears as a solution to this disadvantage. In fact, my thesis aims to study the feasibility of this kind of energy storage technology using a small and medium photovoltaic power plant, and its instant operation to supply electricity to the buildings and the unconnected areas. In this thesis, we present the modeling, simulation, and optimization of a ten-kilowatt compressed air storage system designed to supply instantly a building with real loads. The model performed reflects the dynamic operation of the overall system consisting of the building, the photovoltaic field, the electrical grid, and the compressed air storage module. The optimization carried out allows the sizing of a compressed air storage system with a better efficiency (about 55%). The integration of a heat recovery unit equipped with electrical resistance and the adding of a variable speed compression module allow the building to reach the energy autonomy as a battery system for a standalone site.

***Keywords:*** *Photovoltaic, energy storage, compressed air, building, modeling, simulation, renewable energies.*

**Introduction Générale**

### 1. Introduction

Ce travail de thèse de doctorat a été effectué au Laboratoire de Physique Et Ingénierie Mathématique pour l'Énergie, le bâtiment et l'environnement (PIMENT) de l'Université de La Réunion en France. Il a été financé par un contrat doctoral en provenance de l'Université de La Réunion. Ce travail de recherche vise à contribuer à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et variables en général et le photovoltaïque (PV) en particulier dans le mix énergétique des zones insulaires et isolées. L'exploitation maximale des potentiels énergétiques de certaines ressources renouvelables est aujourd'hui handicapée par le caractère intermittent et variable de la ressource. On peut citer l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne dont la production des centrales utilisant ces ressources est directement liée au soleil et au vent qui sont incontrôlables et incertains.

### 2. Contexte de la thèse

#### 2.1. Contexte global

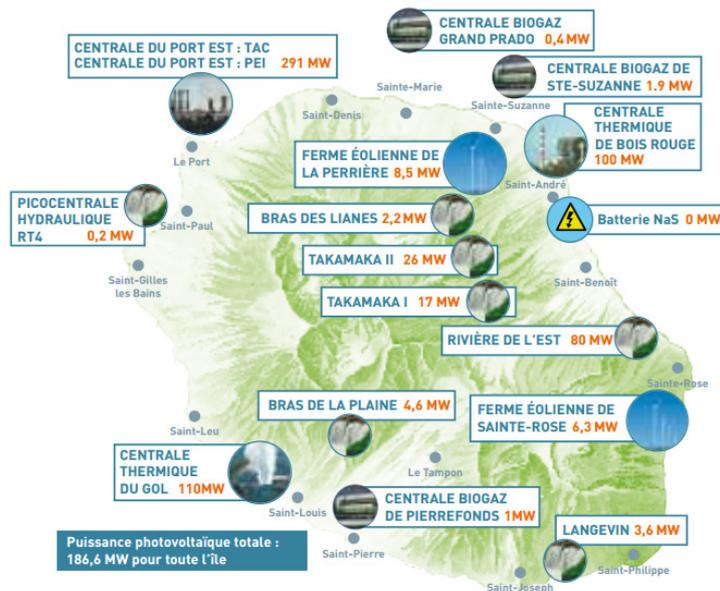
Cette thèse s'inscrit dans le contexte mondial de changement climatique et de la nécessité des états à changer les modes de production et de consommation d'énergie. En effet, l'augmentation de la demande énergétique durant ces dernières années d'une part et les conséquences liées au changement climatique causées en outre par la production d'énergie d'autre part, conduisent à prospecter de nouvelles solutions de production et de gestion de l'énergie. Dans l'esprit de la transition énergétique, beaucoup de pays s'engagent donc à changer leur modèle énergétique en s'orientant vers les énergies renouvelables en général et le solaire photovoltaïque en particulier. Mais comme d'autres sources renouvelables, l'intégration directe à grande échelle de l'énergie solaire photovoltaïque pose des problèmes du fait de son intermittence et de sa variabilité. Ainsi, il s'est tenu en décembre 2015 une conférence des parties dénommée COP21 [1] pour trouver un l'accord afin de réduire l'augmentation de la température mondiale « nettement en dessous » de 2°C d'ici à 2100 par rapport aux niveaux préindustriels et de poursuivre les efforts en vue de limiter cette augmentation à 1,5°C comme le réclamaient les pays les plus vulnérables au changement climatique. La COP21 a ainsi fixé un nouveau cadre d'engagements plus large que le protocole de Kyoto. Ces engagements devront être révisés tous les 5 ans et être plus ambitieux dans le futur, car ceux énoncés à l'occasion du sommet de Paris ne permettront pas d'atteindre l'objectif de 2°C, voire de 1,5°C. La combustion d'énergies fossiles demeure la principale source des émissions de gaz à effet de

serre (GES) dans le monde et donc du réchauffement climatique[2]. Dans le domaine de la production électrique, les centrales à charbon et au fioul sont de loin les plus émettrices. À l'heure actuelle, plus de 40% du mix électrique mondial repose toutefois encore sur le charbon d'après les dernières données officielles de l'AIE portant sur l'année 2012 (suivi par le gaz naturel à 22,5%) [2]. Cette énergie continue à être privilégiée par de nombreux pays pour des raisons économiques et pour des raisons de maturités des technologies liées à ces sources d'énergie. Parmi les solutions envisagées lors de la conférence pour la réduction, des gaz à effet de serre figurent les éléments suivants :

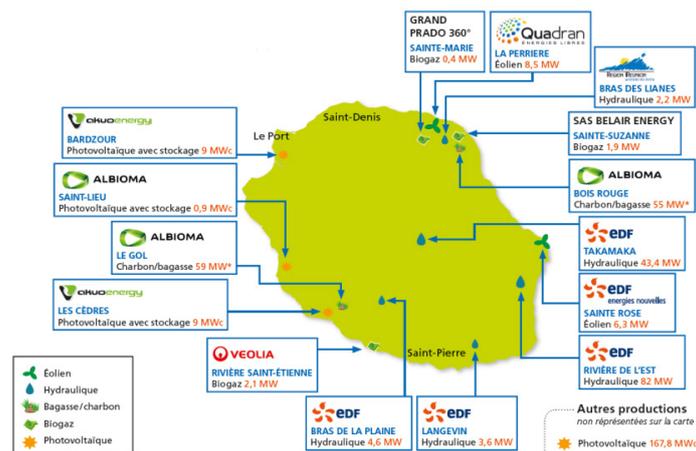
- Accroître le développement des énergies éoliennes et photovoltaïques en palliant leur intermittence et leur variabilité ;
- La réduction de la consommation d'énergie par l'optimisation des appareils et la conception des nouveaux bâtiments moins consommateurs d'énergie ;
- Trouvez des technologies fiables pour la construction des entités énergétiques autonomes ou isolées.

## 2.2. Contexte local (Réunionnais)

Le réseau électrique de l'île de La Réunion est un réseau dit « insulaire » de petite taille qui n'est pas interconnecté avec d'autres réseaux électriques continentaux comme c'est le cas de la France métropolitaine et d'autres pays d'Europe. La Réunion n'est donc pas confrontée à la concurrence des grands groupes due la libéralisation de la commercialisation de l'électricité en Europe. La distribution sur le réseau électrique Réunionnais est ainsi totalement gérée par EDF SEI (EDF Systèmes énergétiques insulaires), qui assure également une partie de la production d'électricité en faible concurrence avec d'autres producteurs indépendants locaux. Il rachète toute l'électricité produite par ces producteurs et possède en revanche un monopole sur le transport et la distribution de cette électricité à l'ensemble des consommateurs de l'île. EDF SEI publie chaque année un bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande d'électricité de l'île de La Réunion. En 2016, la puissance électrique installée à La Réunion est d'environ 840 MW, dont 36 % d'énergie renouvelable. La **Figure i** représente les principaux sites de production d'énergie et la figure ii récapitule des principaux sites de production d'énergie par voie renouvelable en 2016.



**Figure i : Sites de production énergétique à La Réunion (source Observatoire de l'énergie Réunion - OER)**



**Figure ii : Sites des énergies renouvelables à La Réunion (source OER)**

De ces installations, il en ressort que :

Les moyens de base de production électrique de la Réunion sont une centrale diesel et deux centrales mixtes bagasse (biomasse) / charbon, celles-ci fonctionnant à la bagasse pendant la période sucrière de juillet à décembre et au charbon le reste de l'année [3].

L'hydroélectricité occupe 16% de la puissance installée à la Réunion, soit environ 135 MW. Le parc est composé de moyens de production flexibles (alternant phases de stockage et de déstockage) et fonctionnant au fil de l'eau, avec une production peu fluctuante et facilement prévisible.

En ce qui concerne les sources intermittentes, La Réunion possède un parc d'éolien dont la puissance installée cumulée est d'environ 15 MW et une puissance totale de 136 MWc de photovoltaïque en 2016. Ce qui provoque, lors des jours ensoleillés et venteux avec une faible consommation, le dépassement de la limite réglementaire d'énergies renouvelables intermittentes dans la production d'électricité totale de l'île. Ainsi, en 2016 le seuil de 32 % de puissance de la production **ENR** intermittente par rapport à la puissance totale injectée a été atteint à 43 reprises, entraînant des déconnexions de plusieurs producteurs PV et la perte de production de 508 MWh soit 0,2 % de la production annuelle du PV pour une durée de 111 heures [3].

En somme, l'île de La Réunion comporte un mix électrique diversifié. La part des énergies renouvelables a atteint 34,1 % en 2016, principalement du fait du parc hydraulique, de la production photovoltaïque et de la valorisation énergétique de la bagasse comme le montre la Figure iii.

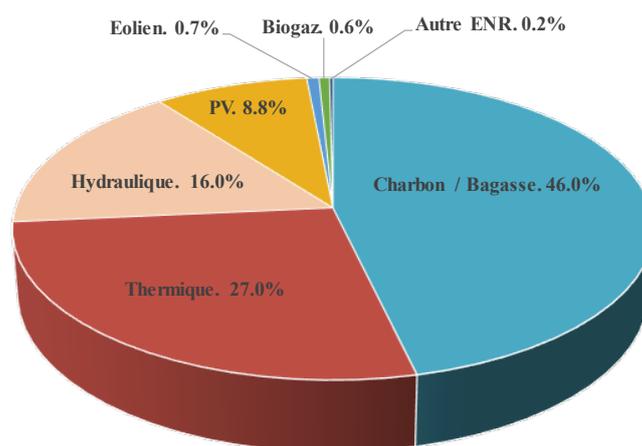


Figure iii : Mix énergétique de La Réunion en 2016 [3]

### 3. Problématique de la thèse

D'après les études sur la projection de la demande énergétique de la Réunion en fonction de l'accroissement démographique, on remarque que la consommation énergétique des Réunionnais croît de façon soutenue. Il est montré que la demande en énergie à la Réunion augmentera en moyenne de 2 % par ans jusqu'en 2023. En réponse à ces impératifs et pour respecter les recommandations de la COP21 (cité plus haut), les autorités politiques réunionnaises, à l'instar de la France en général, ont décidé d'augmenter le parc de production avec des ressources renouvelables comme l'hydraulique, la valorisation de déchets, la

méthanisation, la géothermie, l'énergie marine, l'éolien et le photovoltaïque. Une augmentation conséquente de la part des ENR permettrait l'atteinte de l'autonomie énergétique d'ici 2030.

Mais comme nous avons indiqué précédemment, le développement à grande échelle des ENR intermittentes n'est pas sans conséquence en ce sens qu'elles provoquent des instabilités dans le réseau. Ainsi, une intégration de la part du photovoltaïque et de l'éolien doit être contrôlée ou limitée. Le contrôle de l'intégration de ces ENR passe par la prévision de la ressource (solaire ou éolienne) ou par le stockage de l'énergie produite par ces sources. C'est dans cette optique que cette thèse est construite pour répondre à ce problème d'intermittence des ressources renouvelables. Une mise en place d'un système de stockage d'énergie basé sur l'air comprimé et fonctionnant de façon instantanée avec de l'énergie photovoltaïque peut contribuer à une meilleure intégration des énergies renouvelables et à l'atteinte de l'autonomie énergétique.

## 4. Objectifs de la thèse

La réunion étant une île assez bien ensoleillée, l'augmentation de la part de l'énergie photovoltaïque semble être un moyen adapté pour répondre aux besoins d'autosuffisance énergétique de l'île selon les scénarios établis par la Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE). Cela doit donc passer par le développement des systèmes de stockage respectueux de l'environnement qui peuvent assurer une multitude de fonctions comme :

- Valoriser l'énergie provenant des sources variables ou intermittentes en période de pointe. Cela permet de différer la consommation de l'énergie en fonction de la demande ou du coût de production ;
- Lisser la production électrique instantanée d'un champ photovoltaïque pour rendre la production du système (PV + stockage) la plus stable possible ;
- Garantir une alimentation des charges en cas d'absence brusque de la ressource variable ;
- Respecter la limite réglementaire de 30% de moyens de production intermittents dans la puissance instantanée produite par tout le parc de production d'électricité de l'île sans risquer la déconnexion ;
- Pallier partiellement un déficit de production d'électricité par d'autres moyens de production décentralisés ;

- Fournir une puissance de réserve en cas de déficit de production du parc de production d'électricité de l'île menant à une chute limitée ou brutale de la fréquence du réseau ;

Cette thèse vise à répondre partiellement ou totalement à ces besoins par un système de stockage écologique basé sur l'air comprimé à fonctionnement instantané et alimentant un bâtiment contenant des charges électriques. L'étude de faisabilité se fera à travers la simulation du modèle construit à cet effet. Ces simulations permettront d'évaluer l'apport du stockage à air comprimé à l'autonomie du bâtiment, à la bonne exploitation de la production et au rendement de stockage.

## 5. Plan de la thèse

Le document de synthèse du travail réalisé au cours de cette thèse est structuré en cinq chapitres. **Le chapitre 1** fait le point sur les principales technologies de stockage d'énergie et l'état de l'art sur les travaux de recherche sur le stockage d'énergie par air comprimé. Cette étude bibliographique nous permet de justifier et de situer notre choix de travailler sur l'air comprimé avec un fonctionnement instantané. **Le chapitre 2** est consacré à la description et la modélisation du système étudié. La modélisation de chaque composant principal du système sera présentée, et des scénarios de fonctionnement régissant le système seront définis. Les indicateurs de performance qui serviront à évaluer le système seront définis dans cette partie. Dans **le chapitre 3**, nous présenterons les résultats de simulation du système. D'une part, nous observerons l'évolution des indicateurs de performance durant deux journées de caractéristiques météorologiques et consommation électrique différentes et d'autre part nous évaluerons ces indicateurs de performance pour une année entière de fonctionnement. Sur la base des indicateurs obtenus, nous présenterons au **chapitre 4** une optimisation sur les principaux paramètres qui influencent ces indicateurs. La détermination des paramètres influents pour l'optimisation se fera par une analyse de sensibilité paramétrique. Au **chapitre 5**, d'une part, nous étudierons d'autres architectures du système de compression et d'autres une intégration du stockage thermique afin d'améliorer les performances globales du système de stockage et tendre vers un système autonome c'est-à-dire déconnecté du réseau électrique.

**Chapitre 1 – État de l'art et généralité sur le stockage d'énergie, en particulier sur l'air comprimé**

## 1. Introduction

Dans l'introduction générale, nous avons démontré la nécessité et le besoin de recourir au stockage d'énergie pour une bonne exploitation des énergies renouvelables et leur intégration dans le mix énergétique des zones isolées et/ou insulaires. Dans ce chapitre, dans un premier temps nous présenterons les principales technologies de stockage d'énergie électrique et en particulier le système de stockage par air comprimé, sujet principal de l'étude. Enfin nous présenterons un état de l'art sur les études traitant du stockage à air comprimé. Nous analyserons et interpréterons ces études pour relever les insuffisances en vue de bien positionner notre travail.

- **Généralité sur le stockage d'énergie électrique**

Contrairement à la grande partie des énergies primaires comme le gaz, le pétrole ou le charbon qui se stockent facilement, il est difficile de stocker l'électricité en grande quantité. Néanmoins, il est possible de la convertir en d'autres formes d'énergies intermédiaires qui sont facilement stockables sous forme d'énergie potentielle, cinétique, chimique ou thermique. On distingue plusieurs technologies de stockage d'énergie électrique et certaines sont particulièrement adaptées au stockage d'énergies nobles comme les énergies mécaniques ou électriques, et autres sont préférées par rapport à des stockages de type thermique qui au mieux ne permettent de récupérer l'énergie sous forme électrique que par le passage dans un cycle à rendement réduit (cycle à vapeur, cycle de Rankine, etc.). Pour cela, on est souvent amené à effectuer des combinaisons entre les différentes technologies pour l'amélioration des performances du système, c'est par exemple la récupération thermique dans le cadre de stockage par air comprimé qui sera abordé ultérieurement.

- **Contexte général sur le stockage d'énergie**

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) [4], le stockage d'énergie doit devenir une cause internationale si l'on veut mieux s'orienter vers la transition énergétique. Ainsi le développement de meilleures technologies de stockage d'énergie permettra l'intégration à grande échelle de la production électrique d'origine renouvelable et intermittente dans le mix énergétique des réseaux électriques européens à hauteur de 30 % environ. La Commission Européenne (CE) a ainsi fait du stockage de l'électricité un de ses chantiers prioritaires. Particulièrement en France, le stockage est également considéré comme un élément clef à

prendre en compte dans les années à venir pour faciliter la transition énergétique, et pour cela, les technologies à développer et à améliorer doivent obéir à certaines conditions :

- Les systèmes de stockage doivent prendre en compte tous les enjeux environnementaux ;
- La valorisation économique du dispositif de stockage doit être intégrée dès la conception ;
- Le développement de procédés industriels doit être accompagné (d'où l'idée de lancer des démonstrateurs) ;
- Le cadre institutionnel et réglementaire propice au déploiement du stockage doit être défini.

## 2. Les principales techniques de stockage d'énergie électrique

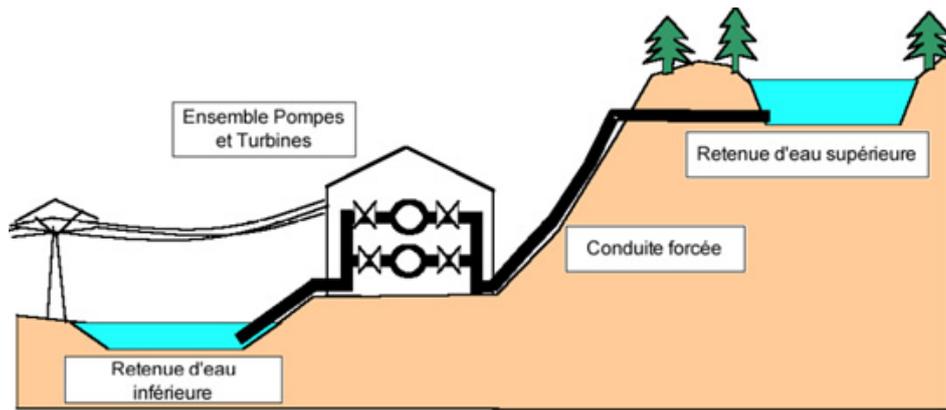
De façon générale, les solutions de stockage d'énergie se divisent en quatre catégories :

- Mécanique (barrage hydroélectrique, Station de Transfert d'Énergie par Pompage - STEP, stockage d'énergie par air comprimé – CAES, volants d'inertie),
- Electrochimique (piles, batteries, vecteur hydrogène),
- Électromagnétique (bobines supraconductrices, super-capacités),
- Thermique (chaleur latente ou sensible) ;
- Thermochimique.

### 2.1. Méthodes de stockage mécanique

#### **Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)**

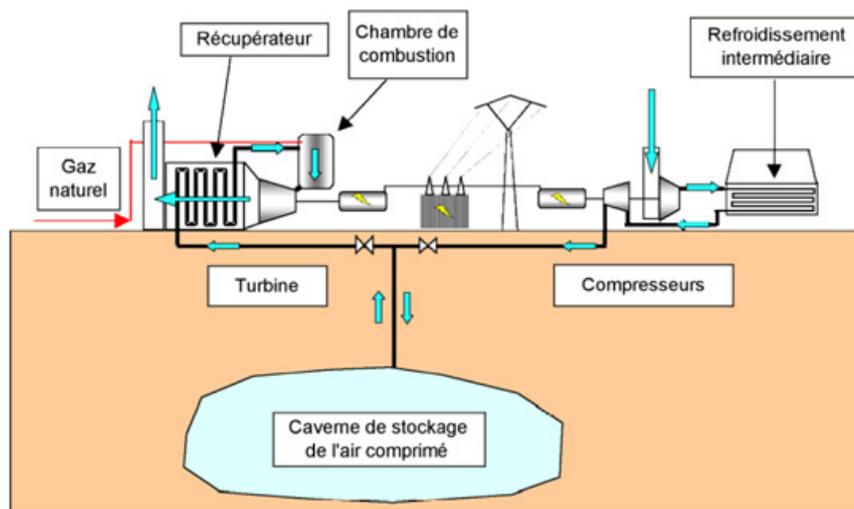
Les stations de pompage sont des technologies de stockage par gravitation. Pendant les heures creuses ou des heures de faible demande énergétique, de l'eau est pompée d'un réservoir bas vers un réservoir situé plus haut. En période de forte demande ou d'heure pleine, l'eau située en hauteur est relâchée, elle descend donc gravitairement à travers une turbine et ainsi produit de l'électricité. Son fonctionnement (illustré sur la figure 1.1) est analogue à celui d'une centrale hydroélectrique classique. Il est nécessaire d'avoir un stockage d'une très grande quantité d'eau ou avec un grand dénivelé entre les deux bassins à cause de la faible densité d'énergie, d'où l'importance d'avoir un site géographique adéquat, ce qui constitue une limite à cette technologie.



**Figure 1.1 : Principe de fonctionnement d'une STEP**

- **Stockage d'Énergie par Air Comprimé (SEAC)**

La technique de stockage d'énergie par air comprimé repose sur l'utilisation de la puissance produite par une source quelconque pour comprimer de l'air. Cet air comprimé peut ensuite être utilisé, lorsqu'on juge que la production est insuffisante pour alimenter une turbine qui produira à son tour de l'électricité. Cette approche est utilisée aujourd'hui dans le cadre de grands stockages dans des cavités souterraines comme le montre la figure 1.2 [5,6]. Notre étude étant basée sur cette technologie de stockage, nous allons développer cette partie dans les prochaines lignes.



**Figure 1.2 : Principe de fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé**

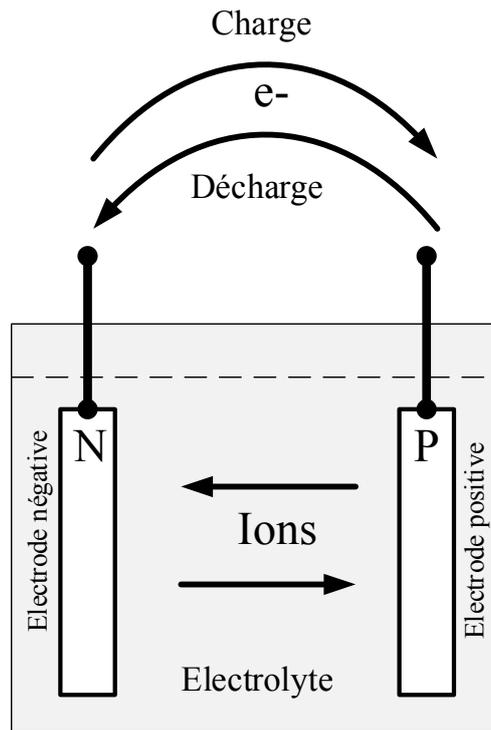
- **Le volant d'inertie**

Le stockage d'énergie par volant d'inertie ou Système Inertiel de Stockage d'Énergie (SISE) est utilisé dans de nombreux domaines : régulation de fréquence, lissage de la production éolienne et solaire, stockage et restitution de l'énergie de freinage des véhicules. Il est constitué d'une masse entraînée par un moteur électrique. L'apport d'énergie électrique permet de faire tourner la masse à des vitesses élevées en quelques minutes. Une fois lancée, la masse continue à tourner, même en absence de courant. Ainsi, de l'énergie est stockée dans le volant, et peut donc être ensuite être restituée instantanément en utilisant le moteur comme génératrice électrique [7].

## 2.2. Le stockage électrochimique

- **Les batteries électrochimiques**

Les batteries électrochimiques sont conçues par empilement de disques composés de différents types d'éléments chimiques. Les stockages à batterie sont de loin la technologie la plus connue du grand nombre de personnes. Les batteries utilisées dans le cadre du stockage d'énergie électrique sont des systèmes électrochimiques rechargeables. Au sein de la batterie, des ions se déplacent entre les électrodes négatives et positives au travers d'un électrolyte, pouvant être solide ou liquide. Il existe ainsi des batteries plomb-acide, nickel-cadmium, nickel-hydrure métallique, lithium-ion, lithium polymère, lithium-air, sodium-soufre, chlorure de sodium et d'autres. Certains électrolytes sont en phase de test ou développement pour leur utilisation dans des batteries de stockage électrochimique qui offriraient un meilleur rendement de stockage. En effet dans les batteries acide-plomb, l'électrolyte est une solution aqueuse d'acide sulfurique, l'électrode négative est faite de plomb et l'électrode positive d'oxyde de plomb. La densité énergétique typique de cette catégorie de batterie comprise entre 50 et 150 Wh/kg [8–10]. La Figure 1.3 récapitule le fonctionnement d'une batterie rechargeable.



**Figure 1.3 : Principe de fonctionnement d'une batterie rechargeable**

Les différentes caractéristiques des batteries de stockage sont résumées dans le Tableau 1.1 en fonction de l'électrolyte utilisé.

**Tableau 1.1 : différentes caractéristiques des batteries [11]**

Technologie	Electrolyte	Efficacité (%)	Densité énergétique (Wh/kg)	Durée de vie (Cycles)
Acide-plomb	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	85-90	50	1200-1800
Nickel-cadmium	KOH	60-70	50	1500-3000
Nickel – hydrure métallique	KOH	50-70	80	1200-1800
Nickel - zinc	KOH	70-80	60	1200-1800
Lithium - ion	LiPF <sub>6</sub>	90	80-150	1500
Lithium - polymère	Li-B-Alu	90	100-150	600
Sodium - soufre	B-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	90	150	2000

- **Stockage avec de l'hydrogène**

Les systèmes de stockage d'énergie avec de l'hydrogène sont faits à base d'un électrolyseur intermittent. En effet pendant les périodes de faible consommation d'électricité, l'électrolyseur utilise de l'électricité pour décomposer de l'eau en oxygène et en hydrogène ( $2\text{H}_2\text{O} \Leftrightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ ) [12]. L'hydrogène ainsi obtenu est ensuite comprimé, liquéfié ou stocké par exemple dans des hydrures métalliques. La réinjection de l'énergie produite par l'hydrogène peut se faire par trois méthodes différentes :

- Possibilité d'alimenter directement une pile à combustible ;
- Possibilité de synthétiser du gaz naturel selon le procédé de la méthanisation ;
- Possibilité d'utiliser l'hydrogène directement dans une centrale à gaz adaptée

### 2.3. Stockage électromagnétique

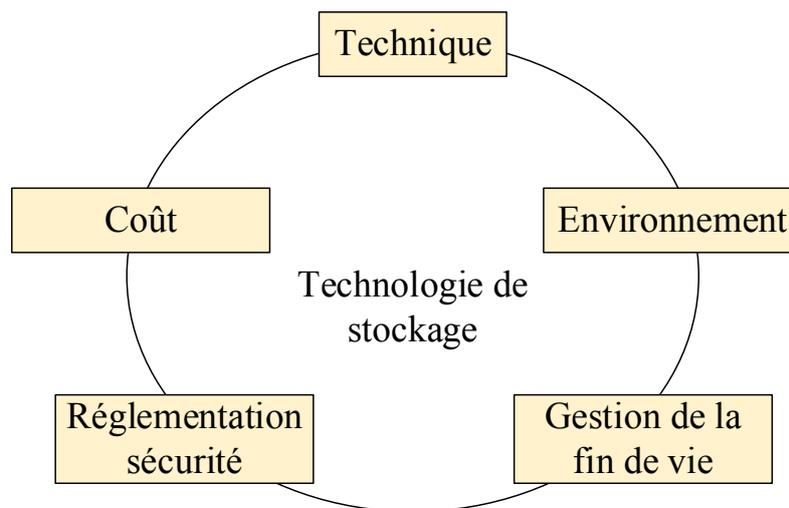
Le principe des super capacités repose sur la création d'une double couche électrochimique par l'accumulation de charges électriques à l'interface entre une solution ionique (électrolyte) et un conducteur électronique (électrode). À la différence des batteries, il n'y a pas de réaction d'oxydoréduction. L'interface entre les charges joue le rôle d'un diélectrique. L'électrode contient du charbon actif de surface spécifique très élevée. La combinaison d'une surface conductrice élevée et d'une épaisseur de diélectrique très faible permet d'atteindre des valeurs de capacité extrêmement élevées en comparaison des condensateurs traditionnels [13].

### 2.4. Stockage d'électricité par méthode thermique

Les installations de stockage thermique (chaleur et froid) concernent majoritairement les industries avec des capacités de l'ordre de 1 à 10 MW. Ces installations ont un potentiel important en termes de compétitivité pour les activités tertiaires et industrielles et en matière d'impact sur la demande. Le stockage d'énergie thermique se fait soit par chaleur sensible, soit par chaleur latente. Il consiste à utiliser la chaleur produite par une source d'énergie pour réchauffer un fluide caloporteur qui à son tour fera fonctionner une turbine au moment voulu pour produire de l'énergie électrique. Cette technique est principalement utilisée dans les installations des centrales solaires à concentration (CSP) [14,15].

### 3. Comparaison des différentes technologies de stockage

Les technologies de stockage d'énergie présentées plus haut possèdent chacun des avantages et des inconvénients. Leur intégration dans les réseaux électriques soulève des interrogations quant aux choix de la technologie la plus adaptée aux besoins. En effet, chaque technologie a ses spécificités en termes de taille, de puissance délivrée, de coût, de nombre de cycles et donc de durée de vie, de densité énergétique, de maturité technologique, etc. Le choix d'une technologie peut se baser sur le croisement des éléments décrits par la Figure 1.4 [16].



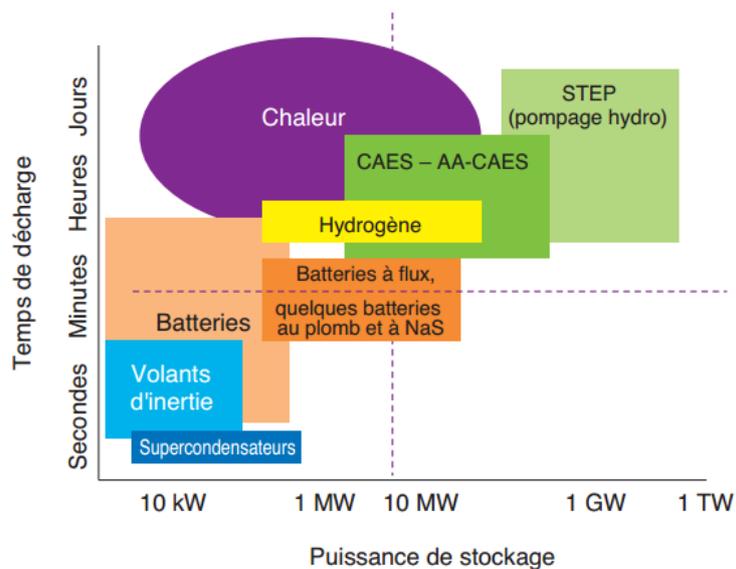
**Figure 1.4 : Méthodes de choix d'une technologie de stockage**

Ainsi, plusieurs facteurs entrent en jeu dans le choix de la technologie à utiliser pour stocker de l'énergie. En premier lieu, il s'agit de déterminer la localisation et la taille du stockage nécessaire, car toutes les technologies ne sont pas adaptées à tous les lieux. Les batteries conventionnelles sont par exemple particulièrement adaptées pour des systèmes de petite taille, mais leur désavantage est lié à leur durée de vie et leur risque d'impact négatif sur l'environnement [17]. Pour les systèmes de stockage d'énergie pneumatique ou d'énergie potentielle, ils possèdent une très longue durée de vie quasi constante dans le temps et un bon impact sur l'environnement, c'est notamment le cas du CAES. Le tableau 1.2 présente la comparaison des différentes technologies de stockage d'énergie en fonction de plusieurs caractéristiques telles que la puissance installée, le temps de charge et de décharge, le temps de réaction, la durée de vie, les coûts d'installation CAPEX (Les CAPEX regroupent l'ensemble des dépenses d'investissement se référant aux immobilisations, c'est-à-dire aux dépenses qui ont une valeur positive sur le long terme. La figure 1.5 donne selon [13] la technologie de stockage adaptée en fonction des niveaux de puissance et du temps de décharge.

## Chapitre 1- État de l'art et généralité sur le stockage d'énergie, en particulier sur l'air comprimé

**Tableau 1.2 : principaux paramètres des moyens de stockage d'électricité [6,18,19]**

	Puissance (MW)	Capacités (MWh)	Temps de décharge (h)	Temps de réaction	Efficacité (%)	Nombre de cycles	Durée de vie (années)	CAPEX (\$/kWh)
<b>STEP</b>	30 -2000	1000-20000	6 - 24	< 10 mn	70 - 85	13000 et +	> 40	50 - 150
<b>CAES</b>	10-100	120 - 1800	5 - 24	< 10 mn	50 - 70	13000 et +	> 35	50 - 150
<b>Chaleur sensible</b>	4-100	40000	6 -12	-	75	10000 et +	-	50 - 150
<b>Chaleur latente</b>	10	100	-	-	85	-	> 15	-
<b>Batteries NaS</b>	1-50	< 200	6 - 12	< 1 sec	75 -85	< 4500	15	200 - 550
<b>Batteries Li-ion</b>	1-50	< 100	0.2 - 4	< 1 sec	85 - 95	10000	-	500 - 1500
<b>Batteries à flux</b>	0.2-5	< 200	0.1 - 5	< 1 sec	70 - 80	14000	10 - 20	100 -500
<b>Hydrogène</b>	10-1000	10-10000	Quelques heures	< 1 sec	40	-	25	< 1000



**Figure 1.5 : Technologie de stockage en fonction des niveaux de puissance et du temps de décharge [13].**

### 4. État de l'art sur la technologie de stockage par air comprimé

Le principe du Stockage d'Énergie par Air Comprimé (SEAC ou CAES en anglais) repose sur la compressibilité de l'air. Cette technologie est utilisée depuis le 19<sup>ème</sup> dans les industries pour certaines applications y compris des applications mobiles [20] comme l'automobile ou le train. De façon générale, l'électricité est utilisée pour comprimer l'air pour le stocker dans des récipients pendant les périodes de faible demande. Au moment où la demande en énergie s'avère importante, l'air ainsi stocké est détendu dans une turbine pour produire de l'électricité

[20–23]. Anciennement, l'air comprimé était stocké dans des réservoirs fixes et souterrains qui sont le plus souvent des anciennes cavités de sel ou de charbon. Mais de nouvelles études sont en train d'être mises en place pour la substitution de ces cavités souterraines par des réservoirs artificiels, ce qui a pour avantage de pallier les contraintes liées aux lieux d'implantation de la centrale. Actuellement, la technologie CAES est utilisée pour le stockage de grande puissance de l'ordre de 1 à 300 MW [22,24]. Certaines études montrent que cette technologie pourrait s'appliquer aussi à de petites puissances pour la production d'électricité décentralisée pour des sites isolés [25]. Mais de nos jours, seulement deux centrales électriques utilisant le système de stockage à air comprimé fonctionnent dans le monde. Il s'agit de la centrale Huntorf en Allemagne construite en 1978 avec une puissance de 290 MW et la centrale AEC à McIntosh, Alabama, aux États-Unis d'une capacité de 110 MW qui a été augmentée à 226 MW en 1998 par l'ajout de deux générateurs [26]. Les principales caractéristiques des deux centrales sont consignées dans le tableau 1.3.

**Tableau 1.3 : Principales caractéristiques des centrales CAES existantes [27].**

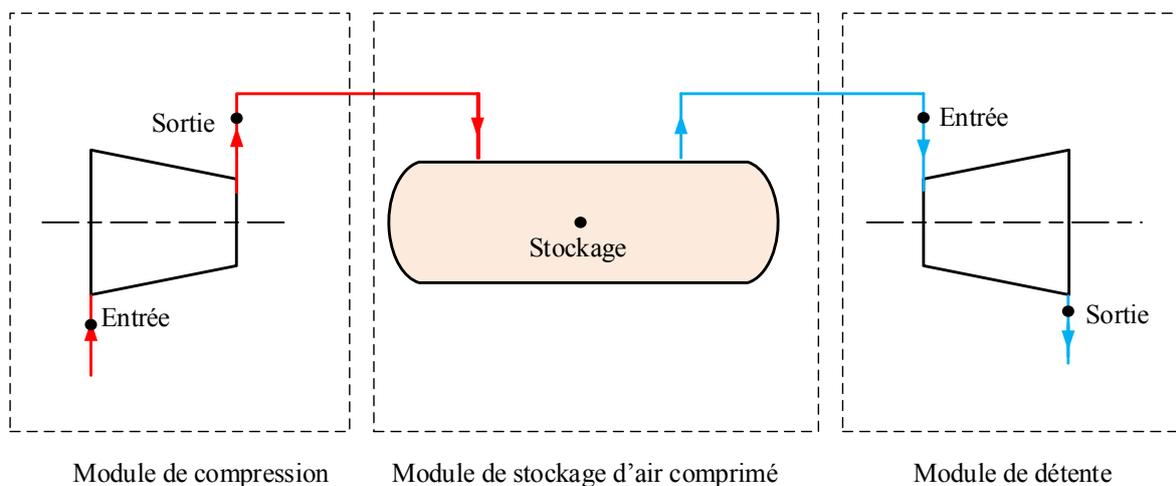
<b>Caractéristiques</b>	<b>Huntorf</b>	<b>McIntosh</b>
<b>Type de cavité</b>	Saline	Saline
<b>Nombre de cavités</b>	2	1
<b>Volume de stockage/cavité</b>	150 000 m <sup>3</sup>	500 000 m <sup>3</sup>
<b>Volume de stockage total</b>	300 000 m <sup>3</sup>	500 000 m <sup>3</sup>
<b>Profondeur</b>	Entre 650 et 800 m	Entre 450 et 750 m
<b>Puissance installée</b>	290 MW	110 MW
<b>Temps de foisonnement</b>	2 -3 heures	26 heures
<b>Pression de stockage</b>	45 à 70 bars	45 à 75 bars

D'autres projets de construction de centrales de stockage d'air comprimé existent dans le monde, mais certains sont restés sans suite ou sont en retard [28]. On peut citer par exemple :

- Le projet de Hokkaido au Japon : 2 MW en 2001, utilisant une mine de charbon, 4h de stockage [29];
- Le projet de SustainX aux États-Unis (New Hampshire) : 1 MW en 2011 en surface, 4h de stockage [30] ;
- Le projet d'Hydrostor au Canada : 1 MW prévu en 2013 en sous-marin, 4h de stockage [31];
- Le projet de General Compression aux États-Unis (Texas) : 2 MW prévus en 2014, utilisant une mine de sel, 16h de stockage ;

- Le projet ADELE en Allemagne : 90 MW prévus en 2018, utilisant une mine de sel, 4h de stockage [29];
- Le projet de PG&E aux États-Unis (Californie) : 300 MW prévus en 2021, utilisant une mine de sel, 10h de stockage [32];
- Le projet à Norton aux États-Unis (Ohio) [32] : 2 700 MW, utilisant une mine de calcaire, 16h de stockage.

Le stockage à air comprimé est le plus souvent utilisé pour l'électricité d'un réseau quelconque aux heures de faible consommation pour une réutilisation aux heures dites de pointe. Dans la littérature, la source la plus utilisée pour le stockage par air comprimé est l'éolien offshore et onshore [21,24,33–36]. On peut aussi envisager l'utilisation de cette technologie pour le stockage d'autres sources d'énergie renouvelables comme le solaire photovoltaïque [25,37]. De façon générale, outre le couplage électrique à l'amont et à l'aval du système de stockage, cette technologie comporte trois parties essentielles comme le montre la Figure 1.7. La modélisation de l'ensemble du système requiert des sous-modèles de chaque partie.



**Figure 1.6 : Composition simplifiée du système de stockage à air comprimé**

#### 4.1. Le module de compression et le module de détente

Ces deux parties du système de stockage à air comprimé jouent deux rôles inverses, symétriques et complémentaires pour le fonctionnement du système à air comprimé :

- Le module de compression a pour rôle d'augmenter la pression d'air. Il est constitué d'un ou plusieurs compresseur(s) montés en série ou parallèles, ces compresseurs

compriment l'air de la pression et à la température ambiante pour l'amener à une pression et température plus élevées afin de stocker cet air dans un récipient.

- À partir de l'air sous pression, le module de détente a pour rôle de convertir l'énergie sous forme pneumatique en énergie électrique par le biais d'une turbine couplée à un générateur électrique.

La modélisation de ces deux parties est relativement similaire et les modèles à adopter dépendent principalement des hypothèses de compression et/ou de détente retenue. Ainsi la compression et la détente de l'air peuvent être modélisées comme :

- **Transformation monotherme**

Une transformation monotherme peut être isotherme réversible ou isotherme irréversible. Dans le premier cas, la transformation est considérée comme infiniment lente puisque les échanges thermiques le sont au cours de la compression ou la détente de l'air.

- **Transformation adiabatique réversible ou isentropique**

La transformation adiabatique peut être aussi réversible ou isentropique. Dans le cas d'une transformation adiabatique réversible, on suppose que l'on comprime l'air suffisamment vite pour que les échanges de chaleur avec l'extérieur n'aient pas la possibilité de se produire (on peut aussi rendre les parois athermanes), mais suffisamment lentement pour que la pression soit homogène dans le gaz. Ainsi, le travail de compression ou de détente est modélisé par :

$$W = n \frac{R}{\gamma - 1} T_1 \ln \left( \left( \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{in}}} \right)^{\frac{\gamma - 1}{\gamma}} - 1 \right) \quad (1.1)$$

Avec  $\gamma$  qui désigne le rapport de la capacité calorifique à pression constante ( $C_p$ ) sur la capacité calorifique à volume constant ( $C_v$ ) de l'air.

En réalité, une transformation isentropique qui requiert un système parfaitement adiabatique et réversible est difficilement réalisable ou bien impossible (figure 1.8). Pour prendre en compte le caractère non isentropique de la transformation, on introduit donc un rendement isentropique qui est défini comme étant le rapport entre la variation d'enthalpie d'air

comprimé de façon isentropique de la pression  $P_{in}$  à la pression  $P_{out}$  et la variation réelle d'enthalpie d'air. Le rendement isentropique est donné par :

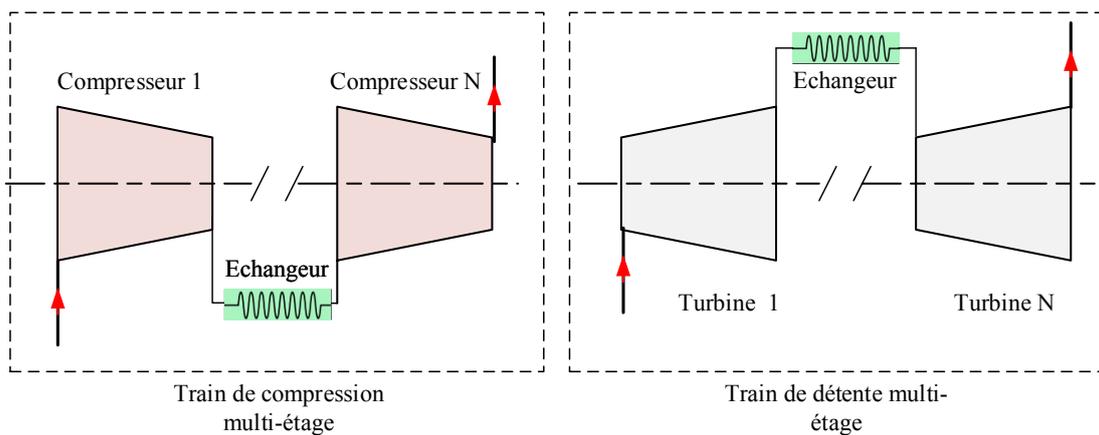
$$\eta_{is} = \frac{h_{out_{is}} - h_{in}}{h_{out_{re}} - h_{in}} \quad (1.2)$$

Avec  $h_{in}$  qui représente l'enthalpie spécifique de l'air à l'entrée du compresseur,  $h_{out_{is}}$  représente l'enthalpie spécifique de l'air à la sortie du compresseur en supposant une compression parfaitement isentropique,  $h_{out_{re}}$  l'enthalpie désigne l'enthalpie spécifique réelle de sortie. Ces rendements isentropiques sont parfois donnés par les constructeurs [38], ou par des relations établies en fonction des taux de compression ou de détente. Empiriquement, les rendements isentropiques du compresseur ( $\eta_{is,c}$ ) et de la turbine ( $\eta_{is,t}$ ) peuvent être déterminés par les relations suivantes selon [39] pour des pressions ne dépassant pas 100 bars :

$$\eta_{is,c} = 91 + \frac{(P_{out} / P_{in}) - 1}{300} \quad (1.3)$$

$$\eta_{is,t} = 90 - \frac{(P_{out} / P_{in}) - 1}{250} \quad (1.4)$$

Pour des raisons de refroidissement ou d'optimisation du système, une mise en série ou en parallèle du compresseur ou turbine est souvent faite comme l'indique la Figure 1. 8.



**Figure 1.7 : Système de compression et de détente multi-étage**

Le travail total de compression ou de détente peut s'obtenir en faisant la somme des travaux intermédiaires en tenant compte des paramètres d'entrées et de sortie de chaque étage [40].

$$W_c = m_a \sum_{i=1}^N w_{c,i} \quad \text{et} \quad W_t = m_a \sum_{i=1}^N w_{t,i} \quad (1.5)$$

Où  $w_{c,i}$  et  $w_{t,i}$  représentent respectivement les travaux spécifiques de l'étage compression  $i$  et de l'étage de détente  $i$ .

Pour un système de compression ou de détente à  $N$  étages, les rapports de compression ou de détente de chaque étage peuvent se calculer comme suit :

$$\beta_i = \frac{P_{i+1}}{P_i} = \sqrt[N]{\frac{P_{out}}{P_{in}}} \quad (1.6)$$

Cette relation a été exploitée en supposant des taux de compression équivalents à tous les étages par [25] pour la modélisation d'un système de stockage à air comprimé.

## 4.2. Le module de stockage

Le module de stockage est constitué d'un ou plusieurs réservoirs qui peuvent servir non seulement au stockage d'air sous pression, mais aussi éventuellement à stocker de la chaleur issue de la compression ou provenant d'une autre source externe. La modélisation du réservoir de stockage est basée sur le principe de conservation de la masse ( $M$ ) et de l'énergie ( $u$ ) selon le système d'équation 1.9.

$$\begin{cases} \frac{dM_{air}}{dt} = \dot{m}_{in} - \dot{m}_{out} \\ \frac{d(M_{air}u)}{dt} = \dot{Q}_{res} + \dot{m}_{in} h_{in} - \dot{m}_{out} h_{out} \end{cases} \quad (1.7)$$

Où  $M_{air}$  représente la masse d'air dans le réservoir,  $\dot{m}_{in}$  désigne le débit massique du compresseur et  $\dot{m}_{out}$  le débit massique de la turbine. Dans l'équation de conservation de l'énergie,  $\dot{Q}_{res}$  désigne les pertes thermiques du réservoir de stockage et se calcule en fonction de la température à l'intérieur du réservoir ( $T_{res}$ ) et de celle à l'extérieur ( $T_{ext}$ ), le coefficient d'échange thermique ( $U_{res}$ ) et la surface d'échange ( $S_{res}$ ) comme suit :

$$\dot{Q}_{res} = U_{res} S_{res} (T_{ext} - T_{res}) \quad (1.8)$$

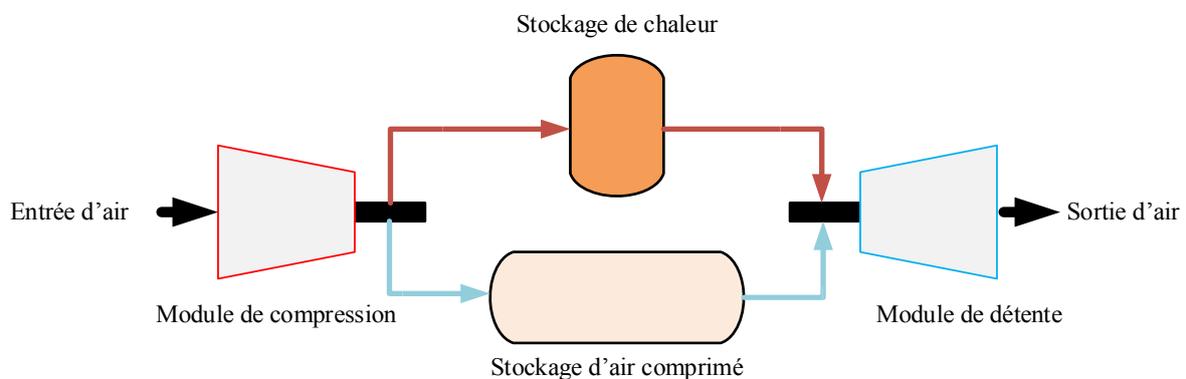
## 4.3. Les types de CAES

### 4.3.1. CAES classique ou conventionnels

Dans les CAES dits classiques ou conventionnels, l'air chaud comprimé en sortie de compresseur est directement envoyé dans un réservoir de stockage. À ce jour, il n'existe toutefois pas de réservoir permettant un stockage de l'air maintenant en même temps une haute température et une haute pression : la chambre de stockage d'un CAES conventionnel assure le maintien en pression du gaz, mais pas en température. Lorsque l'air comprimé est extrait du réservoir en phase de déstockage, sa température a donc décliné fortement. Pour les CAES conventionnels, l'air comprimé doit être préchauffé avant son entrée dans la turbine, ce qui peut nécessiter l'introduction d'autres sources énergétiques (le plus souvent de sources fossiles) et cela entraîne de facto la réduction du rendement du système [19,41] pour être ensuite redistribué avant la détente.

### 4.3.2. Le CAES adiabatique (A-CAES)

Contrairement au système précédent, lorsque l'on améliore le système CAES classique en évitant la perte de chaleur à la sortie des compresseurs en les séparant pour le réutiliser pendant la détente au niveau de la turbine, le système est dit adiabatique. Le principe du stockage à air comprimé adiabatique (Adiabatic Compressed Air Energy Storage : A-CAES) reprend le même principe que précédemment, mais intègre l'idée de réutiliser la chaleur issue de la compression comme le montre la Figure 1.9. Les CAES adiabatiques sont donc constitués d'un réservoir permettant de stocker l'air comprimé et d'un système de stockage thermique récupérant la chaleur de l'air comprimé en sortie de compresseur [41,42].



**Figure 1.8 : Principe de fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé muni d'un récupérateur de chaleur**

Ce procédé peut être adapté à tous les types de besoins et de sources énergétiques et peut être complémentaire à tout système énergétique qui produit des surplus en périodes creuses.

### 4.3.3. Le CAES isotherme

Cette technologie est pour le moment en phase de développement. Le principe a pour but d'augmenter l'efficacité du système par un processus dit « isotherme » c'est-à-dire lorsque la température du système considéré est uniforme et constante. En clair, il consiste à extraire la chaleur de l'air au fur et à mesure de sa compression (et non pas après sa compression comme dans le cas des systèmes adiabatiques). Ce système aurait une efficacité de l'ordre de 95% pour le système couplé détenteur/compresseur [29] [43] ce qui reste raisonnablement impossible.

## 4.4. Travaux existants sur le CAES

De nombreux chercheurs se sont focalisés ces dernières années sur les systèmes de stockage d'énergie par air comprimé, montrant ainsi que ce système de stockage peut être un substitut à d'autres technologies en ce sens que le principe à air comprimé engendre un faible impact environnemental. La différence majeure entre les études sur le CAES se situe au niveau de la source d'énergie à stocker, le caractère statique ou dynamique du système et de la stratégie d'exploitation de l'énergie stockée (consommation directe ou injection au réseau).

En effet, selon les études de Lund et G. Salgi [44], l'une des alternatives à l'utilisation des batteries pour le futur semble être le système de stockage à air comprimé. Cette technologie à l'avantage d'être plus écologique que le système à batterie, mais dépend fortement des conditions géologiques du lieu d'installation. Les deux centrales existantes de nos jours (Huntorf et McIntosh citées plus haut [26]), dont l'air est stocké dans des cavités d'anciennes mines de sel ou de charbon [45–47], possèdent un rendement allant de 40 à 60 % en fonction de la gestion de la chaleur issue de la compression. Selon certaines études [48,49], si la chaleur de compression est stockée pour être réutilisée pendant la détente, le système de stockage est dit adiabatique et son rendement peut atteindre jusqu'à 70 %. Par contre, le rendement des systèmes de stockage basés sur l'utilisation d'une source extérieure de chaleur pour réchauffer l'air au niveau de la turbine est d'environ 53 % [26].

Dans la littérature, quelques travaux de modélisation ont vu le jour, en particulier pour le stockage de l'énergie éolienne et solaire. En effet, en 2014, Jannelli et al. [50] ont étudié un système de stockage à air comprimé de longue durée (quelques heures) pour l'alimentation d'une station de télécommunication. Dans cette étude, une méthode de calcul des différents

composants de la centrale : un champ photovoltaïque (PV), un réservoir de stockage d'air, des compresseurs et des turbines, a été proposée. Cette étude s'intéresse aussi à un système de refroidissement des équipements de la station de radio par la valorisation d'air frais à la sortie de la turbine. Caichu Xia *et al.* [51] ont proposé en 2014 un modèle sur le stockage à air comprimé avec un débit massique constant pour chaque période de fonctionnement du système (compression, stockage, détente).

Niklas Hartmann [40] compare dans ses études les rendements des systèmes de stockage à air comprimé sur la base des configurations du compresseur et de la turbine. Il en ressort qu'un système de stockage à air comprimé avec stockage de chaleur muni de deux étages de compression et un étage de détente admet un rendement compris entre 40 et 61 % si on suppose une transformation polytropique. Ce rendement peut atteindre 70% pour une transformation supposée isentropique [52].

Une grande variété d'options de configuration a été introduite pour la modélisation des systèmes de stockage à air comprimé (CAES). Parmi ces systèmes, on distingue des systèmes traditionnels et des systèmes hybrides qui intègrent parfois un cycle à vapeur externe [53] ou un cycle de Kalina [54].

En plus de la combustion de ressources fossile avant l'entrée de la turbine le chauffage additionnel par résistance électrique a été considéré comme une option pour augmenter l'efficacité du système de sortie d'un système CAES [42]. Un concept précoce utilisant un chauffage électrique pour contrôler l'unité de stockage thermique a été présenté par Morrison [55] et Sears [56]. Dans la même perspective, plus récemment, un concept analogue utilisant un réchauffeur à résistance en conjonction avec une configuration directe a été introduit par Yang *et al.* [57] avec pour nom : CAES-hybride-thermique avec une température de stockage thermique relativement modeste de 400 ° C. La puissance de sortie du système a augmenté théoriquement de 19,1% par rapport à un système CAES adiabatique de référence.

À l'heure actuelle, quelques centrales de démonstration de système de stockage à air comprimé avec stockage de chaleur (A-CAES) sont en cours de développement ou au début de l'expérience dans le monde entier. La première installation de démonstration à grande échelle A-CAES ADELE, est en phase de développement à Saxe-Anhalt en Allemagne. Elle a été conçue pour avoir une capacité de stockage de 360 MWh et une production d'électricité de 90 MW, visant une efficacité de cycle d'environ 65% [58]. En Chine, un système de démonstration

du A-CAES de 500 kW, appelé TICC-500, a été construit et divers tests de charge et de décharge sont en cours à l'Institut d'Ingénierie thermophysique [59].

Les stratégies optimales de planification de l'énergie pour les systèmes d'alimentation avec du CAES ont été étudiées dans [60,61]. Daneshi et al.[60] présentent une approche pour un engagement unitaire sous contrainte de sécurité avec l'intégration d'une centrale CAES dans le réseau [60]. Les références de travaux scientifiques ci-dessus indiquent que le système CAES a la capacité d'atténuer la variabilité du vent, de fournir un service de transfert de puissance et de réduire le coût de fonctionnement.

#### 4.5. Analyse des études existantes et orientation de notre travail

Un parcours de l'ensemble de ces modèles proposés dans la littérature montre que presque tous les modèles existants sont basés sur des systèmes de grandes puissances (quelques mégawatts) avec un stockage de longue durée (à échelle de quelques heures) et de manière statique. Au niveau des puissances et des modes de stockage, l'ensemble de ces modèles sont basés sur des systèmes de stockage quasi statique de longues durées (souvent saisonnier), alimenté par un réseau électrique public ou par un grand champ éolien de grande capacité allant de 1 à 500 MW. Ce niveau de puissance ne permet donc pas l'utilisation du CAES comme technologie de stockage adaptée pour alimenter de petits et moyens bâtiments ou des résidences isolées. En plus, à part le rendement des stockages, les études existantes ne font pas cas d'autres indicateurs de performance pouvant contribuer à évaluer l'apport du système de stockage.

Au regard de l'importance des travaux sur le stockage à air comprimé, on se rend compte de l'opportunité que peut porter cette technologie dans la maîtrise de l'énergie. Elle est une technologie se situant parmi les moins polluées, et devrait être intéressante pour des utilisations pratiques et décentralisées. Sa dépendance aux sites d'installation limite son utilisation partout où l'on souhaite l'installer et son faible rendement est un des freins à son développement.

Ainsi, dans les prochaines lignes de ce document, un modèle traduisant le fonctionnement instantané et dynamique d'un système de stockage à air comprimé sera proposé. Le système est composé principalement d'un champ photovoltaïque (PV) de petite échelle (une dizaine de kilowatts), d'un bâtiment consommateur d'énergie électrique muni d'une courbe de charge traduisant son mode de fonctionnement, d'un réseau électrique et d'un système de stockage à air comprimé. Il s'agit pour nous d'étudier la faisabilité de ce type de stockage pour de petites

puissances fonctionnant avec une source énergétique intermittente et variable qui est le solaire photovoltaïque pour l'amélioration de l'autonomie énergétique du bâtiment vis-à-vis du réseau électrique à l'échelle de quelques minutes, voire de l'heure. Notre modèle sera construit de façon itérative et dynamique c'est-à-dire qu'à chaque point essentiel du circuit, les caractéristiques thermodynamiques de l'air seront réévaluées et les énergies mises en jeu recalculés à chaque étape du fonctionnement. À l'image de certaines études sur le stockage à base de batteries, l'évaluation de performances énergétique du système sera basée sur les indicateurs suivants :

- Le rendement du système de stockage à air comprimé qui désigne le rapport entre l'énergie produite par la turbine et celle consommée par le système de compression durant le temps de fonctionnement [50,62] ;
- Le taux de couverture du stockage qui désigne la proportion de la demande énergétique du bâtiment fournie par le système de stockage à air comprimé ;
- Le taux d'autoconsommation qui représente la part de l'énergie photovoltaïque qui est consommée dans le bâtiment [63] ;
- Le taux d'autoproduction qui se définit comme la part de la consommation du bâtiment qui est autoproduite [63] ;
- L'autonomie du bâtiment qui désigne la proportion de temps durant lequel le bâtiment n'a pas eu recours au réseau électrique [63].

Pour pouvoir dimensionner le système sur la base des charges à alimenter et des données climatiques, les indicateurs précédemment décrits seront utilisés pour une optimisation. Enfin, nous étudierons d'autres configurations pour améliorer le fonctionnement du système de stockage vers l'autonomie énergétique du bâtiment à alimenter.

**Chapitre 2 – Modélisation du système de stockage à  
air comprimé**

## 1. Introduction

Nous présentons dans ce chapitre la modélisation d'un système intégré pour le stockage de l'énergie photovoltaïque par air comprimé à fonctionnement instantané et couplé à un bâtiment. Le modèle global du système est obtenu par la mise en commun des sous-modèles de chaque composant du système. Le rassemblement de ces sous modèles se fait à travers une méthode de régulation qui prend en compte la spécificité et les contraintes de fonctionnement de chaque composant.

Comme le but est de pouvoir simuler et optimiser les systèmes développés et étudier le caractère instantané du stockage à air comprimé, nos sous-modèles ainsi que le modèle global suivent une évolution temporelle. Après la construction du modèle, nous terminerons ce chapitre par la définition des principaux indicateurs de performance qui nous permettront d'une part d'évaluer l'efficacité de la conversion des énergies et d'autre part de mesurer l'apport de l'ajout du système de stockage à air comprimé. La définition de certains critères est issue de la littérature et d'autres ont été développés dans le cadre de ce travail de thèse.

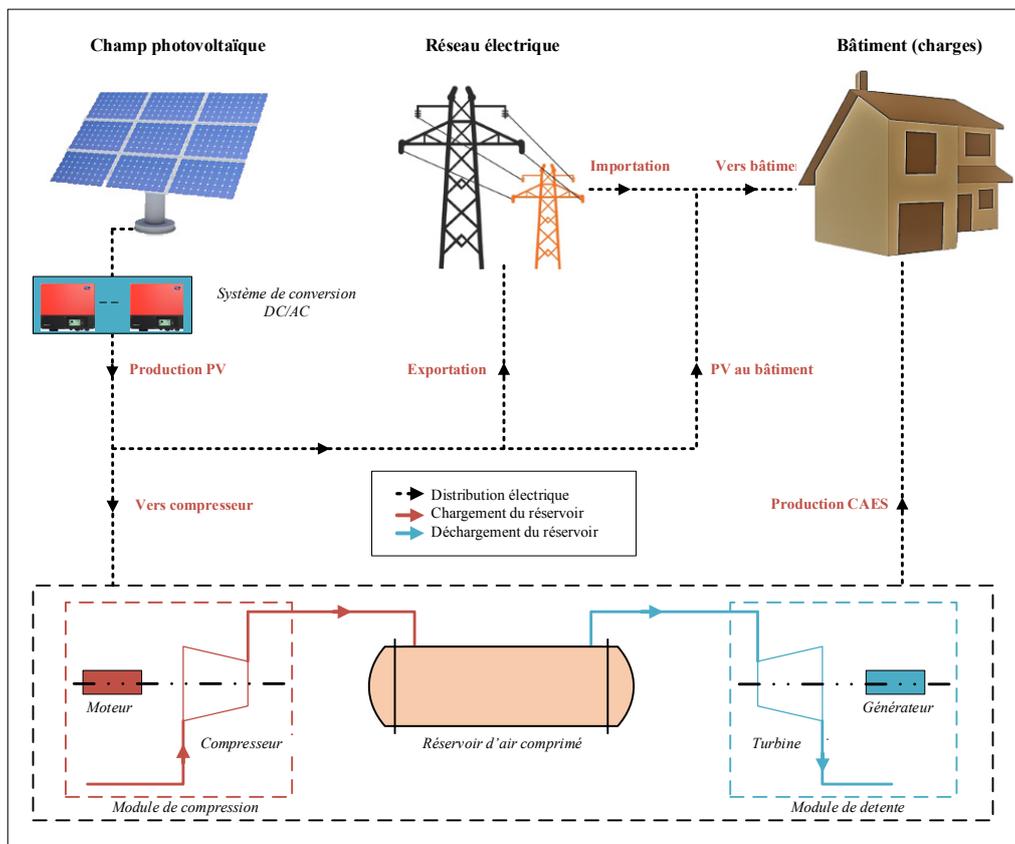


Figure 2.1 : Configuration du système global étudié composé des quatre parties principales (Champ PV, Bâtiment, CAES et réseau électrique)

Le but de l'étude est de concevoir un modèle pouvant simuler le fonctionnement d'un système de Stockage d'Energie par Air Comprimé (SEAC ou CAES en anglais) composé de quatre principales parties interconnectées (Figure 2.1) :

### **Le bâtiment**

L'objectif final est de munir un bâtiment d'un système de stockage, capable d'une part de lisser la variation de la production photovoltaïque et d'autre part d'alimenter partiellement les charges électriques du bâtiment. Dans le modèle, le bâtiment est simulé par une courbe de charge.

### **Le champ photovoltaïque**

Le système comporte un champ photovoltaïque dont la surface ainsi que les différents paramètres et les caractéristiques liées au calcul de la production constituent les entrées pour le modèle. Il alimente en priorité le bâtiment, le reste de la production est stockée dans le CAES et/ou exporté vers le réseau.

### **Le système de stockage d'énergie à air comprimé**

L'une des principales parties à modéliser dans cette étude est bien sûr celle relative au stockage à air comprimé qui est composé globalement d'un module de compression (moteur et compresseur) alimenté par le champ photovoltaïque, d'un réservoir devant contenir l'air sous pression et d'un module de détente équipé d'une turbine et d'un alternateur électrique.

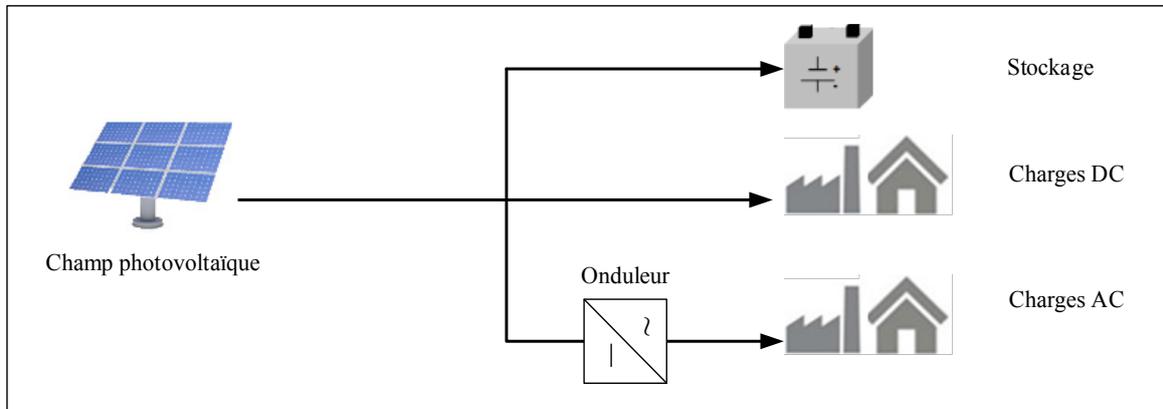
### **Le réseau électrique**

Les différentes parties décrites plus haut sont connectées au réseau électrique qui est toujours disponible et peut servir de secours pour couvrir les charges en cas d'absence de production solaire et/ou lorsque le stock d'énergie est suffisant.

### **Architecture du système**

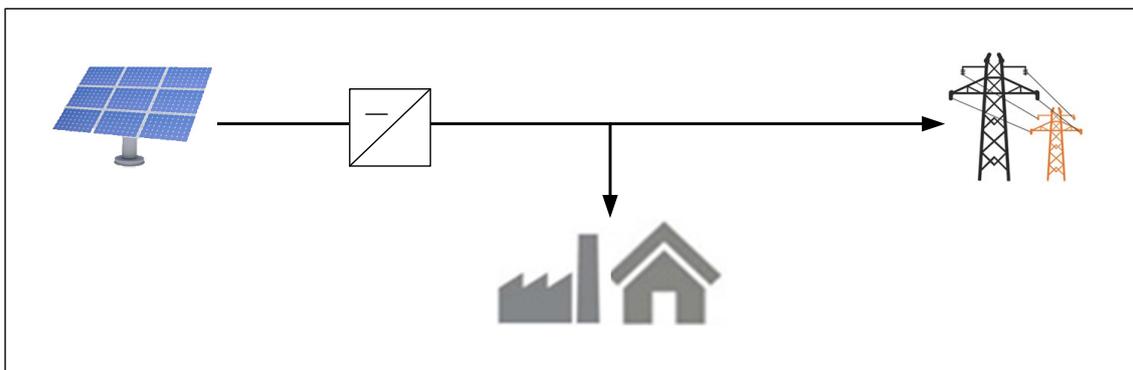
Un champ photovoltaïque peut être utilisé comme un appoint au réseau ou comme une source unique de production d'énergie pour un bâtiment ou pour un groupe de bâtiments. Dans ce dernier cas, le système est dit autonome ou isolé et nécessite l'intégration d'un moyen de stockage. La figure 2.2 montre le principe d'une installation photovoltaïque autonome. L'électricité produite par les panneaux solaires placés sur un toit ou au sol est continue (12 V

ou 24 V) et peut alimenter des charges de mêmes natures ou être stockée dans un accumulateur (batteries par exemple). Pour être injectée au réseau, le courant continu est converti en alternatif via un onduleur [64].



**Figure 2.2 : Configuration d'une installation en site isolé**

Pour les systèmes connectés, le champ peut être directement couplé au réseau public par l'intermédiaire d'un onduleur à injection réseau. Le point de raccordement au réseau conditionne les modalités d'exploitation de la production solaire [2, 3]. En effet la production peut être partiellement ou totalement injectée. Un stockage peut être inséré pour assurer une autonomie partielle ou limiter l'injection au réseau si on n'est pas soumis à l'obligation d'achat. La figure 2.3 récapitule le principe d'injection d'énergie photovoltaïque au réseau avec éventuellement un système de stockage.



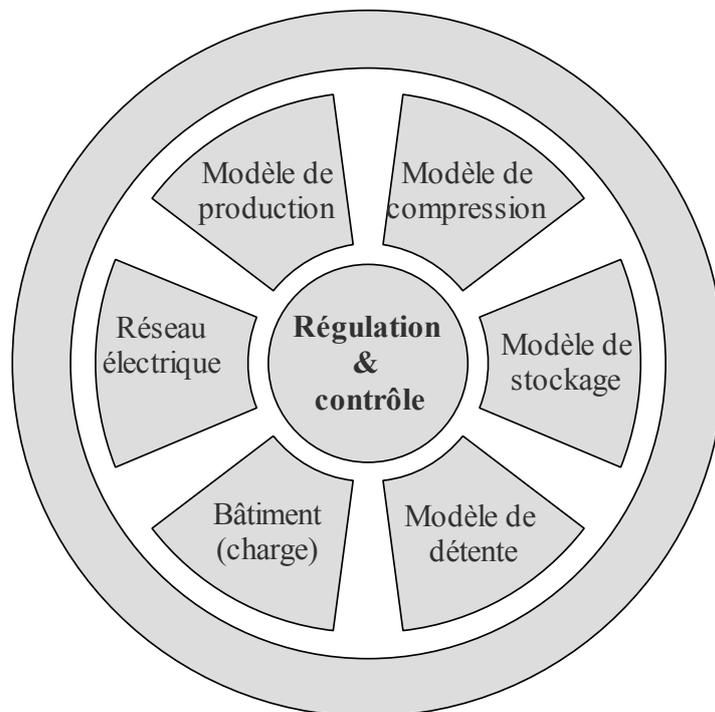
**Figure 2.3 : Configuration d'un système PV raccordé au réseau sans stockage**

Le système que nous envisageons de mettre en œuvre dans cette étude peut être considéré comme la combinaison des deux précédentes configurations : nous voulons non seulement pouvoir vendre (ou exporter vers le réseau) le surplus de la production solaire ou soutirer l'énergie du réseau (importation) en cas de besoin, mais aussi pouvoir stocker l'énergie par un système à air comprimé.

## 2. Modélisation

L'obtention du modèle global se fait par la mise en commun de six sous-modèles (figure 2.4) traduisant le fonctionnement de :

1. La production instantanée du champ photovoltaïque ;
2. La compression de l'air et la consommation énergétique correspondante ;
3. Le stockage de l'air comprimé dans le réservoir ;
4. La détente de l'air et la production d'électricité ;
5. La consommation électrique du bâtiment ;
6. L'interaction du réseau avec l'ensemble des éléments du système.



**Figure 2.4 : représentation des différents sous-modèles**

Le modèle (schématisé Figure 2.5) est construit en considérant plusieurs **entrées** (conditions initiales et aux limites, données météorologiques, données de consommation, caractéristiques des composants et différentes **sorties** telles que l'évolution des variables au cours du temps (pression, température, enthalpie ...), les performances énergétiques du système et les indicateurs associés.

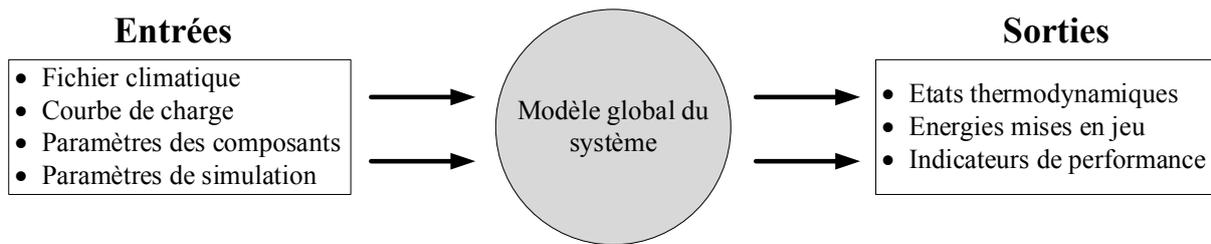


Figure 2.5 : Présentation des entrées et sorties du modèle

### 2.1. Modélisation de la production photovoltaïque

Le champ solaire est un assemblage de panneaux (en série et/ou en parallèle), eux même constitués de cellules photovoltaïques (PV). La puissance nominale que peut fournir un panneau, dans des conditions standards de test [67], est la puissance crête (indiqué Wc pour Watt-crête). Cette valeur est donnée par le constructeur et est souvent inscrite sur la plaque signalétique du module. Cette dernière comporte aussi généralement l'encombrement, la surface utile, le rendement nominal et les conditions d'utilisation.

#### Puissance électrique instantanée

La puissance électrique produite est fonction :

- De l'irradiance globale incidente sur la surface du capteur ( $I_{g,s}$ ) ;
- De la surface installée ( $A_{pv}$ ) ;
- Du rendement du capteur solaire dans les conditions de fonctionnement  $\eta_{pv}$  ;
- De l'efficacité des onduleurs photovoltaïques ( $k_{pv}$ ) ;

$$\dot{W}_{pv} = \eta_{pv} \times k_{pv} \times I_{g,s} \times A_{pv} \quad (2.1)$$

#### Calcul de l'irradiance globale incidente

Le rayonnement global incident sur une surface inclinée d'un angle  $\beta$  par rapport à l'horizontale et orienté d'un d'angle  $\alpha$  par rapport au nord (azimut) est la somme de trois contributions incidentes [68] (Figure 2.6) :

- L'irradiance directe incidente ( $I_{dr,s}$ ) ;
- L'irradiance diffuse incidente ( $I_{df,s}$ ) ;
- L'irradiance réfléchie incidente ( $I_{rf,s}$ ).

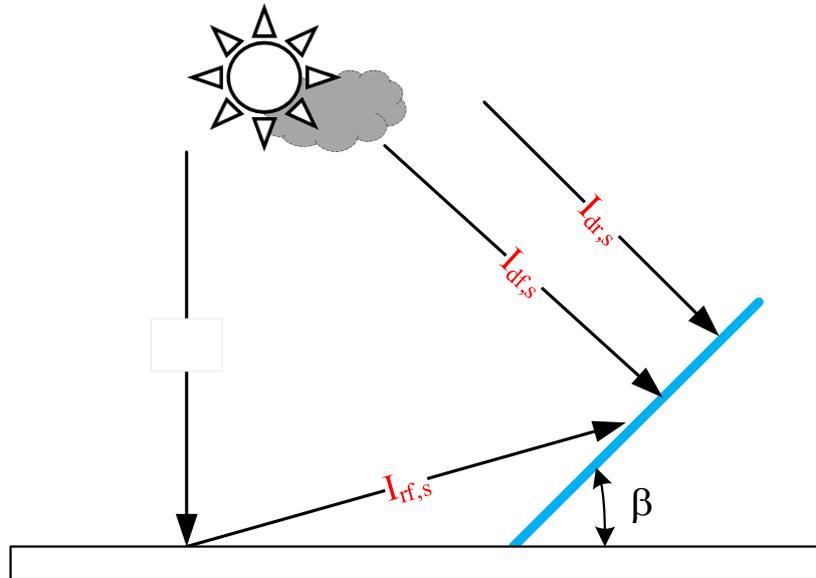


Figure 2.6 : Décomposition de l'ensoleillement arrivant sur une surface inclinée

### Calcul de l'irradiance directe incidente

L'Irradiance directe incidente est la composante la plus importante du rayonnement global. Elle dépend de l'angle zénithal ( $z$ ) du soleil, de l'angle d'incidence  $I$ , (cf annexe) et de l'irradiance directe horizontale [69,70] :

$$I_{dr,s} = \frac{\cos I}{\cos Z} I_{dr,h} \quad (2.2)$$

### Calcul de l'irradiance diffuse incidente

L'irradiance diffuse incidente est le produit de l'irradiance diffuse horizontale ( $I_{df,h}$ ) et d'un coefficient appelé facteur de vue du ciel qui est fonction de l'inclinaison de la surface ( $\beta$ ) par rapport à l'horizontale :

$$I_{rf,s} = \frac{1 + \cos \beta}{2} I_{df,h} \quad (2.3)$$

### Calcul de l'irradiance réfléchie incidente

L'irradiance réfléchie incidente sur le plan incliné d'angle  $\beta$  est due au rayonnement réfléchi du sol environnant. Elle dépend de l'irradiance globale horizontale ( $I_{g,h}$ ), du coefficient de réflexion des surfaces environnantes (sol, bâtiment, végétation ...) ou albédo ( $r_g$ ) et d'un facteur de vue du sol dépendant de l'inclinaison [70,69] :

$$I_{ref,s} = r_g \frac{1 - \cos \beta}{2} I_{g,h} \quad (2.4)$$

Au final, le rayonnement global incident ( $I_{g,s}$ ) reçu par la surface inclinée de l'angle  $\beta$  est donc calculé de la manière suivante :

$$I_{g,s} = \frac{\cos I}{\cos Z} I_{dr,h} + \frac{1 + \cos \beta}{2} I_{df,h} + r_g \frac{1 - \cos \beta}{2} I_{g,h} \quad (2.5)$$

Le rayonnement global horizontal ( $I_{g,h}$ ) est généralement disponible expérimentalement ou peut être évalué par calcul [69,71]. Le rayonnement diffus horizontal ( $I_{df,h}$ ) peut être également mesuré mais il existe des modèles capables d'en faire l'estimation à partir du rayonnement global horizontal. Enfin le rayonnement direct horizontal ( $I_{dr,h}$ ) est la différence entre les deux. Plusieurs auteurs proposent des modèles récents estimant la composante directe de l'irradiance solaire [69,70,72], mais la plupart de ces derniers sont valables pour un lieu donné, ce qui limite leurs champs d'application dans notre objectif plus général. Un modèle proposé par [72] A. De Miguel *et al.* permet d'estimer avec une bonne précision l'irradiance diffuse indépendamment de la position géographique. Cette dernière ( $I_{df,h}$ ) est donnée par le produit de l'irradiance globale horizontale ( $I_{g,h}$ ) et d'un coefficient  $k_b$ . Celui-ci est une fonction polynomiale de degré trois du rapport  $k_t$  de l'irradiance globale horizontale ( $I_{g,h}$ ) et de l'irradiance hors atmosphère horizontale ou extraterrestre ( $I_{0,h}$ ). Ces coefficients sont donnés par les relations suivantes :

$$\begin{cases} k_t = \frac{I_{g,h}}{I_{0,h}} \text{ et } k_d = \frac{I_{df,h}}{I_{g,h}} \\ k_d = 0.995 - 0.081k_t \text{ (si } k_t \leq 0.21) \\ k_d = 0.724 + 2.738k_t - 8.32k_t^2 + 4.967k_t^3 \text{ (si } k_t \leq 0.21) \\ k_d = 0.180 \text{ (si } k_t > 0.76) \end{cases} \quad (2.6)$$

Avec :

$$I_{0,h} = 1367 \times \left( 1.00011 + 0.034221 \times \cos \left( \frac{2\pi(N-1)}{365} \right) + 0.00128 \times \sin \left( \frac{2\pi(N-1)}{365} \right) \right) \times \cos z \quad (2.7)$$

Où N représente le numéro du jour de l'année et z désigne l'angle zénithal (ce modèle de calcul du diffus est développé dans les travaux de Miguel *et al.* [72]).

On détermine donc l'irradiance diffuse et l'irradiance directe horizontale en situation de ciel clair par les relations suivantes :

$$\begin{cases} I_{df,h} = k_d \times I_{g,h} \\ I_{dr,h} = I_{g,h} - I_{df,h} \end{cases} \quad (2.8)$$

### Calcul du rendement réel du capteur photovoltaïque

Le rendement réel d'un capteur photovoltaïque est non seulement fonction des matériaux utilisés, mais aussi des variables climatiques. Il existe différents modèles de calcul de ce dernier dans la littérature. D'après [73], le rendement d'une cellule PV peut être approché par la relation suivante:

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref} (T_c - T_{ref})] \quad (2.9)$$

$\eta_{ref}$  représente le rendement de référence de la cellule dans les conditions de test du laboratoire à la température de référence  $T_{ref}$  et sous une irradiance de  $1000 \text{ W/m}^2$  ;  $T_c$  désigne la température de fonctionnement du module photovoltaïque (généralement assimilée à la température ambiante). Le coefficient  $\beta_{ref}$  est parfois donné par le fabricant des cellules solaires, mais peut être calculé d'après les travaux de Hart and Raghuraman, 1982, cité par E. Skoplaki et J.A. Palyvos [52] selon :

$$\beta_{ref} = \frac{1}{T_0 - T_{ref}} \quad (2.10)$$

$T_0$ , généralement appelée température de rupture, correspond à la valeur pour laquelle le rendement de la cellule solaire est nul (ici,  $T_0 = 270 \text{ °C}$ ) [52].

Compte tenu de ces équations, le rendement global de la cellule solaire devient :

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} \left( 1 - \frac{T_c - T_{ref}}{T_0 - T_{ref}} \right) \quad (2.11)$$

### Estimation de l'efficacité des onduleurs photovoltaïques

Dans le cas où l'électricité produite est utilisée par des charges alternatives, une conversion du courant continu en courant alternatif est indispensable. Cette conversion peut

engendrer quelques pertes en fonction de l'efficacité des onduleurs utilisés. Un coefficient  $k_{pv}$  représentant les pertes totales est donc à prendre en compte dans le bilan global de la production du champ photovoltaïque.

## 2.2. Modélisation du système de stockage à air comprimé

Dans cette partie, il est question de la modélisation du système de stockage à air comprimé couplé au champ photovoltaïque, au bâtiment et au réseau électrique. Le système de stockage à modéliser est représenté sur la figure 2.7. Il est composé du module de compression, du réservoir de stockage et du module de détente. Les principaux points où l'air subit une transformation thermodynamique ou qui sont caractéristiques du composant sont représentés. La description de chaque point est indiquée dans le tableau 2.1.

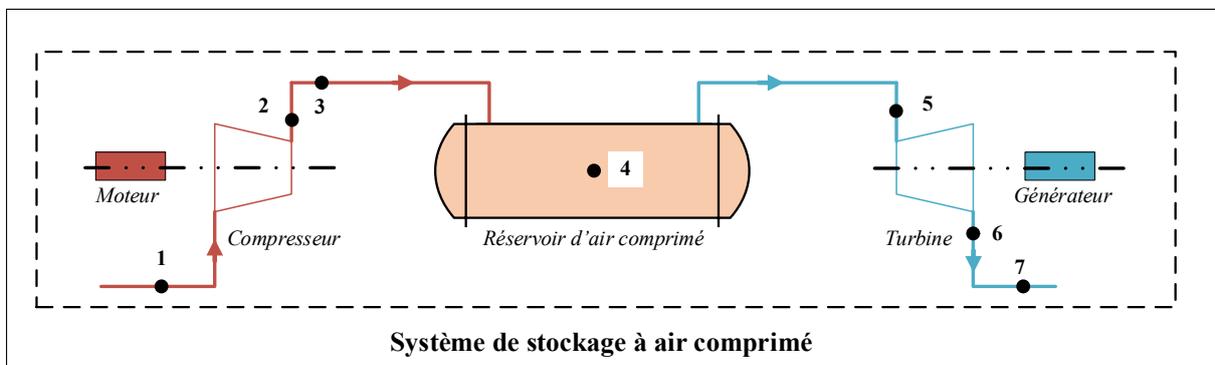


Figure 2.7 : Système de stockage à air comprimé

Tableau 2.1 : Description des principaux points de transformation de l'air

Point	Description	Point	Description
1	Entrée d'air dans le compresseur	5	Sortie du réservoir et entrée d'air dans la turbine
2	Sortie isentropique du compresseur	6	Sortie isentropique de la turbine
3	Sortie réelle du compresseur	7	Sortie réelle de la turbine
4	Intérieur du réservoir de stockage		

Il existe plusieurs types de compresseurs, mais dans cette étude, nous décidons d'utiliser un compresseur de type volumétrique à piston.

La modélisation du système de stockage à air comprimé se traduit par le développement des sous modèles donnant :

- La puissance consommée par le système de compression ;
- La quantité d'énergie stockée sous forme d'air comprimé ;
- La puissance produite par le système de détente.

### 2.2.1. La puissance consommée par le système de compression

Connaissant l'état thermodynamique à chaque pas de temps, nous pouvons déterminer la puissance électrique consommée par le système de compression. Elle est fonction de la variation d'enthalpie à la sortie réelle ( $h_3$ ) et à l'entrée ( $h_1$ ), des rendements mécanique ( $\eta_m$ ) et électrique ( $\eta_e$ ) et du débit massique de l'air traversant le compresseur ( $\dot{m}_{cp}$ ) et est donnée par :

$$\dot{W}_{cp} = \frac{1}{\eta_{m,cp}} \frac{1}{\eta_{e,cp}} \dot{m}_{cp} (h_3 - h_1) \quad (2.12)$$

Les rendements mécanique et électrique varient d'un compresseur à un autre et sont généralement fournis par le constructeur.

L'enthalpie réelle au **Point 3** est donnée en appliquant la définition du rendement isentropique  $\eta_{is,cp}$  :

$$\eta_{is,cp} = \frac{h_2 - h_1}{h_3 - h_1} \quad (2.13)$$

Principalement dépendant du taux de compression  $\beta_{cp} = P_3 / P_1$ , nous avons choisi la relation de M. Jubeh *et al.* [39] pour déterminer le rendement isentropique du compresseur pour des pression de stockage ne dépassant pas 100 bars :

$$\eta_{is,cp} = 0,91 + \frac{\beta_{cp} - 1}{300} \quad (2.14)$$

Dans un compresseur réel, le débit volumique d'air aspiré ( $\dot{V}_{asp}$ ) se détermine en fonction du rendement volumétrique ( $\eta_{vol}$ ) défini par la relation suivante [74] :

$$\eta_{vol} = \frac{\dot{V}_{asp}}{\dot{V}_{bal}} \quad (2.15)$$

Ce dernier peut être déterminé en fonction du taux de compression du compresseur  $\beta_{cp}$  comme suit selon [74] :

$$\eta_{vol} = \text{Exp}[-0.05 (\beta_{cp} - 1)] \quad (2.16)$$

### 2.2.2. Le stockage d'air comprimé

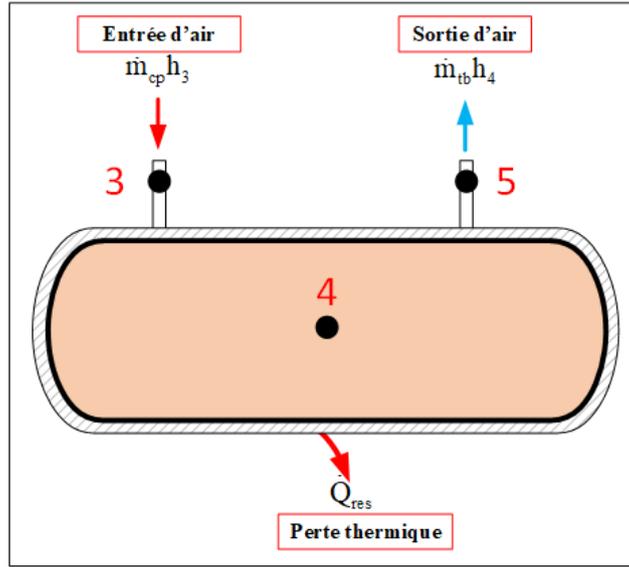


Figure 2.8 : Réservoir de stockage d'air comprimé

À l'intérieur du réservoir d'air comprimé, considérant que l'énergie totale du système de stockage et que la masse d'air dans le réservoir se conservent, le stockage d'air (l'accumulation de l'air) est modélisé par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \frac{dM_{air}}{dt} = \dot{m}_{cp} - \dot{m}_{tb} \\ \frac{d(M_{air}u)}{dt} = \dot{Q}_{res} + \dot{m}_{cp}h_3 - \dot{m}_{tb}h_4 \end{cases} \quad (2.17)$$

$M_{air}$  représente la masse d'air dans le réservoir,  $\dot{m}_{cp} = \dot{V}_{asp} / v_1$  désigne le débit massique du compresseur et  $\dot{m}_{tb}$  le débit massique de la turbine.  $v_1$  représente le volume massique de l'air à l'entrée du compresseur (point 1). Dans l'équation de conservation de l'énergie,  $\dot{Q}_{res}$  désigne les pertes thermiques du réservoir de stockage et se calcule comme suit :

$$\dot{Q}_{res} = U_{res} A_{res} (T_{ext} - T_4) \quad (2.18)$$

$T_{\text{ext}}$  représente la température extérieure,  $A_{\text{res}}$  désigne la surface du réservoir et  $U_{\text{res}}$  le coefficient global d'échange surfacique du réservoir dont le calcul est développé en annexe 2. Pour résoudre le système d'équations de conservation de l'énergie et de la masse d'air, nous procédons par méthode numérique au moyen de l'algorithme de Runge-Kutta d'ordre 4 [75].

### 2.2.3. Puissance produite par le système de détente

Connaissant l'état thermodynamique à chaque pas de temps, nous pouvons déterminer la puissance produite par la génératrice couplée à la turbine.

$$\dot{W}_{\text{tb}} = \eta_{\text{m,tb}} \eta_{\text{e,tb}} \dot{m}_{\text{tb}} (h_7 - h_5) \quad (2.19)$$

Avec  $\eta_{\text{e,tb}}$  et  $\eta_{\text{m,tb}}$  qui désignent respectivement le rendement électrique du générateur et le rendement mécanique de la turbine. Nous supposons que la turbine est capable de s'adapter à la demande de production, quelle que soit sa valeur. Ainsi, le débit massique d'air traversant la turbine est calculé selon la relation précédente. La détente se modélise de façon analogue à la compression et le rendement isentropique de la turbine est donnée par [39] pour des pression de stockage ne dépassant pas 100 bar:

$$\eta_{\text{is,tb}} = 0.9 - \frac{\beta_{\text{tb}} - 1}{250} \quad (2.20)$$

## 3. Régulation, contrôle et couplage des sous-modèles

Pour coordonner le fonctionnement, des scénarios doivent être construits en tenant compte des différents composants du système, de leur mode de fonctionnement et de leurs contraintes respectives.

Ces scénarios sont construits sur la base de plusieurs hypothèses et critères de fonctionnement :

- Le bâtiment doit toujours être alimenté ;
- Lorsque la production photovoltaïque dépasse les charges du bâtiment, la puissance excédentaire est soit consommée par le compresseur pour être stockée, soit exportée vers le réseau ;
- Le compresseur n'est pas autorisé à démarrer pour trois raisons : la pression dans le réservoir est supérieure ou égale à une valeur maximale prédéfinie, le temps de

repos du compresseur entre deux démarrages n'est pas respecté (anti-court cycle) et la puissance électrique disponible est inférieure à la valeur requise par le compresseur à cet instant ;

- La turbine n'est pas autorisée à démarrer lorsque la pression dans le réservoir est inférieure ou égale à une valeur minimale prédéfinie.

Dans le cas où la production photovoltaïque ( $\dot{W}_{pv}$ ) satisfait à la fois la demande des charges du bâtiment ( $\dot{W}_{bt}$ ) et la demande du compresseur ( $\dot{W}_{cp}$ ) pour le faire fonctionner (si les autres conditions de fonctionnement sont réunies), le reste de la production est exportée vers le réseau électrique ( $\dot{W}_{ex}$ ) et vaut donc :

$$\dot{W}_{ex} = \dot{W}_{pv} - \dot{W}_{bt} - \dot{W}_{cp} \quad (2.21)$$

Dans le cas où la production photovoltaïque satisfait la demande des charges du bâtiment mais que le compresseur n'est pas autorisé à démarrer ( $P \geq P_{max}$ , anti-court cycle ou  $\dot{W}_{pv} - \dot{W}_{bt} < \dot{W}_{cp}$ ), il ne peut donc pas y avoir de stockage et le reste de la production est exporté au réseau électrique.

Les quatre principaux scénarios issus des différents critères et contraintes de fonctionnement sont résumés dans le tableau 2.2.

**Tableau 2.2 : Description des différents scénarios de fonctionnement du système**

N°	Description du scénario de fonctionnement
1	La production du champ solaire est suffisante pour alimenter à la fois le bâtiment et le système de compression, les autres conditions de démarrage du compresseur sont réunies. Dans ce scénario de fonctionnement, on observe donc un stockage d'énergie via la compression de l'air. Après l'alimentation du bâtiment et du compresseur, le reste de production est exporté.
2	La production photovoltaïque alimente une partie ou la totalité des charges, dans ce scénario les conditions de fonctionnement du compresseur ne sont pas toutes réunies, il n'y a donc ni stockage, ni détente, ni importation, le reste de la production est exporté au réseau.
3	Dans ce scénario de fonctionnement, la production photovoltaïque ne satisfait pas la demande du bâtiment, mais il y a suffisamment d'air comprimé dans le réservoir pour démarrer la turbine et alimenter les charges.
4	La production PV est insuffisante et le réseau électrique alimente une partie ou la totalité des charges. Dans ce scénario il n'y a donc ni stockage, ni détente, ni exportation d'énergie. Le système de stockage ne fonctionne pas.

## 4. Bilan énergétique du système et indicateurs de performance

### 4.1. Bilan énergétique

En fonction de chaque scénario, les différentes puissances électriques sont déterminées à chaque instant. Au terme du temps de simulation, les énergies cumulées sont calculées poste par poste. Les principales puissances et énergies mises en jeu dans le système sont consignées dans le Tableau 2.4 et représenté sur la Figure 2.8.

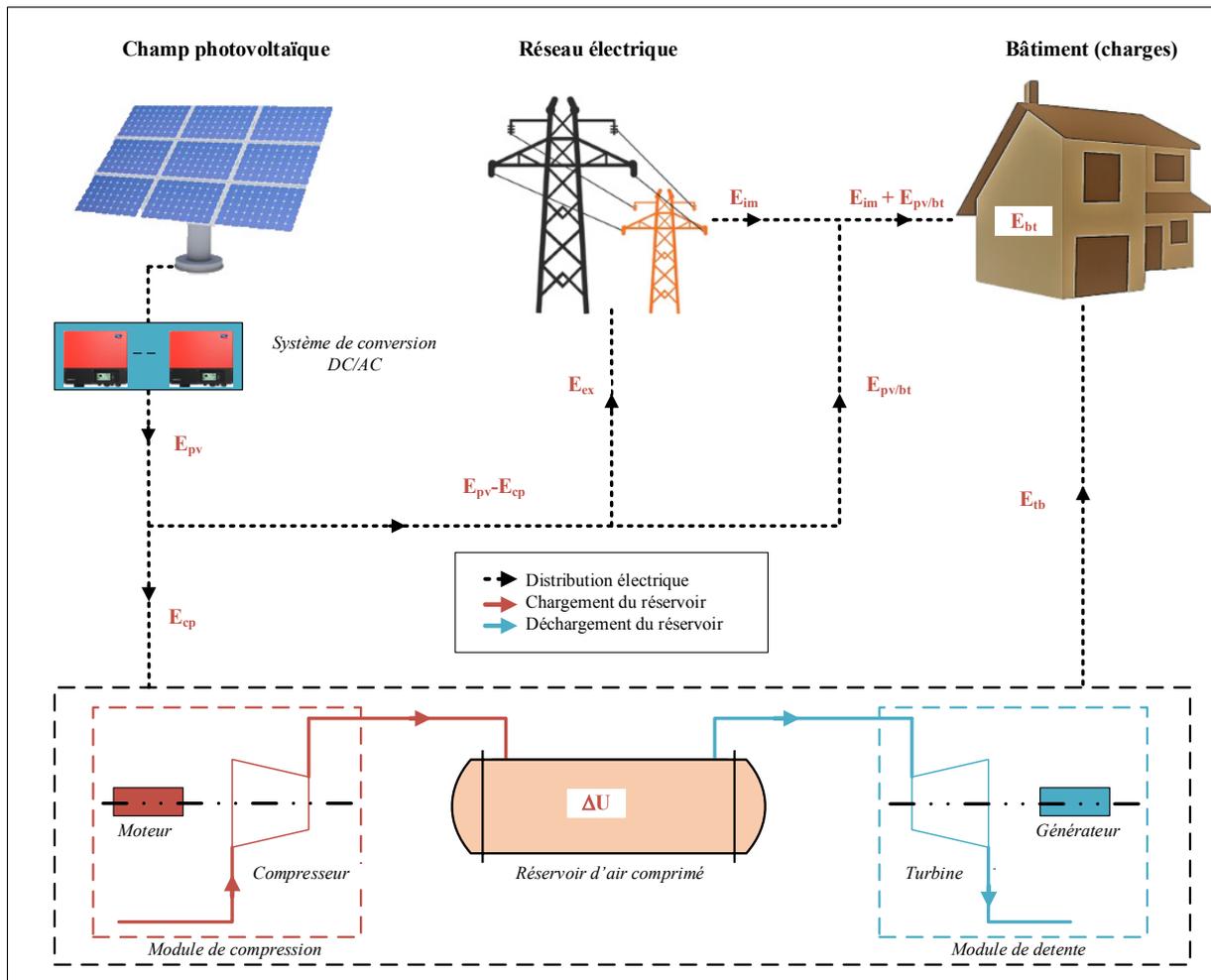


Figure 2.9 : Schéma synoptique du système étudié avec les différentes énergies échangées.

**Tableau 2.3 : Description formulation des puissances et des énergies mises en jeu dans le système**

Poste de consommation/production	Puissance instantanée	Énergie cumulée
Production photovoltaïque	$\dot{W}_{pv}$	$E_{pv} = \int_{t_i}^{t_f} \dot{W}_{pv}(t) dt$
Consommation du bâtiment	$\dot{W}_{bt}$	$E_{bat} = \int_{t_i}^{t_f} \dot{W}_{bt}(t) dt$
Consommation du compresseur	$\dot{W}_{cp}$	$E_{cp} = \int_{t_i}^{t_f} \dot{W}_{cp}(t) dt$
Stockage (accumulation)	$M_{air} \frac{du}{dt}$	$E_{th} = \Delta U_{res}$
Production de la turbine	$\dot{W}_{tb} = \dot{W}_{bt} - \dot{W}_{pv}$	$E_{tb} = \int_{t_i}^{t_f} \dot{W}_{tb}(t) dt$
Alimentation du bâtiment par le PV	$\dot{W}_{pv/bt}$	$E_{pv/bt} = \int_{t_i}^{t_f} \dot{W}_{pv/bt}(t) dt$
Alimentation du bâtiment par le réseau (importation)	$\dot{W}_{im} = \dot{W}_{bt} - \dot{W}_{pv/bt}$	$E_{imp} = \int_{t_i}^{t_f} \dot{W}_{pv}(t) dt$
Exportation au réseau	$\dot{W}_{ex} = \dot{W}_{pv} - \dot{W}_{cp} - \dot{W}_{bt}$	$E_{ex} = \int_{t_i}^{t_f} \dot{W}_{ex}(t) dt$

## 4.2. Définition des indicateurs de performance technique du système

Pour évaluer les performances énergétiques du système étudié ainsi que l'impact de l'intégration du stockage à air comprimé sur l'indépendance du bâtiment vis-à-vis du réseau électrique, nous avons utilisé plusieurs indicateurs de performance relatifs au rendement du stockage, à la couverture des charges du bâtiment, ou encore caractérisant la production PV par rapport aux besoins du bâtiment. Ces derniers sont calculés sur la base des différentes énergies mises en jeu dans le système au bout d'un certain temps de fonctionnement.

### 4.2.1. Rendement global de stockage

Pour évaluer l'efficacité du passage de la conversion de l'énergie électrique à travers le système de stockage à air comprimé, nous utilisons le rendement énergétique ( $\eta_{st}$ ) défini [76,77] comme étant le rapport entre l'énergie produite par la turbine ( $E_{tb}$ ) et la consommation du système de compression ( $E_{cp}$ ) :

$$\eta_{st} = \frac{E_{tb}}{E_{cp}} \quad (2.22)$$

### 4.2.2. Taux de couvertures des charges

Nous définissons les taux de couverture des charges comme étant les proportions de chaque source d'énergie qui contribuent à l'alimentation du bâtiment :

- **Le taux de couverture du stockage** ( $\tau_{bt/st}$ ) est défini comme le rapport entre la production totale de la turbine ( $E_{tb}$ ) et la demande totale des charges électriques du bâtiment ( $E_{bt}$ ).

$$\tau_{bt/st} = \frac{E_{tb}}{E_{bt}} \quad (2.23)$$

- **Le taux de couverture des charges du bâtiment par le réseau ou taux d'importation** ( $\tau_{bt/imp}$ ) est défini comme le rapport entre l'énergie importée ( $E_{im}$ ) et la demande totale des charges électriques du bâtiment ( $E_{bt}$ ).

$$\tau_{bt/imp} = \frac{E_{im}}{E_{bt}} \quad (2.24)$$

- **Le taux de couverture du champ PV** ( $\tau_{bt/pv}$ ) est défini comme le rapport entre la production photovoltaïque directement consommée par le bâtiment et la demande totale des charges électriques du bâtiment ( $E_{bt}$ ).

$$\tau_{bt/pv} = \frac{E_{pv/bt}}{E_{bt}} \quad (2.25)$$

Le bâtiment étant alternativement alimenté soit par la production PV, soit par le système de stockage, soit par l'importation ou encore soit par la combinaison de trois sources, la somme des trois taux est toujours égale à 1.

$$\tau_{bt/st} + \tau_{bt/pv} + \tau_{bt/imp} = 1 \quad (2.26)$$

### 4.2.3. Taux d'exportation

Le taux d'exportation est défini comme le rapport entre la production exportée ( $E_{ex}$ ) et la production totale du champ PV ( $E_{pv}$ ) :

$$\tau_{pv/ex} = \frac{E_{pv/ex}}{E_{pv}} \quad (2.27)$$

#### 4.2.4. Indicateurs d'utilisation de la production

Deux indicateurs nous permettent d'évaluer l'adéquation entre la taille du champ PV installé et la demande totale des charges :

##### Taux d'autoconsommation

Le taux d'autoconsommation  $\tau_{cs}$  se définit comme étant la part de l'énergie photovoltaïque qui est consommée par l'ensemble du système sur celle intégralement produite [63]. Ce taux se définit également comme le complément de la partie exportée au réseau :

$$\tau_{cs} = \frac{E_{pv/bt} + E_{cp}}{E_{pv}} = 1 - \tau_{pv/ex} \quad (2.28)$$

Le taux d'autoconsommation est la proportion de l'énergie que l'on consomme sur place. Si l'on arrive à consommer sur place toute l'énergie produite, nous obtenons un taux d'autoconsommation de 100% et aucun surplus n'est exporté au réseau.

##### Taux d'autoproduction

Le taux d'autoproduction  $\tau_{pd}$  se définit comme la part de la consommation du bâtiment qui est autoproduite sur site. Il est donc égal au rapport de la somme de la production PV directement transférée au bâtiment ( $E_{pv/bt}$ ) et celle produite par la turbine ( $E_{tb}$ ) sur la demande totale du bâtiment ( $E_{bt}$ ). Ce taux se définit également comme le complément de la partie importée du réseau :

$$\tau_{pd} = \frac{E_{pv/bt} + E_{tb}}{E_{bt}} = 1 - \tau_{bt/im} \quad (2.29)$$

Le taux d'autoproduction est le niveau d'autonomie par rapport au réseau. S'il est égal à 70%, cela signifie que l'on produit 70% de l'énergie que l'on consomme.

#### 4.2.5. Autonomie du bâtiment

L'autonomie ( $\alpha_{st}$ ) du bâtiment se définit comme étant le pourcentage du temps où le bâtiment n'a pas eu recours à une source extérieure (le réseau électrique dans notre cas) [78]:

$$\alpha_{st} = 1 - \frac{\int_{t_i}^{t_f} f(t) dt}{\int_{t_i}^{t_f} dt} \quad \text{Avec : } f(t) = \begin{cases} 1 & \text{si } \dot{W}_{im} = 0 \\ 0 & \text{si } \dot{W}_{im} > 0 \end{cases} \quad (2.30)$$

### 5. Conclusion

Le modèle proposé pose les bases des résultats de simulation et d'optimisation des chapitres suivants. Il permet le calcul à chaque pas de temps de l'ensemble des variables du système (température, pression, enthalpie massique, énergie interne massique, volume massique) et à tous les points du circuit. Il est construit de telle sorte à tenir compte au maximum de la réalité technologique au travers des nombreux rendements qui affectent les performances de chacun des composants du système (compresseur, turbine, champ PV, réservoir de stockage). Il prend en compte la variabilité des conditions aux limites, qu'elles concernent l'évaluation de la ressource solaire comme celle des charges du bâtiment et nous verrons dans le prochain chapitre qu'un véritable cas réel sera étudié. Enfin, il intègre une variété de scénarii visant d'une part à rendre compte d'un comportement réel et d'autre part permettre la meilleure stratégie en fonction des conditions de fonctionnement instantanées.

Par ailleurs et afin d'analyser l'apport d'une telle solution de type CAES sur un bâtiment donné, plusieurs figures de mérites sont définies de façon à pouvoir quantifier l'ensemble des flux énergétiques échangés au sein de ce système. Un intérêt particulier est porté sur les taux de couverture des charges du bâtiment (PV direct, système de stockage ou réseau). Les flux d'énergie entrants et sortants du système sont aussi pris en compte au travers des taux d'importation et d'exportation mais également des taux d'autoproduction et d'autoconsommation ou encore de la valeur de l'autonomie du bâtiment. L'introduction de ces grandeurs sera largement utilisée dans tout ce qui suit afin de pouvoir comparer plusieurs solutions techniques et procéder à l'optimisation des performances de l'ensemble du système par la recherche du meilleur dimensionnement des composants.

**Chapitre 3 – Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé**

## 1. Introduction

**I**l est question dans ce chapitre de simuler le fonctionnement d'un système de stockage par air comprimé pour se rendre compte de la faisabilité d'un tel système. Cette étude est réalisée par l'évaluation de l'efficacité énergétique du système, de son apport sur l'autonomie du bâtiment. Ce chapitre est structuré en deux parties.

Dans un premier temps, nous procéderons à un traitement des données climatiques et des charges électriques ainsi qu'à la description des composants utilisés pour la simulation. Les caractéristiques techniques des principaux composants, ainsi que les autres paramètres indispensables au calcul sont présentés.

Dans un second temps, nous présentons les résultats issus de la simulation numérique pour quelques journées et ensuite nous étendons la simulation sur une année entière afin d'évaluer l'apport énergétique du système de stockage et d'en calculer le rendement.

## 2. Traitement des données de consommation électrique

Les données de consommation électrique que nous utilisons, pour la simulation proviennent des données réelles mesurées issues d'un bâtiment dénommé ENERPOS (Figures 3.1a et 3.1b). ENERPOS est situé sur le campus universitaire de Terre-Sainte dans le sud de l'île de La Réunion à proximité de la station météorologique où les données climatiques sont mesurées. Ce bâtiment est le premier bâtiment à énergie positive des DOM et se classe parmi les 30 bâtiments à énergie positive (BEPOS) répertoriés dans le monde entier [79]. Il a été conçu et construit de façon à minimiser sa consommation énergétique grâce à une conception bioclimatique de son enveloppe basée sur des très bonnes protections solaires associées une ventilation naturelle traversante de l'ensemble des locaux. Les salles de classe et les bureaux de ce bâtiment sont équipés de brasseurs d'air qui, avec la contribution d'une bonne ventilation naturelle traversante, garantissent une température confortable dans les locaux sans avoir recours à la climatisation tout au long de l'année. Les façades principales nord et sud sont pourvues de protections solaires qui empêchent l'irradiation solaire directe d'atteindre les vitrages (Figure 3.1a). Le bâtiment est orienté de telle sorte qu'il peut bénéficier des brises thermiques pour optimiser la ventilation des locaux. Le caractère traversant des pièces permet en outre d'utiliser l'éclairage naturel, et donc de réduire les consommations liées à l'éclairage artificiel. Les luminaires utilisés sont en outre à basse consommation avec une densité de puissance installée de  $8 \text{ W/m}^2$  (pour un bâtiment standard, elle est de  $12 \text{ W/m}^2$ ). Le toit du

### *Chapitre 3 - Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé*

---

bâtiment est équipé d'un champ photovoltaïque de 50 kWc et d'une surface de 340 m<sup>2</sup> séparé en deux toitures opposées (orientées au sud et orienté au nord avec un angle de 9°) ce qui lui permet de produire environ 7 fois plus d'énergie qu'il ne consomme [79]. Avec une surface utile de 681 m<sup>2</sup>, la consommation de ce bâtiment est d'environ 15 kWh/m<sup>2</sup>/an. Enfin, ce bâtiment est équipé d'un dispositif de comptage électrique qui permet de connaître toutes les minutes sa consommation électrique pour l'ensemble des usages (brasseurs d'air, éclairage intérieur et extérieur, prises de courant, climatisation etc.) ainsi que la production du champ photovoltaïque.



**Figures 3.1a et 3.1b : ENERPOS : Façade Sud-Ouest équipée de protections solaires. Le bâtiment dispose de toitures PV orientées Nord et Sud avec un angle de 9°. Les données de consommation du bâtiment sont utilisées pour la simulation**

En ce qui concerne l'exploitation de ces données, du fait de défaillances, de pannes momentanées de certains instruments de mesure ou encore de coupures d'électricité nous n'avons pas à notre disposition une année entière de données de consommation. En revanche, nous avons reconstitué une année complète afin d'obtenir une année type qui nous servira pour nos simulations. Celle-ci est formée à partir des données de 2010, 2011 et 2012. L'analyse de ces courbes de consommation (Figure 3.2) permet de constater l'absence de données dans le temps pour chaque année d'une part, et pour l'ensemble des années d'autre part. Bien que le bâtiment consomme de l'électricité à toute heure du jour et de la nuit (réfrigérateur, éclairage de secours,) on constate parfois la présence de valeurs nulles pour la consommation électrique qu'il faudra également traiter.

La construction de l'année type de la courbe de charge nécessite le respect des jours de la semaine pour prendre en compte l'occupation du bâtiment qui influence la consommation

### Chapitre 3 - Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé

énergétique. Nous construisons donc une année type de consommation en adoptant la méthode suivante :

- Les données manquantes de 2010 sont remplacées par les données présentes de l'année 2011 et/ou 2012 tout en faisant correspondre les jours de la semaine ainsi que les heures ;
- Les données manquantes ponctuelles d'une minute sont remplacées par les données immédiatement précédentes ;
- Si pour une période, des données sont manquantes pour les trois années, le remplacement se fait avec celles de la période immédiatement précédente ou suivante en tenant compte des vacances scolaires et des jours de la semaine.

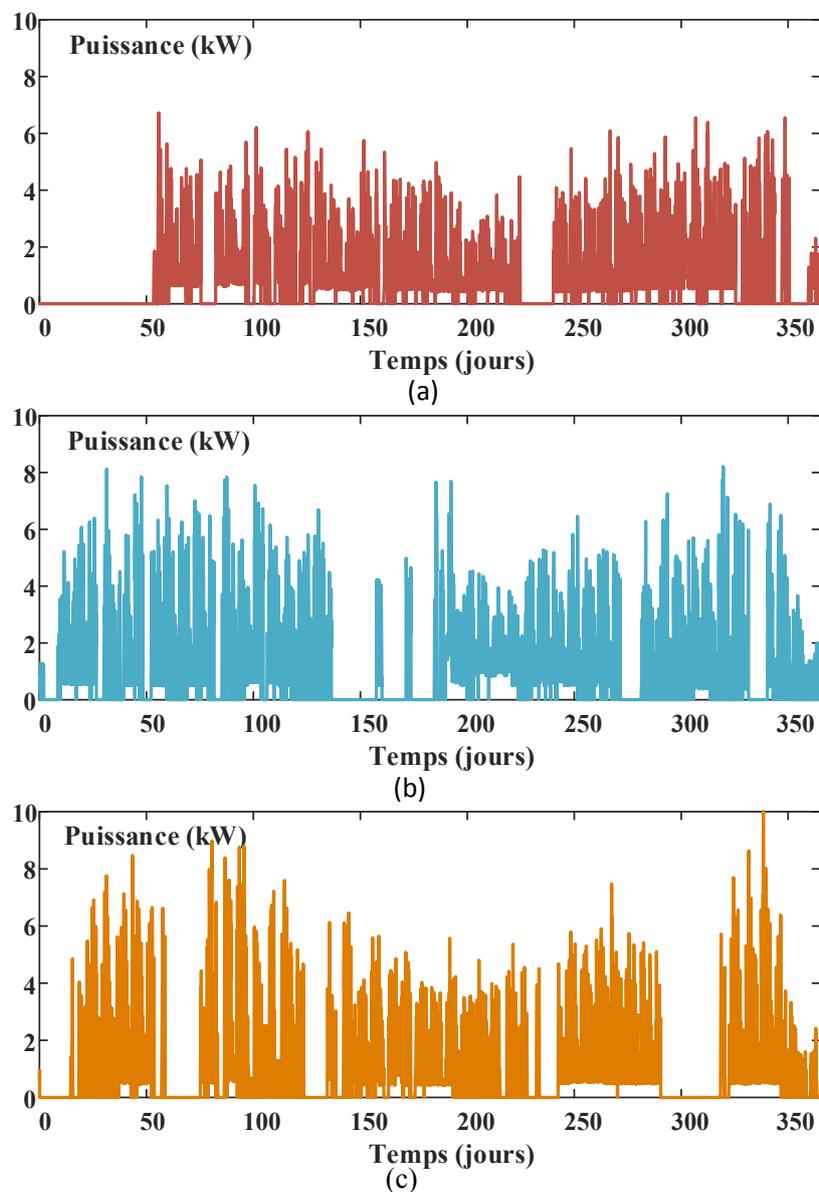


Figure 3.2 : Données de consommation des trois années (a =2010), (b =2011), (c =2012)

## Chapitre 3 - Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé

En appliquant cette méthode, nous obtenons donc un fichier de données à la minute d'une année de 365 jours comportant la date et l'heure de l'année de référence considérée (2010), le jour de la semaine, la puissance instantanée et la date et l'heure de provenance des données dans un objectif de traçabilité. Le Tableau 3.1 représente la structure du fichier de consommation obtenu après le traitement qui servira d'entrée pour la simulation. En évaluant la demande annuelle du bâtiment grâce à ce fichier, nous obtenons un ratio consommation annuel de 14.75 kWh/m<sup>2</sup>/an. La puissance d'appel moyenne du bâtiment est de 1.22 kW et la puissance maximale instantanée atteinte est de 8.16 kW. La courbe de charge surfacique du bâtiment est représentée par la figure 3.3, dans laquelle on observe la baisse des consommations au moment des vacances universitaires. On note par ailleurs l'absence de valeurs nulles qui avaient été observées dans les années 2010, 2011, et 2012, et qui n'avaient aucune signification réelle.

Tableau 3.1 : Structuration des données de consommation électrique

Date/heure (Fichier type)	Jour de la semaine	Puissance globale (kW)	Puissance surfacique (W/m <sup>2</sup> )	Date/heure de provenance (fichier d'origine)
01/01/2010 00 :00	Vendredi	0.6585	0.967	30/12/2011 00 :00
01/01/2010 00 :01	Vendredi	0.6557	0.9628	30/12/2011 00 :01
01/01/2010 00 :02	Vendredi	0.5661	0.8313	30/12/2011 00 :02
23/02/2010 15 :04	Mardi	0.4727	0.6941	23/02/2010 15 :04
23/02/2010 15 :05	Mardi	0.7154	1.0505	23/02/2010 15 :05
23/02/2010 15 :06	Mardi	0.7166	1.0523	23/02/2010 15 :06
23/02/2010 18 :20	Mardi	2.4115	3.5411	20/03/2012 18 :20
21/03/2010 20 :52	Dimanche	1.0086	1.4811	18/03/2012 20 :52
21/03/2010 20 :53	Dimanche	0.8727	1.2815	18/03/2012 20 :53
21/03/2010 20 :54	Dimanche	0.5444	0.7994	18/03/2012 20 :54

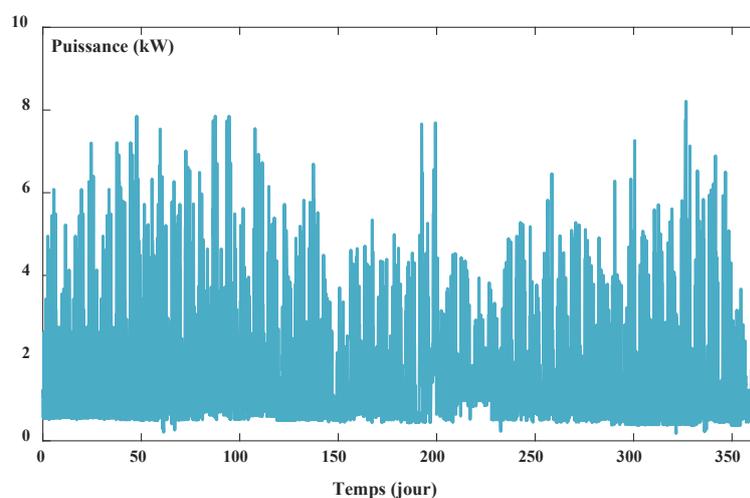


Figure 3.3 : Courbe de charge de l'année type construite

### 3. Traitement des données météo

La simulation des modèles développés nécessite la connaissance de données climatiques fiables comme l'ensoleillement, la température de l'air, l'humidité de l'air et la vitesse du vent.

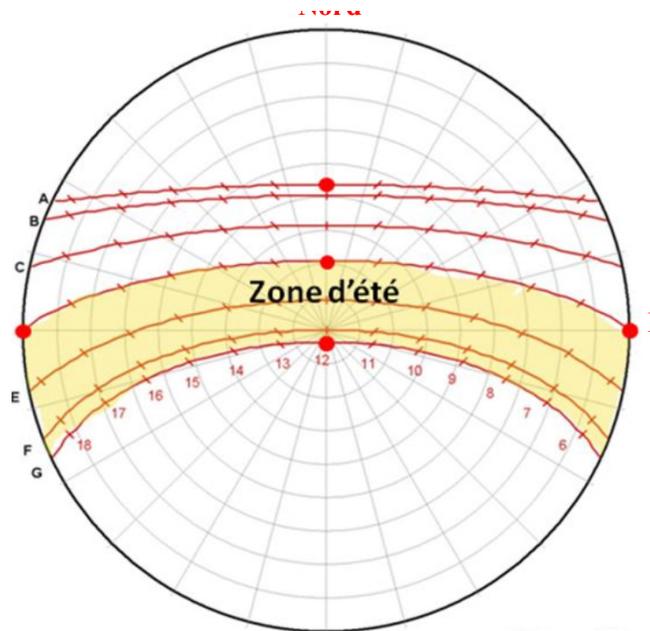


Figure 3.4 : Diagramme solaire de La Réunion

Située à proximité du Tropique du Capricorne, La Réunion bénéficie d'un important ensoleillement. Les journées d'hiver sont plus courtes et moins ensoleillées, car étant éclairées par un soleil plus bas comme l'indique le diagramme solaire (figure 3.4).

L'été, par contre, présente un important ensoleillement dont les pics d'irradiation peuvent atteindre  $1200 \text{ W/m}^2$  (Figure 3.6). La mesure de l'ensoleillement et des autres données climatiques (température et humidité extérieures, vitesse et direction du vent à 3 m et 10 m) est faite par notre station météo située à Terre Sainte (Figure 3.5). Un système d'acquisition implanté sur le campus permet la récolte de ces données. Le tableau 3.2 présente les informations caractéristiques du site (localisation et conditions météorologiques moyennes). Le pas de temps d'acquisition est de 10 s. Les données sont moyennées toutes les minutes.

**Tableau 3.2 : Données de situation géographique du lieu d'étude et de récolte de données climatique et de consommation**

<b>Paramètre</b>	<b>Symbole</b>	<b>Valeur</b>	<b>Unité</b>
Latitude du lieu d'étude	$\varphi$	-21.34	°
Longitude du lieu d'étude	$\sigma$	55.47	°
Fuseau horaire par rapport à UTC	$T_z$	4	h
Température moyenne	$T_m$	27	°C
Pression moyenne du lieu d'étude	$P_m$	1022	mbar
Altitude du lieu d'étude	$h$	73	m



**Figure 3.5 : Station météo de Terre Sainte utilisée pour la mesure des données climatiques**

Pour des raisons similaires à l'analyse des données de consommation, les différents enregistrements présentent parfois des données manquantes dont l'étendue est plus ou moins importante en fonction des périodes et des années.

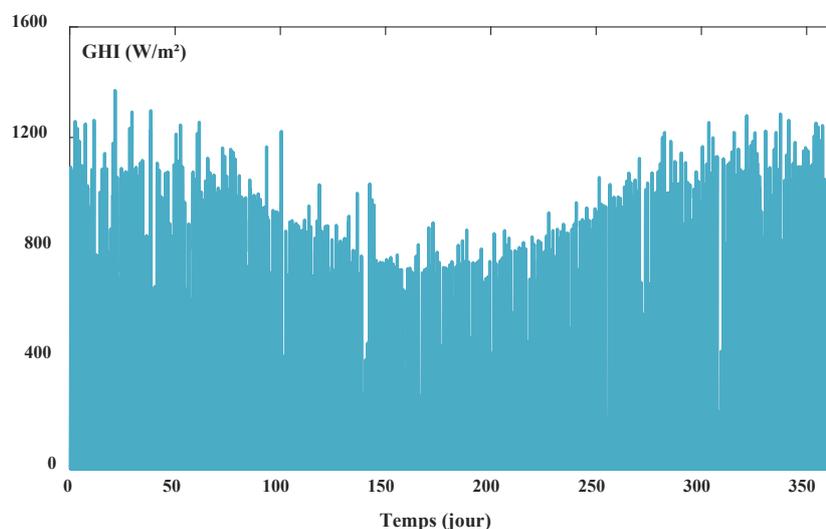
En ce qui concerne les données météo de la station de Terre Sainte, la base de données présente des enregistrements sur une dizaine d'années (2006 à 2016) avec un pas de temps d'une minute. Ces sauvegardes concernent :

- La température de l'air extérieur ;
- L'humidité relative de l'air extérieure ;
- L'ensoleillement global horizontal ;
- L'ensoleillement diffus (de qualité très médiocre) ;
- La vitesse et la direction du vent à 10 m.

### **Constitution d'une année type des données météo**

Notre objectif est de simuler le comportement du CAES sur une année entière et pour cela, nous avons construit un fichier météo d'une minute de pas de temps à partir des différentes

données incomplètes des années 2013, 2014 et 2015. Pour cela, nous faisons l'hypothèse de l'équivalence des paramètres météorologiques pour les mêmes périodes, quelles que soient les années. Ainsi, en prenant comme référence l'année 2013, nous avons construit un outil qui permet de détecter les dates et les heures des enregistrements manquants et de les remplacer par les enregistrements correspondants aux mêmes dates et aux mêmes heures des autres années si elles existent. Si pour une date et une heure quelconque les données climatiques sont absentes pour les trois années, elles sont remplacées par les enregistrements correspondants aux mêmes heures des jours précédents. Toutes les données manquantes de cette année sont remplacées par celles des années 2015 ou 2016 en respectant les mois et les saisons. Ainsi nous obtenons un fichier météo d'une année type de 365 jours et comportant les éléments suivants : la date et l'heure de référence (2013), la température et l'humidité relative de l'air extérieur, le rayonnement global horizontal, la vitesse et la direction du vent ainsi que la date et l'heure de la provenance des données manquantes à l'image du Tableau 3.1. La qualité médiocre des enregistrements relatifs au rayonnement diffus ne nous a pas permis de les conserver pour la suite. Ces informations ont été reconstruites à partir des données d'irradiation globale horizontale et du modèle présenté dans le chapitre précédent.



**Figure 3.6 : Évolution annuelle de l'irradiation solaire globale horizontale sur le site de Terre Sainte (année type)**

La figure 3.6 représente l'évolution de l'irradiation solaire globale au cours de l'année où on observe des valeurs d'ensoleillement maximales dépassant 1200 W/m<sup>2</sup> et la naturelle différence entre l'été et l'hiver. La Figure 3.7 montre l'évolution de la température d'air extérieure pour l'année type avec une variation comprise entre 13 et 33 °C sur l'année et un écart journalier moyen entre les températures maximales et minimales d'environ 8°C sur toute

l'année, ce qui est une caractéristique principale d'un climat tropical. Les écarts sont de l'ordre de 30°C/22°C en été austral et de 25°/17°C en hiver austral.

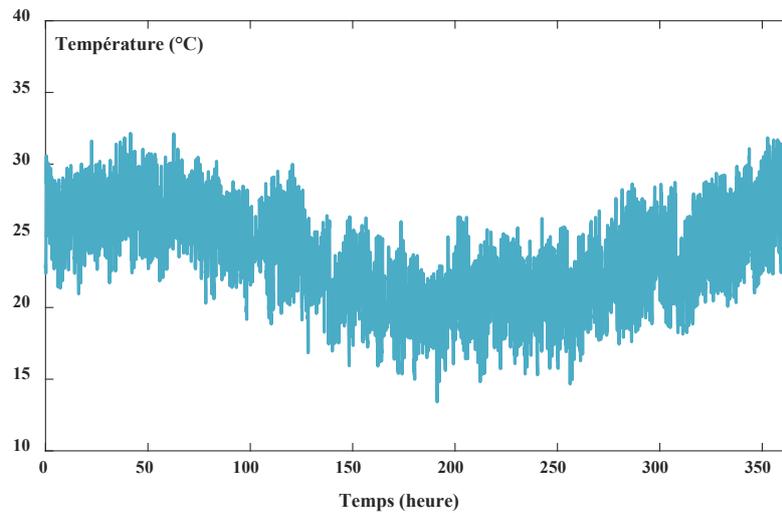


Figure 3.7 : Évolution de la température ambiante instantanée et à Terre Sainte (Année Type)

### 3.1. Validation du modèle solaire

Avant d'aller plus loin dans la simulation du CAES, nous avons procédé à une étape de validation du modèle de calcul de l'irradiation diffuse et du productible solaire développé dans le chapitre 2. En ce qui concerne le premier point, notre calcul de l'irradiance diffuse est comparé avec les résultats obtenus avec le logiciel PVsyst [80] dans les mêmes conditions. Les résultats sont synthétisés dans la figure 3.8 où on constate une assez bonne adéquation entre le modèle utilisé et les résultats issus du logiciel commercial malgré une légère sous-estimation d'environ 4.5 %.

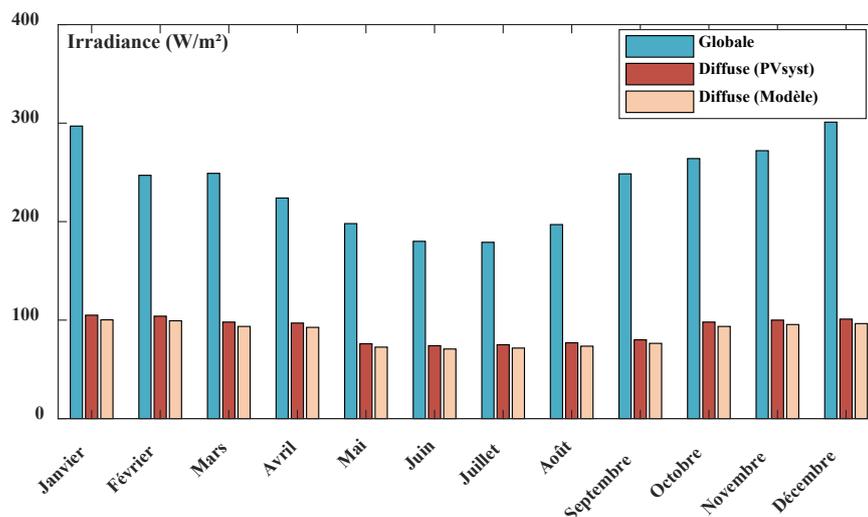


Figure 3.8 : Irradiance solaire diffuse obtenue à partir de l'irradiance solaire globale

En ce qui concerne le productible, nous avons comparé nos résultats issus du modèle du chapitre 2 avec la production réelle du bâtiment ENERPOS, mais également celle donnée par PVsyst. Dans ce cas de figure, les modules photovoltaïques sont inclinés de  $9^\circ$  par rapport à l'horizontale sur les toits de ENERPOS (les modules solaires sont orientés de deux manières différentes sur le toit du bâtiment, un champ orienté vers le Nord et un autre vers le Sud). Les modules solaires que nous avons utilisés pour la simulation sont supposés fonctionner avec un rendement de référence de 13 % (type polycristallin) de la marque TENESOL [81]. Ils sont associés en série / parallèle selon la convenance de la puissance et de l'intensité de l'installation. Les onduleurs réseau assurent le couplage entre le générateur PV et le réseau. Ils permettent la conversion du courant continu (DC) venant du champ PV en courant alternatif (AC) et se connecte au réseau lorsque les paramètres (tension et fréquence) de ce dernier le permettent. Nous utilisons ici des onduleurs réseau dotés d'un rendement de 96 % [82]. Les résultats de simulation sont ramenés à la production spécifique (kWh/kWc) et présentés sur la Figure 3.9.

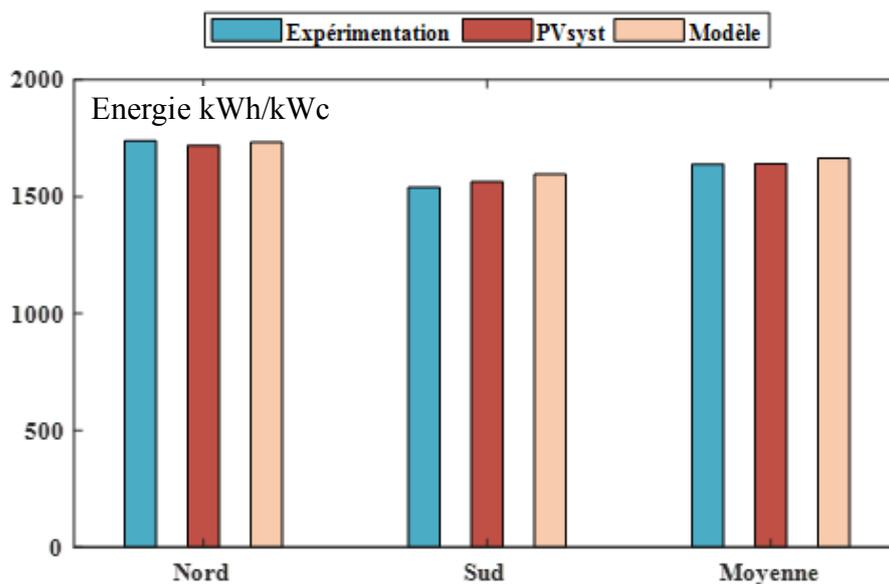


Figure 3.9 : Production spécifique solaire

D'après les résultats de simulation du modèle solaire, la production moyenne totale simulée (modèle) du nord et du sud on obtient un écart relatif de 1.52 %. Cet écart est de 1.40 % avec la production donnée par le logiciel PVsyst. La faiblesse relative de ces écarts entre les résultats nous permet de considérer notre modèle comme acceptable pour la suite de l'étude.

## 4. Simulation, étude de faisabilité, analyse et interprétation

Nous avons choisi dans la simulation de considérer les consommations électriques comme étant celles du bâtiment ENERPOS, mais avec un champ de capteurs solaires de 100 m<sup>2</sup> orienté plein nord et une inclinaison optimisée pour la latitude de La Réunion de 20 °. Le champ PV étudié possède une puissance crête de 10 kWc.

Nous avons choisi une gamme de compresseurs à piston de marque Sauer Compressors dont les débits volumiques peuvent varier de 5 m<sup>3</sup>/h à 80 m<sup>3</sup>/h et pouvant comprimer jusqu'à 40 bars [83]. Les compresseurs de ce type comportent un piston entraîné par un vilebrequin et un moteur électrique. Le modèle de compresseur utilisé dans cette étude est exempt d'huile et possède des roulements à lubrification permanente. Les pistons sont dotés de segments en fibre de carbone.

La production d'électricité du système de stockage est faite à travers une turbine couplée à un alternateur électrique. La puissance de la génératrice considérée ici est de l'ordre d'une dizaine de kilowatts, correspondant à la puissance maximale que peut demander le bâtiment qui est d'environ 9 kW. Pour cela, nous avons choisi un système monobloc appelé ROT15, conçu par Infinity avec un diamètre de rotor de 15 pouces (ROT15) fonctionnant généralement avec du gaz CO<sub>2</sub> [84]. Cette turbine peut être alimentée avec une plage de pression amont allant de 2.5 à 50 bars. La pression nominale de fonctionnement est d'environ 20 bars et la puissance en sortie dépend bien sûr des conditions thermodynamiques du fluide (de l'air dans notre cas) à l'entrée. Cette turbine, faite à base de matériaux composites et améliorés, peut supporter des températures et des pressions élevées. Comme expliqué dans le chapitre 2, la puissance électrique produite par la turbine (ainsi que le débit massique d'air comprimé) est donnée par le calcul, en fonction du scénario.

Concernant le réservoir utilisé pour le stockage de l'air comprimé, nous avons choisi une géométrie cylindrique (en conservant un diamètre interne de 1.5 m quel que soit le volume) dont la surface externe est isolée par une épaisseur de 5 cm de mousse de polyuréthane (de conductivité = 0.038 W/m.K).

Les paramètres caractéristiques de chaque composant du système sont le débit volumique balayé pour le système de compression, la surface du champ solaire pour le générateur photovoltaïque, le volume et la pression maximale pour le réservoir. Nous avons choisi des valeurs raisonnables et correspondant à des composants qui existent sur le marché pour la

### *Chapitre 3 - Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé*

---

simulation. La recherche des valeurs optimales fera l'objet du prochain chapitre. Cependant, dans le cas du champ PV nous avons fixé sa surface à 100 m<sup>2</sup> correspondant à une puissance maximale demandée par le bâtiment d'environ 10 kW. Nous choisissons un compresseur de 10 m<sup>3</sup>/h et nous fixons un volume de réservoir de 5 m<sup>3</sup>. Les paramètres et données nécessaires à la simulation sont synthétisés dans le tableau 3.3.

## Chapitre 3 - Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé

**Tableau 3.3 : Paramètres et données d'entrées**

Paramètre	Symbole	Valeur	Unité	Réf.
<b>Champ photovoltaïque</b>				
<b>Modules polycristallins</b>				
Surface du champ photovoltaïque	$A_{pv}$	100	m <sup>2</sup>	-
Rendement de capteur PV	$T_{ref}$	10	%	
Température de référence du capteur	$\eta_{mc}$	25	°C	
Température de rupture du capteur	$T_0$	270	°C	
Rendement des onduleurs	$K_{pv}$	96	%	
Orientation des modules solaires	$O_{pv}$	0	degré	
Inclinaison des modules solaires	$I_{cpv}$	20	degré	
Albédo du sol du lieu d'étude	$r_g$	0.2	-	
<b>Système de compression</b>				
<b>Volumétrie à piston</b>				
Débit volumique balayé	$D_{vol}$	10	m <sup>3</sup> /h	-
Rendement mécanique du compresseur	$\eta_{m,c}$	95	%	
Rendement électrique du moteur	$\eta_{e,c}$	98	%	
Anti-court cycle	$T_r$	3	mn	
<b>Système de détente de turbine</b>				
<b>Turbine à air comprimé</b>				
Rendement mécanique de la turbine	$\eta_{m,t}$	95	%	
Rendement électrique de la génératrice	$\eta_{e,t}$	98	%	
<b>Réservoir d'air comprimé</b>				
<b>Cylindrique/Acier</b>				
Volume du réservoir d'air comprimé	$V_{res}$	5	m <sup>3</sup>	-
<b>Conductivité thermique isolant</b>				
Épaisseur d'isolation	$\lambda_{isl}$	0.038	W/m/K	
	$e_{isl}$	5	cm	
Pression maximale fixée à l'intérieur	$P_{max}$	50	Bar	-

### 4.1. Simulation journalière du système

Nous voulons à travers cette simulation étudier numériquement la faisabilité technique d'une telle configuration d'un système de stockage d'énergie par air comprimé et alimentant un bâtiment. Pour cela nous devons connaître le comportement thermodynamique et énergétique du système. Pour ce faire, nous observons d'abord l'évolution de la pression d'air stocké et des indicateurs de performance énergétiques durant des journées particulières avant d'effectuer une simulation pour une année entière qui sera la base d'appréciation de l'efficacité et de l'apport global du système de stockage. Notons que les simulations ont démarré au 1<sup>er</sup> janvier de l'année type. Les journées particulières que nous avons sélectionnées bénéficient

donc de l'historique climatique, thermique et électrique de l'ensemble des composants de notre système PV/Bâtiment/Stockage/Réseau.

Pour bien comprendre le fonctionnement du système, nous avons donc choisi d'analyser plusieurs journées de l'année. La première correspond au jour 274 (1<sup>er</sup> octobre) qui est un jour de weekend, c'est-à-dire doté d'une consommation électrique relativement faible et quasi constante (Figure 3.10). La veille, du fait probablement de bonnes conditions météorologiques, le réservoir d'air comprimé est initialement chargé à une pression légèrement inférieure à 8 bars. Durant la période A, qui se déroule de minuit à environ 5 h du matin, la puissance consommée par le bâtiment est assez faible ( $\sim 700$  W) et est intégralement compensée par la production de la turbine (illustrée par l'évolution décroissante de la pression). Conformément aux choix opérés dans le modèle, la pression minimale de 2.5 bars est atteinte vers 5 h du matin et implique l'arrêt du fonctionnement de la turbine et l'appel au réseau pour l'alimentation du bâtiment, malgré la légère et insuffisante production solaire démarrée vers 6 h 15 (zone B). Vers 7 h, cette dernière devient supérieure à la consommation et permet donc l'alimentation du bâtiment ainsi que le stockage pendant toute la période C, c'est-à-dire jusqu'à environ 13h. La courbe du productible est très hachée, car correspondant à une journée dotée d'un ensoleillement très variable en matinée et très faible dans l'après-midi. Bien que la puissance produite par le champ PV soit supérieure à la consommation du bâtiment, le reste est manifestement inférieur à la puissance requise par le compresseur pour fonctionner à cet instant. Aussi, on observe le relais effectué par la turbine durant quelques minutes suivies d'une reprise du fonctionnement du compresseur pour quelques minutes à nouveau (dès que la différence entre la production et la demande redevient supérieure à la puissance appelée par le compresseur : zone D). Aux environs de 14 h, la production, bien que supérieure à la consommation, n'est pas suffisante pour alimenter le compresseur et est donc exportée au réseau jusqu'aux environs de 17h30 (zone E). À partir de cet instant, la production solaire devient inférieure à la consommation, impliquant le démarrage de la turbine pour alimenter le bâtiment pour certainement toute ou partie de la nuit suivante (zone F).

La seconde journée étudiée (354 : 20 décembre) est un jour de semaine comme en témoigne la courbe de puissance consommée qui présente une augmentation de valeurs entre 7h et 22 h. Comme pour l'étude du cas précédent, le réservoir initialement à la pression d'environ 11 bars diminue progressivement au cours de la nuit sans pour autant atteindre la pression minimale (zone A). La journée est relativement bien ensoleillée, notamment en

matinée et permet (dès que le niveau de puissance est suffisant) de démarrer le compresseur aux environs de 7h30. Malgré des passages nuageux dans l'après-midi, l'observation de l'évolution de pression montre un fonctionnement approprié du CAES durant toute la période d'ensoleillement (zone B). A partir de 15h, le niveau de puissance du champ PV continue à satisfaire les besoins du bâtiment mais ne permet plus le démarrage du compresseur. On observe alors une chute de la pression due ici au refroidissement du réservoir de stockage et non pas au soutirage par la turbine. En revanche, dès le coucher du soleil, le bâtiment ne pouvant plus être alimenté par les panneaux PV, c'est la turbine qui prend alors le relai durant toute la zone C. La particularité de cette journée tient essentiellement à un très bon niveau de production par rapport à la consommation conduisant soit au stockage, soit à l'exportation, soit aux deux simultanément sans jamais faire appel au réseau, la turbine jouant pleinement son rôle.

La troisième journée (300 : 27 octobre) désigne une journée bien ensoleillée avec une consommation normale, mais qui suit une autre probablement dotée d'un trop faible ensoleillement, ce qui fait que le réservoir d'air comprimé est quasiment vide au début de cette journée (figure 3.12). Ainsi jusqu'aux environs de 7h (zone A) le réservoir étant vide et la production photovoltaïque nulle, le bâtiment est alimenté par le réseau électrique. À partir de cet instant, la production PV devient supérieure à la demande du bâtiment, celui-ci est donc intégralement alimenté sans avoir recours au réseau. En même temps, cette production PV arrive de temps en temps à alimenter aussi le système de stockage jusqu'aux environs de 9h30 (zone B). Dans cette partie, le système de stockage permet de conserver la surproduction pour une utilisation ultérieure. À partir de ce moment et jusqu'aux environs de 16h (zone C), bien que le compresseur fonctionne toujours de temps en temps, la seule production de champ PV n'arrive pas à alimenter de façon continue les charges du bâtiment. On fait donc appel au système de stockage pour combler les déficits de la production. Dans cette zone le CAES joue le rôle de lissage de la production et en même temps celui de stockage de l'excédent de la production de l'énergie renouvelable d'où l'augmentation progressive de la pression dans le réservoir. À partir de 16h et jusqu'à 18h (zone D), la production PV devient très faible et le bâtiment sollicite quasi régulièrement le système à air comprimé, le compresseur ne fonctionne plus pour stocker de l'énergie ce qui explique une chute de la pression d'air dans le réservoir. La combinaison de la faible production du PV et de la production du CAES permet d'alimenter le bâtiment jusqu'à 18h30. Au-delà, le système de stockage étant totalement déchargé (la

pression à l'intérieur est égale à  $P_{\min}$ ), le bâtiment est intégralement alimenté par le réseau électrique durant le reste de la journée (zone E).

L'analyse de ces trois journées permet de se rendre compte de l'apport import du système de stockage à air comprimé à l'autonomie du bâtiment et à la bonne utilisation de la production photovoltaïque. Néanmoins, cet apport est non seulement fonction de l'ensoleillement et de la consommation du jour, mais aussi de la consommation et des conditions climatiques des jours précédents qui conditionnent l'état du réservoir au début de la journée suivante.

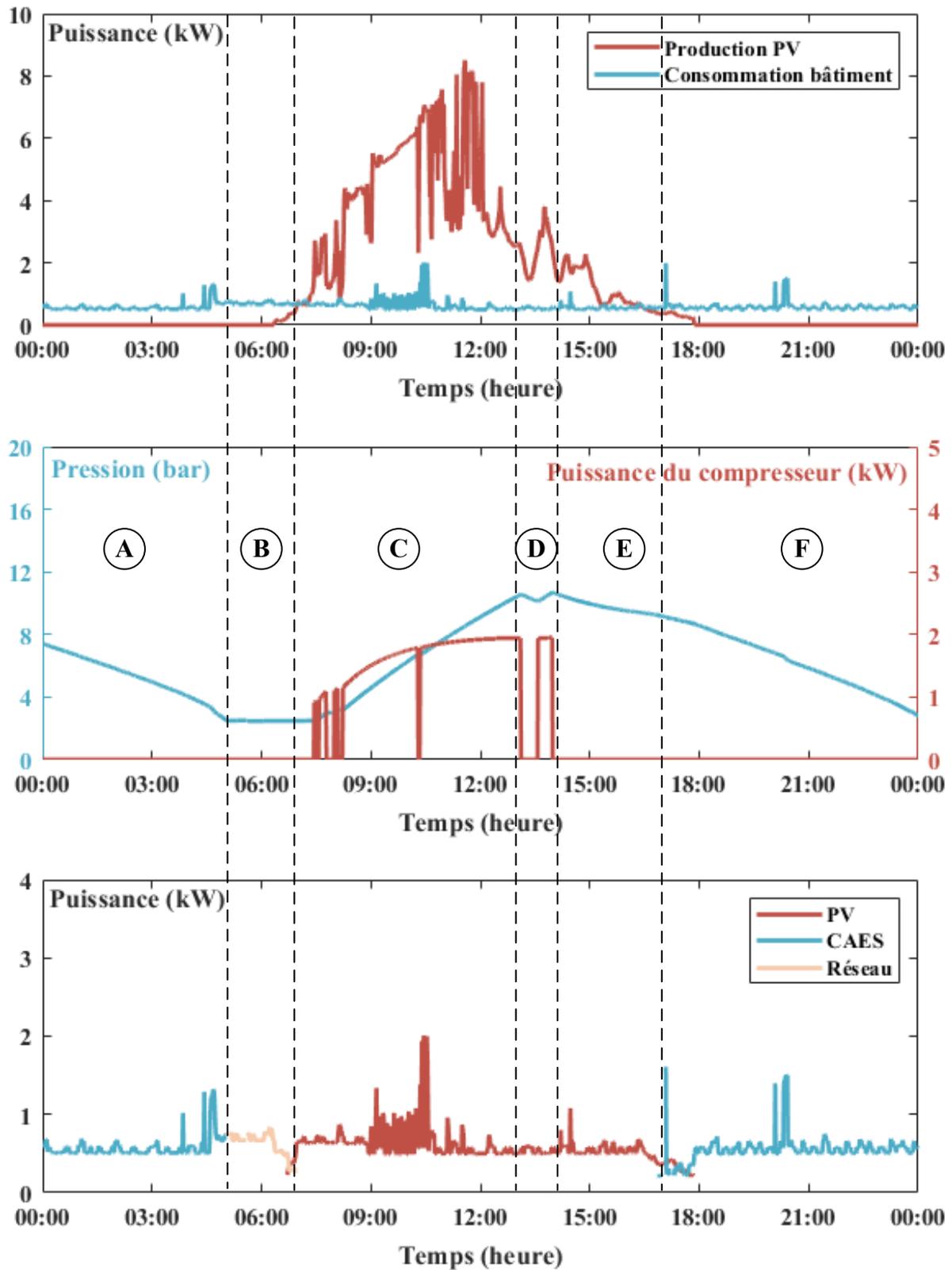


Figure 3.10 : Évolution de la production PV, de la consommation du bâtiment, de la consommation du compresseur, de la production de la turbine, de l'importation du réseau et de la pression dans le réservoir pour la journée du 1<sup>er</sup> octobre.

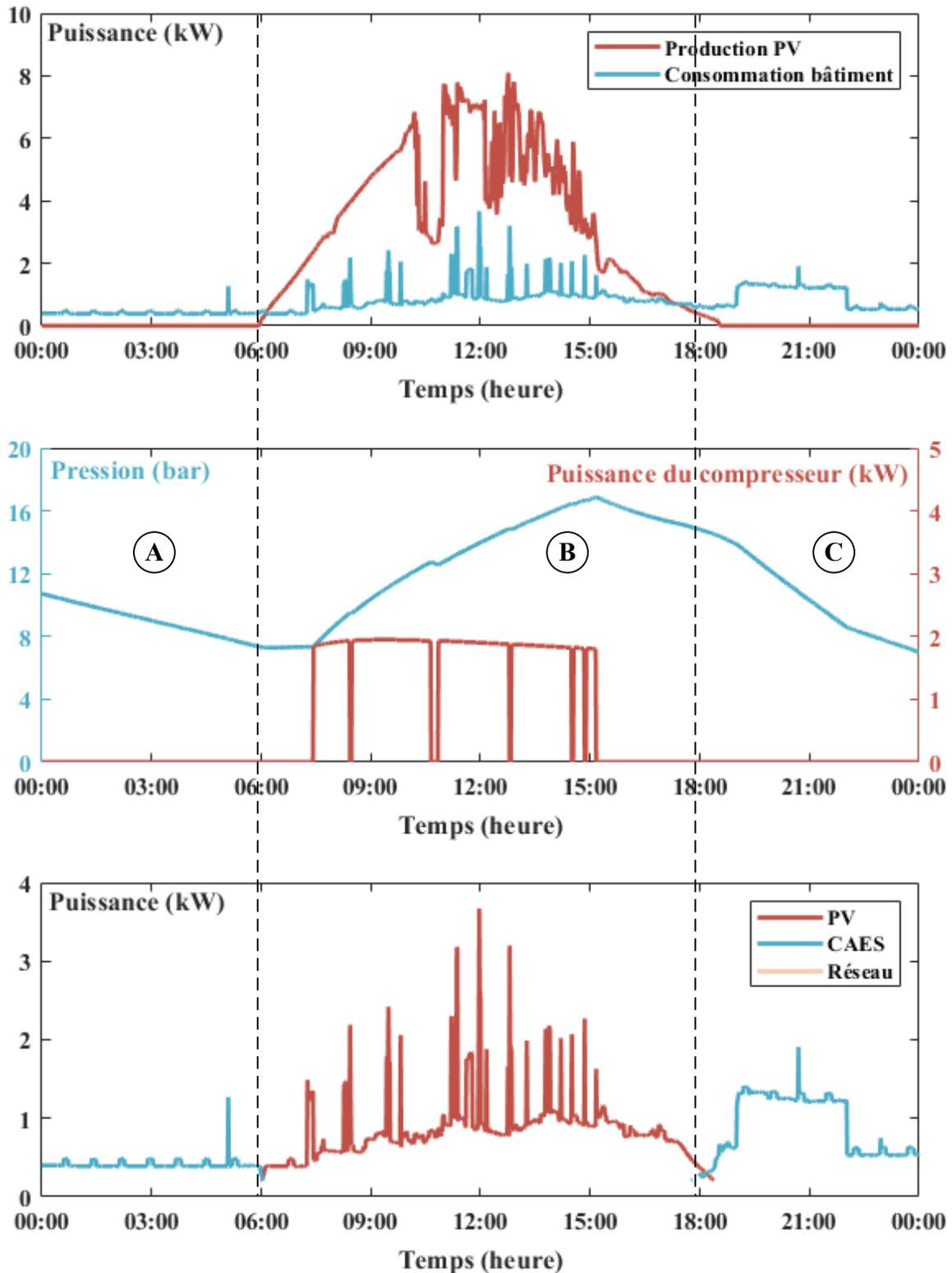


Figure 3.11 : Évolution de la production PV, de la consommation du bâtiment, de la consommation du compresseur, de la production de la turbine, de l'importation du réseau et de la pression dans le réservoir pour la journée du 20 décembre.

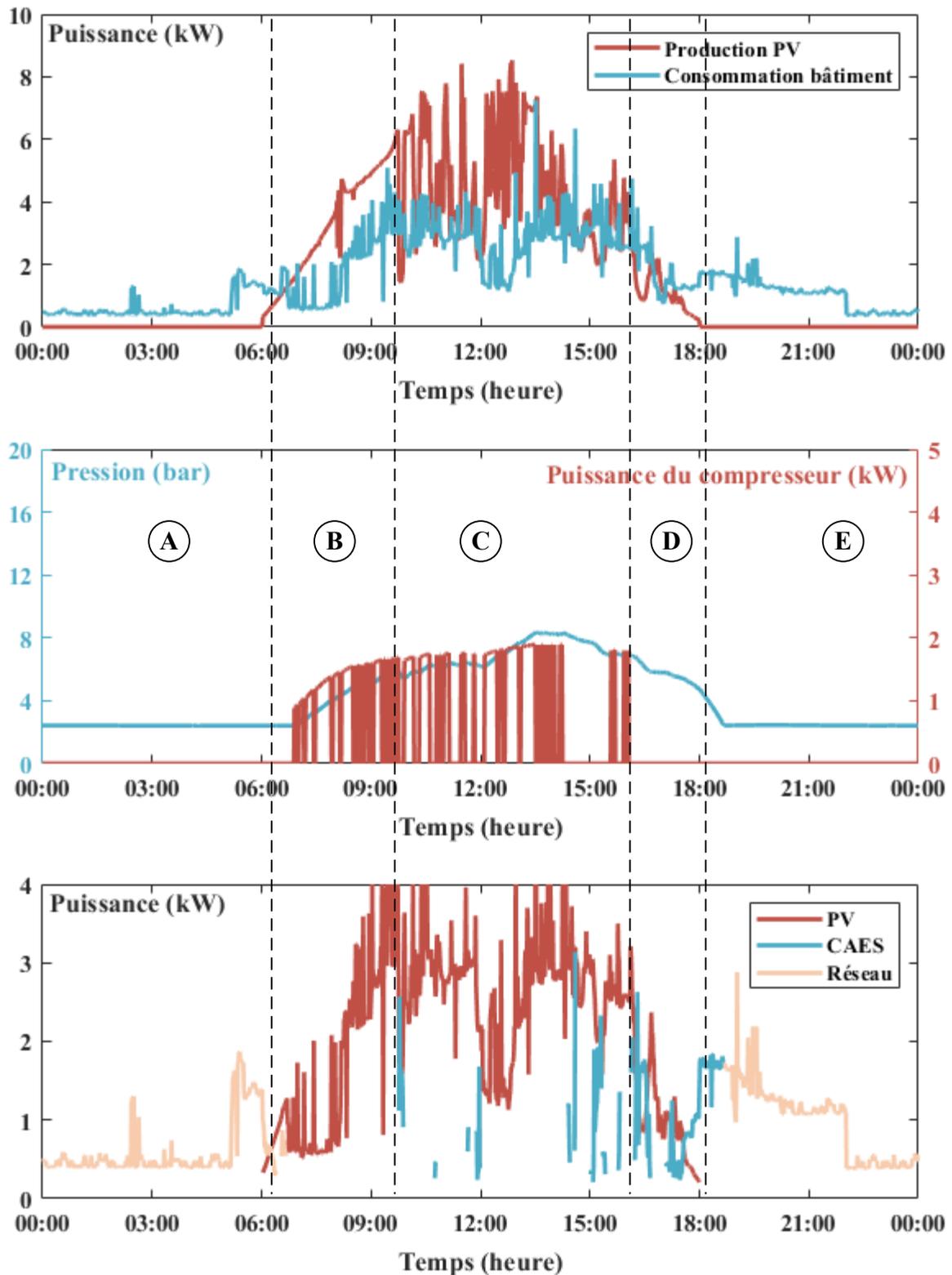


Figure 3.12 : Évolution de la production PV, de la consommation du bâtiment, de la consommation du compresseur, de la production de la turbine, de l'importation du réseau et de la pression dans le réservoir pour la journée du 27 octobre.

## 4.2. Simulation hebdomadaire et analyse

La figure 3.13 présente les résultats de simulation de la semaine n°38 (du lundi 25/09 au dimanche 01/10). Le réservoir initialement chargé, voit sa pression diminuer pendant la première nuit jusqu'à la valeur minimale de 2.5 bars. À partir de cet instant, le réseau prend le relais de la turbine pour alimenter le bâtiment. Dès le lever du soleil et grâce à une production PV suffisante, le réservoir est à nouveau approvisionné en air comprimé en parallèle de l'alimentation du bâtiment. Ce comportement dure tant que la différence entre la production et la consommation le permet, sinon la turbine assure la demande du bâtiment. Ce comportement est similaire dans les trois premiers jours de la semaine. Le jeudi, les conditions météorologiques dégradées conduisent à un fonctionnement du compresseur très occasionnel ne permettant pas de remplir le réservoir dans l'après-midi à l'image des jours précédents. Le vendredi, l'ensoleillement redevient de bonne qualité, mais est accompagné d'une consommation importante du bâtiment. Le compresseur est sollicité plus souvent et de façon plus intense que la veille sans pour autant réussir à remplir correctement le réservoir. Samedi et dimanche sont des journées à bon ensoleillement et surtout dotées de consommations faibles qui permettent de retrouver un comportement approprié de la pression dans le réservoir de stockage. On pourrait dire ici le système CAES joue pleinement son rôle durant le weekend où consommation et production ont les bons ordres de grandeur, mais s'avère probablement sous-dimensionné pour un fonctionnement où la consommation est plus importante, à l'image des jours ouvrés de la semaine.

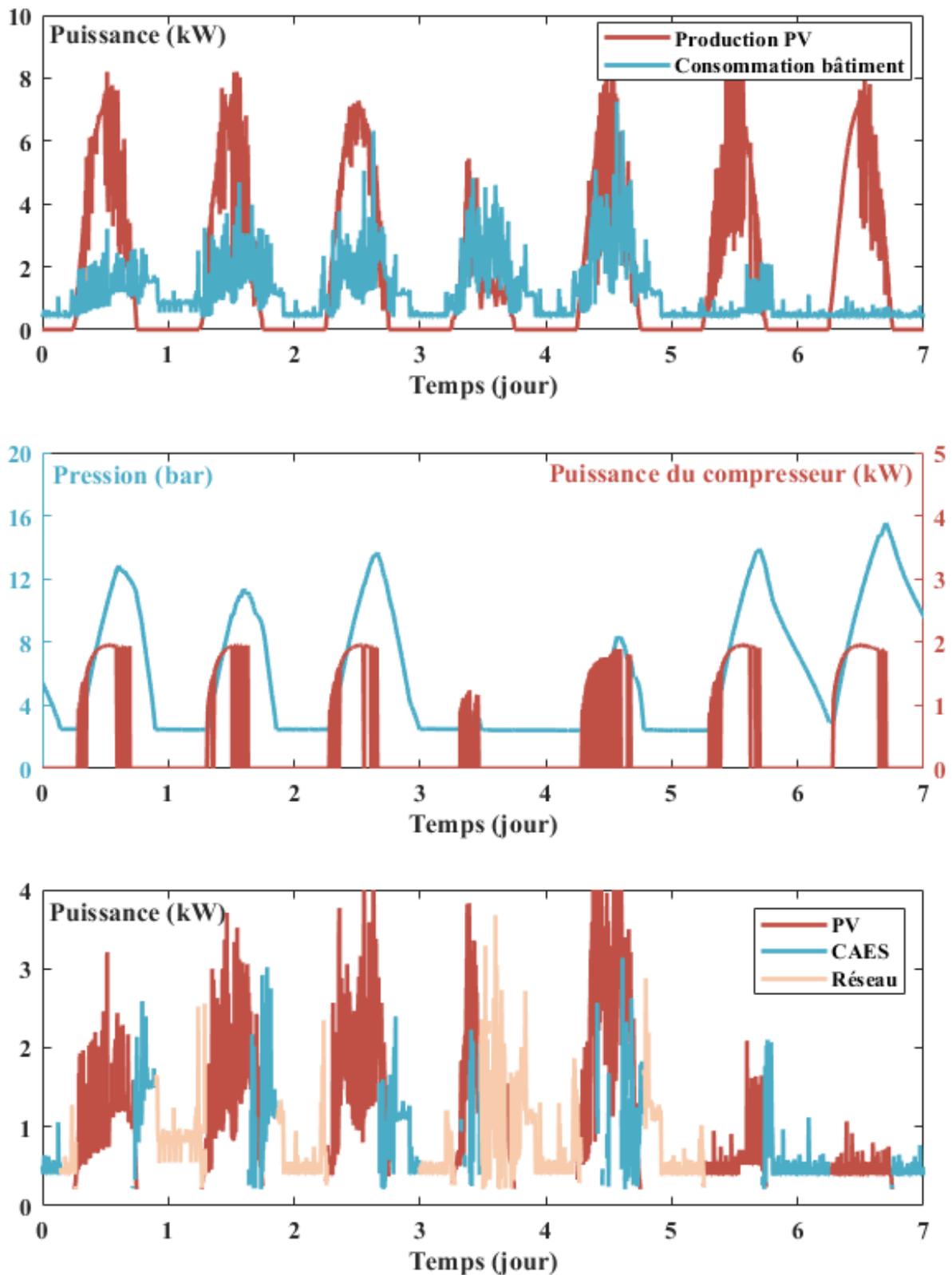


Figure 3.13 : Évolution de la production PV, de la consommation du bâtiment, de la consommation du compresseur, de la production de la turbine, de l'importation du réseau et de la pression dans le réservoir pour la semaine du 25 septembre au 1<sup>er</sup> octobre.

### Chapitre 3 - Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé

L'intégration des différents flux échangés, pour cette semaine particulière, conduit aux valeurs suivantes :

- Consommation du bâtiment ( $E_{bt}$ ) : **171.64 kWh** dont :
  - Alimentation par le PV ( $E_{pv/bt}$ ) : **100.74 kWh**
  - Production par la turbine ( $E_{tb}$ ) : **14.93 kWh**
  - Importation du réseau ( $E_{im}$ ) : **52.96 kWh**
- Production du champ PV ( $E_{pv}$ ) : **365.14 kWh** dont :
  - Alimentation du bâtiment ( $E_{pv/bt}$ ) : **100.74 kWh**
  - Consommation du compresseur ( $E_{cp}$ ) : **35.76 kWh**
  - Exportation vers le réseau ( $E_{ex}$ ) : **228.64 kWh**
- Pertes : ( $E_p$ ) : **-17.83 kWh** dont :
  - Pertes thermiques du réservoir : ( $E_{p/re}$ ) : **-15.71 kWh**
  - Perte liée à la compression ( $E_{p/cp}$ ) : **-1.42 kWh**
  - Perte liée à la turbine ( $E_{p/tb}$ ) : **-0.71 kWh**
- Écart entre état initial et état final ( $\Delta U$ ) : **~ 0.00 kWh**

Avec  $E_{cp}$  qui représente la consommation énergétique totale du compresseur et  $E_p$  l'ensemble des pertes du système

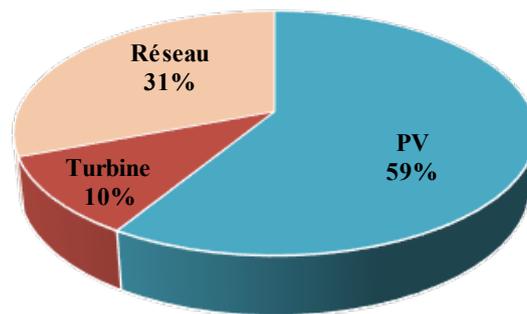


Figure 3.14 : Couverture de la demande du bâtiment pour la semaine 38

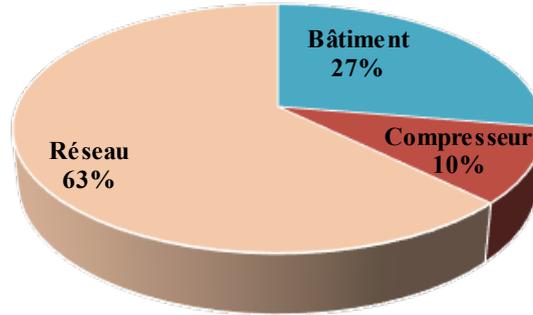


Figure 3.15 : Répartition de l'utilisation de la production du champ PV pour la semaine 38

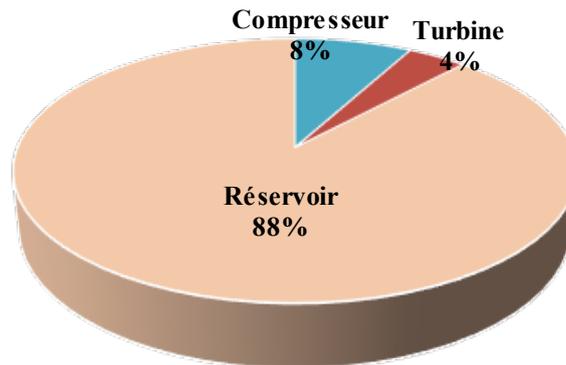


Figure 3.16 : Répartition des pertes énergétiques pour la semaine 38

À partir de ces valeurs, on peut vérifier le bilan énergétique à trois niveaux d'échelle, sans omettre le fait que les conditions finales de simulation ne sont pas les mêmes que les conditions initiales :

- Le réservoir seul (Figure 3.17a) :

$$\Delta U - \int (\dot{m}_{cp} h_3 - \dot{m}_{tb} h_5). dt + E_{p/re} = 0 ?$$

- Le CAES seul (compresseur + réservoir + turbine, Figure 3.17b) :

$$\Delta U - E_{cp} - E_{tb} - E_{p/re} - \int (\dot{m}_{cp} h_1 - \dot{m}_{tb} h_7). dt = 0 ?$$

- L'ensemble du système (PV+ bâtiment + réseau + perte, Figure 3.17c) :

$$\Delta U - |E_{pv}| + |E_{bt}| - |E_{im}| + |E_{ex}| + |E_p| - \int (\dot{m}_{cp} h_3 - \dot{m}_{tb} h_5). dt = 0 ?$$

Avec  $E_{cp}$  qui représente la consommation énergétique totale du compresseur et  $E_p$  l'ensemble des pertes du système

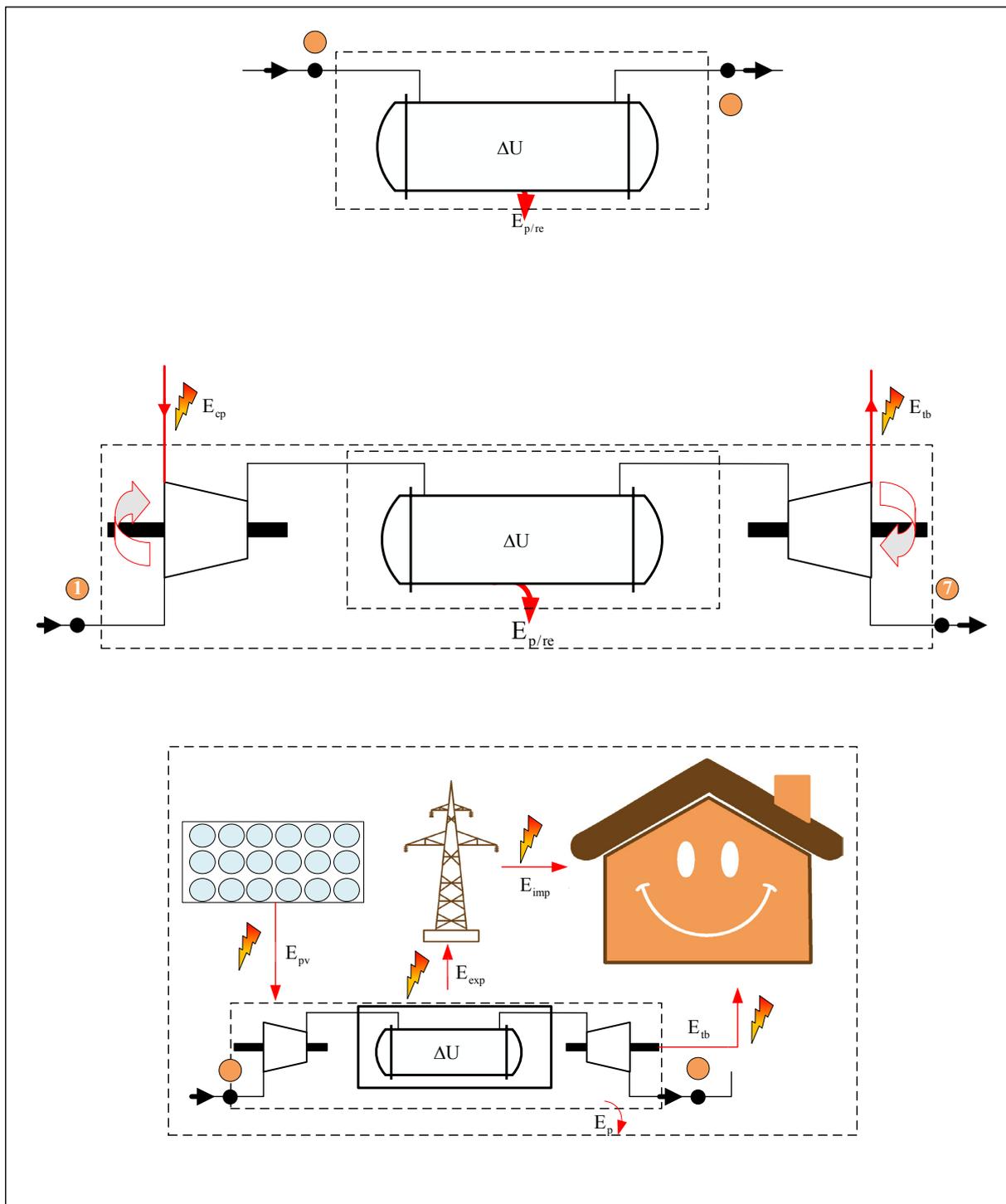


Figure 3.17 : Définition des systèmes pour la vérification du premier principe de la thermodynamique à différentes échelles

Qui donne respectivement les trois résultats suivants :

- Bilan (1) : -0.000003 kWh,
- Bilan (2): 0.000001 kWh
- Bilan (3): -0.000002 kWh

Ces trois valeurs quantifient les erreurs numériques obtenues dans le cadre de cette simulation.

Ce bilan énergétique complet nous permet de tirer de façon plus synthétique les indicateurs proposés dans le chapitre 2 :

- Le rendement du système de stockage :  $\eta_{st} = 50.14 \%$
- Le taux de couverture du CAES :  $\tau_{bt/st} = 10.45 \%$
- Le taux d'importation et l'autoproduction :  $\tau_{bt/im} = 30.86 \%$  et  $\tau_{pd} = 69.14 \%$
- Le taux d'exportation et l'autoconsommation :  $\tau_{pv/ex} = 62.62 \%$  et  $\tau_{cs} = 37.38 \%$
- L'autonomie du bâtiment :  $\alpha_{st} = 54.85 \%$

Le système compresseur + réservoir+ turbine se comporte globalement comme étant quasi adiabatique (aux pertes thermiques du réservoir près) et le rendement qui en découle est conforme à ce que l'on trouve dans la littérature [50,76] . Les paramètres que nous avons choisis pour cette simulation ne sont clairement pas les meilleurs, illustrés par un taux de couverture d'à peine 10 %, à mettre en regard des 31 % d'importation. Il apparaît ici l'inadaptation du dimensionnement (couplage entre surface PV, volume du réservoir, taille du compresseur) conduisant à un taux d'exportation d'environ 62 % et seulement 10 % de taux de couverture du CAES. Un dernier indicateur traduisant cette situation est l'autonomie où il est fait appel au réseau électrique 45 % du temps environ. Ceci peut s'expliquer par exemple du fait d'un compresseur de taille trop importante qui n'est capable de se mettre en route que rarement et donc, stocke assez peu d'énergie ou au contraire par un compresseur de petite taille qui démarre très souvent, mais stocke peu.

## 5. Bilan mensuel et annuel

Pour avoir une vision globale du système, la simulation a été réalisée sur une année complète afin de tenir compte des variations climatiques et des périodes d'occupation du bâtiment. Afin de s'affranchir des conditions initiales, nous avons simulé trois années identiques d'affilée et effectué l'ensemble des bilans énergétiques sur la troisième année. Néanmoins, pour visualiser les différences au cours de l'année et tenir compte de la saisonnalité, nous avons effectué les calculs mois par mois.

### Chapitre 3 - Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé

La figure 3.18 (à mettre en parallèle de la figure 3.14) présente la répartition des différentes énergies ayant servies à alimenter le bâtiment, avec une utilisation du CAES comprise entre 8 et 10 % selon les mois, un appel au réseau qui se situe entre 20 et 45 % et le reste représentant l'utilisation directe du champ PV. Logiquement, on trouve durant l'hiver austral (juin, juillet, août), un appel au réseau plus important dû à une production PV plus faible.

On peut rappeler ici que dans cette figure, la somme de la contribution du CAES et du PV représente l'autoproduction qui prend la valeur d'environ 64 % sur l'année.

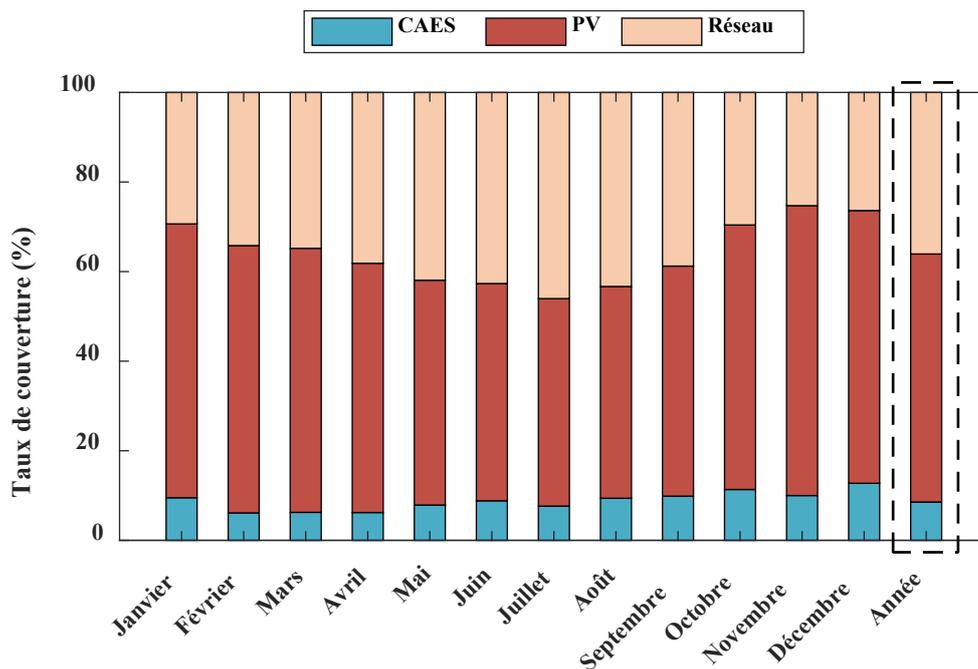


Figure 3.18 : Évolution des taux de couverture des charges en fonction des mois

La figure 3.19 (à mettre à regard de la figure 3.15), montre comment est utilisée la production PV. On constate que la part de cette énergie fournie au système CAES est relativement constante toute l'année (autour de 8 - 10%). C'est principalement l'occupation des locaux (congrés de l'été austral : décembre, janvier) qui influence la consommation du bâtiment et par voie de conséquence l'appel au réseau correspondant. On rappelle également que sur cette figure, la somme de la partie bâtiment et la partie compresseur représente l'autoconsommation du système (42 % environ sur l'année).

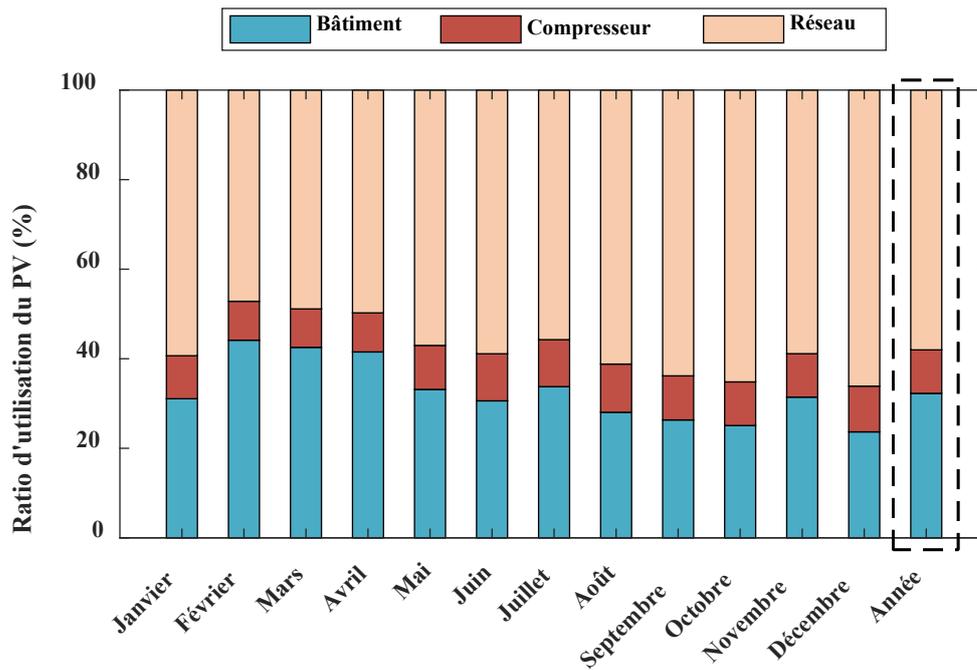


Figure 3.19 : Évolution des ratios d'utilisation de la production PV en fonction des mois

L'analyse conjointe des figures 3.18 et 3.19, montre qu'elles sont liées, en effet on constate dans la figure 3.19 que pour des raisons liées au dimensionnement de l'installation, peu d'énergie produite par le champ PV alimente le compresseur et donc il y a peu d'énergie disponible dans le CAES (figure 3.18) pour alimenter le bâtiment lorsque l'énergie produite par le champ PV n'est pas assez importante.

Une conséquence directe est l'évolution dans le même sens de l'autonomie du bâtiment vis-à-vis du réseau électrique comme le montre la Figure 3.20 qui représente les valeurs mensuelles d'autonomie du bâtiment avant et après l'intégration du système de stockage à air comprimé pour une même puissance installée de photovoltaïque. On remarque que l'intégration du système de stockage à air comprimé contribue à l'augmentation de l'autonomie du bâtiment à seulement environ 10 % en moyenne pour cette configuration. L'autonomie passe en effet de 40% (sans système de stockage) à 50% (avec système de stockage).

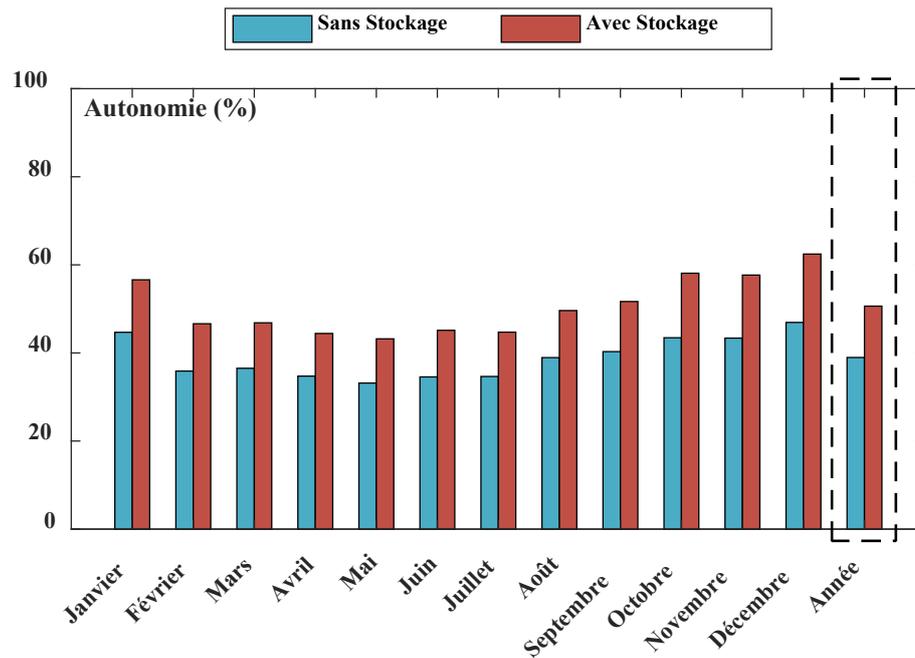


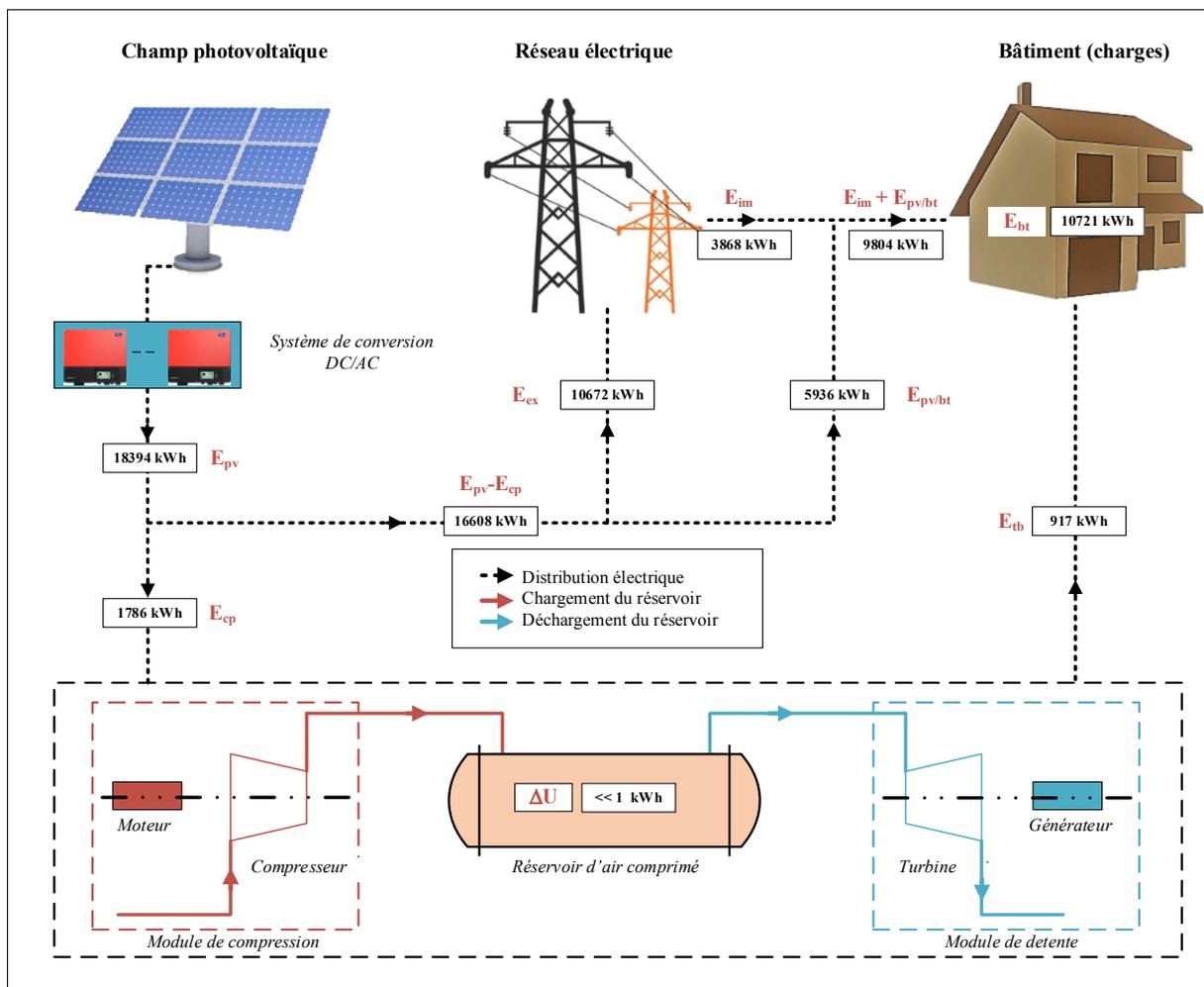
Figure 3.20 : Évolution de l'autonomie du bâtiment avant et après l'intégration du système de stockage à air comprimé

## 6. Conclusion

À terme, le but est de concevoir un système pour fonctionner sans arrêt pendant une longue période. Pour percevoir le comportement énergétique du système après un temps long de fonctionnement, nous choisissons donc d'analyser les indicateurs de performance et les énergies mises en jeu au cours d'une année de fonctionnement.

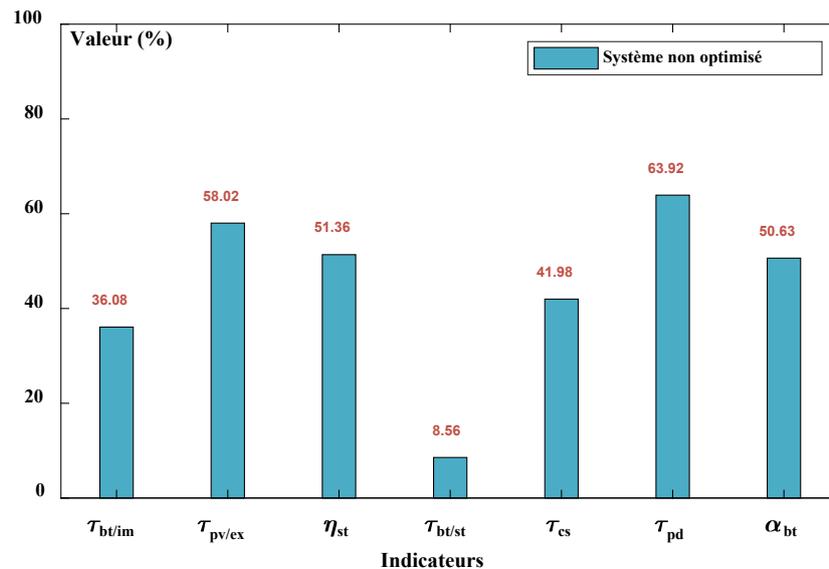
La Figure 3.21 donne les valeurs des différentes énergies mises en jeu au cours d'une année de fonctionnement dans le cas d'une production photovoltaïque de 10 kWc. Ces énergies sont obtenues en faisant l'intégration des puissances pour chaque poste de consommation ou de production en fonction des scénarios intégrés dans la régulation du système et pour l'année de simulation numéro 3. La même vérification du premier principe sur la conservation des énergies dans tout le système après cette troisième année permet de constater que l'état final est bien égal à l'état initial et que le bilan énergétique est bien vérifié.

## Chapitre 3 - Simulation du fonctionnement d'un système de stockage à air comprimé



**Figure 3.21 : Différentes énergies mises en jeu durant une année de fonctionnement**

Pour les valeurs des paramètres choisis pour les principaux composants du système (volume du réservoir, débit volumique, taille du champ PV et pression maximale), on obtient l'ensemble des principaux indicateurs représenté sur la figure 3.22. En effet, pour une année de fonctionnement, le système admet un rendement moyen de stockage de 51.36 % et un taux de couverture moyen des charges du bâtiment par le système de stockage à air comprimé d'environ 8.56 %. Avec la taille du champ PV installée, le bâtiment admet une autonomie énergétique de 50.63 %. En ce qui concerne l'autoconsommation, seulement 42 % de la production PV a été utilisée pour alimenter le bâtiment soit directement ou soit indirectement à travers le système de stockage. Le taux d'autoproduction (demande du bâtiment autoproduite sur site par le PV directement et le stockage à air comprimé) est de 64 %. Ainsi, le reste de la demande du bâtiment (36.08 %) est compensé par une importation du réseau électrique, ce qui reste important.



**Figure 3.22 : Différents indicateurs de performance du système obtenu pour une année de fonctionnement**

La Figure 3.23 représente la répartition des différents scénarios de fonctionnement (le rappel est fait dans le tableau 3.4) au cours d'une année. On rappelle les paramètres des composants du système choisis :

- Taille du champ PV (10 kWc) ;
- Taille du compresseur (10 m<sup>3</sup>/h) ;
- Volume du réservoir (5 m<sup>3</sup>) ;
- Pression maximale (100 bars).

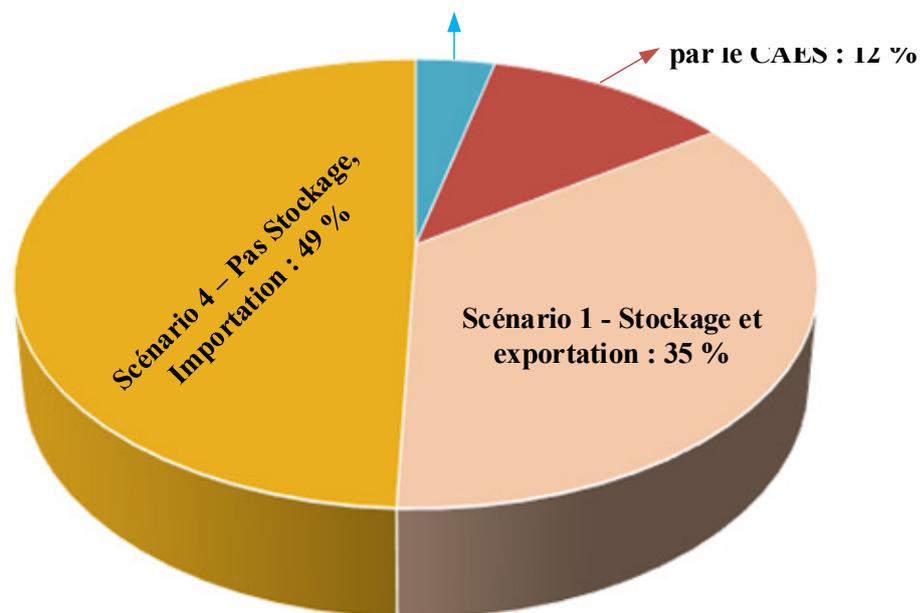
Le scénario N°4, caractérisé par une importation électrique du réseau à une occurrence d'apparition d'environ 50 %, tandis que le scénario N°1 qui désigne le cas où le système à air comprimé alimente le bâtiment n'apparaît que pour 12 %, correspondant à un temps moyen de fonctionnement cumulé de 1021 h en une année (8760 h). Le scénario N°1 caractérisant une exportation de la production photovoltaïque vers le réseau (après consommation par le bâtiment et le compresseur) occupe plus de 35 % du temps.

Ces taux d'occurrence des différents scénarios de fonctionnement montrent bien une mauvaise adéquation entre les valeurs des différents paramètres du système. Il est clair qu'ici, le CAES est largement sous-dimensionné (fonction stockage peu exploitée) et conduit à une forte exportation du surplus de la production vers le réseau. L'outil de calcul que nous avons mis au point dans le chapitre 2 et utilisé dans le chapitre 3 doit nous permettre de concevoir une meilleure configuration afin de mieux exploiter les fonctionnalités du CAES au travers des

indicateurs qui ont été définis précédemment. Ceci fait l'objet du chapitre 4, où est menée une étude de sensibilité paramétrique, suivie d'une recherche optimale.

**Tableau 3.4 : Scénarios de fonctionnement**

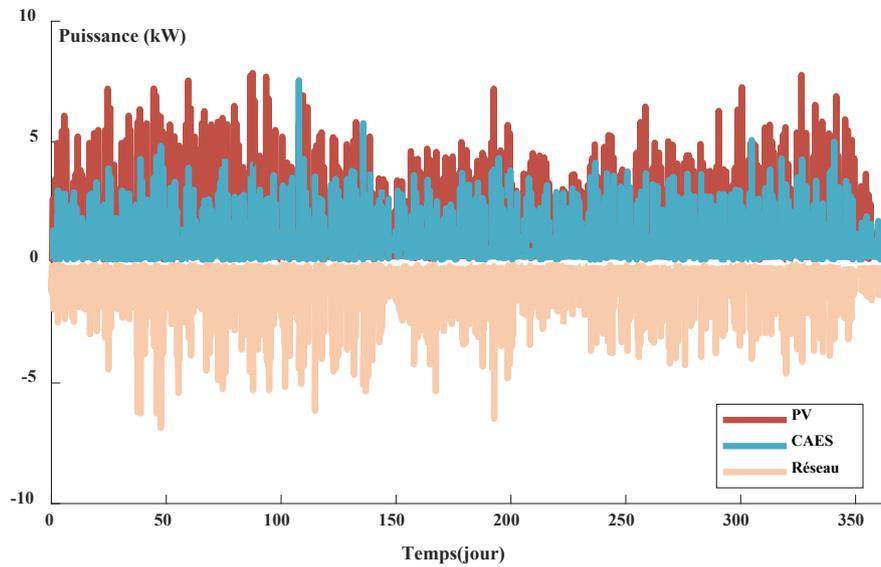
N°	Description du scénario de fonctionnement
1	La production du champ solaire est suffisante pour alimenter à la fois le bâtiment et le système de compression, les autres conditions de démarrage du compresseur sont réunies. Dans ce scénario de fonctionnement, on observe donc un stockage d'énergie via la compression de l'air. Après l'alimentation du bâtiment et du compresseur, le reste de production est exporté.
2	La production photovoltaïque alimente une partie ou la totalité des charges, dans ce scénario les conditions de fonctionnement du compresseur ne sont pas toutes réunies, il n'y a donc ni stockage, ni détente, ni importation, le reste de la production est exporté au réseau.
3	Dans ce scénario de fonctionnement, la production photovoltaïque ne satisfait pas la demande du bâtiment, mais il y a suffisamment d'air comprimé dans le réservoir pour démarrer la turbine et alimenter les charges.
4	La production PV est insuffisante et le réseau électrique alimente une partie ou la totalité des charges. Dans ce scénario il n'y a donc ni stockage, ni détente, ni exportation d'énergie. Le système de stockage ne fonctionne pas.



**Figure 3.23 : Répartition des scénarios rencontrés lors de la simulation annuelle**

La figure 3.24 montre la manière dont le bâtiment est alimenté au cours de l'année pour cette configuration. A noter que pour des raisons de visibilité, la contribution du réseau est

représentée en valeurs négatives. Bien sûr, la somme des trois signaux correspond à la courbe de charge présentée dans la figure 3.3.



**Figure 3.24 : Evolution des puissances alimentant le bâtiment au cours d'une année de simulation**

**Chapitre 4 – Optimisation du système de stockage à  
air comprimé**

## 1. Introduction

**R**appelons que l'objectif final de l'étude est de concevoir un système de stockage à air comprimé, en fonction des charges d'un bâtiment et des conditions climatiques du lieu où il est installé. Dans le chapitre 3, nous avons d'une part simulé le comportement dynamique d'un tel système et d'autre part étudié sa faisabilité en utilisant divers indicateurs de performance obtenus sur une année pleine de fonctionnement.

Comme pour la plupart des cas, au cours de la conception d'un dispositif quelconque, l'un des premiers problèmes à résoudre est celui de son architecture générale et du dimensionnement de ses composants. Le plus souvent, on se heurte vite à une inadéquation entre les tailles des différents composants constitutifs du système, ce qui ne donne pas un fonctionnement optimal de ce dispositif. Par exemple, la conception des systèmes multi-sources d'énergie exige le choix et le dimensionnement de la combinaison la plus optimale des différentes sources d'énergie en jeu. Aussi, l'un des éléments essentiels à prendre en compte dans la conception est la gestion intégrée et optimisée de l'énergie au sein du système [85,86]. Ainsi, une démarche de conception ou de dimensionnement vise à identifier et à proposer une configuration optimale du système en cherchant un compromis entre les différents facteurs. Ces derniers peuvent être entre autres des rendements, des coûts de production ou de maintenance, du confort, etc. Concernant notre cas étude, une optimisation du système consiste à trouver des valeurs des différents paramètres et variables qui influent sur le fonctionnement du système et avoir de meilleurs résultats.

De façon générale, les problèmes d'optimisation en ingénierie présentent plusieurs difficultés liées aux besoins de l'utilisateur (recherche d'une solution globale, fiabilité et précision de la solution), aux caractéristiques du problème d'optimisation (non-linéarité, dérivées difficilement accessibles) et aux temps de calculs importants. La résolution de telles difficultés a fait l'objet de nombreux travaux qui utilisent différentes méthodes d'optimisation [87–90]. Ces méthodes sont classées en deux grands groupes : les méthodes déterministes et les méthodes non déterministes ou stochastiques.

Dans un premier temps nous identifierons les différents paramètres à optimiser pour un dimensionnement optimal du système. Pour cela nous effectuerons une analyse de sensibilité paramétrique. Ensuite nous effectuerons brièvement un état de l'art sur les principales méthodes d'optimisation afin de choisir et d'adapter la méthode qui convient à notre cas d'étude. Enfin

nous implémenterons l'algorithme d'optimisation pour avoir les paramètres optimaux pour la conception d'un prototype.

## 2. Analyse de sensibilité paramétrique

Dans le chapitre 3, nous avons obtenu des résultats pour une année de simulation. Ces résultats sont entre autres les rendements de stockage à air comprimé à fonctionnement instantané, le taux d'importation du réseau électrique, le taux d'autoconsommation, le taux d'autoproduction. Nous voulons trouver les tailles des différents composants qui offrent à la fois un meilleur rendement de stockage et une meilleure utilisation de la production solaire sur le site.

### 2.1. Identification des sorties du modèle à analyser

Comme indiqué précédemment, le but est d'optimiser le système en vue d'obtenir une meilleure performance. En effet notre fonction (modèle) permet d'obtenir plusieurs sorties et dans l'absolu, nous souhaitons obtenir le meilleur pour chacun de ces indicateurs

$$\text{Rendement de stockage} \quad \eta_{st} = \frac{E_{tb}}{E_{cp}} \quad (4.1)$$

$$\text{Taux d'autoconsommation} \quad \tau_{cs} = \frac{E_{pv/bat} + E_{cp}}{E_{pv}} = 1 - \tau_{pv/ex} \quad (4.2)$$

$$\text{Taux d'autoproduction} \quad \tau_{pd} = \frac{E_{pv/bat} + E_{tb}}{E_{bat}} = 1 - \tau_{bt/im} \quad (4.3)$$

L'augmentation du taux d'autoconsommation et du taux d'autoproduction conduit automatiquement à celle de l'autonomie énergétique du bâtiment vis-à-vis du réseau. En analysant ces équations, on remarque qu'augmenter l'autoconsommation revient à réduire le taux d'exportation. De même, augmenter l'autoproduction signifie réduire le taux d'importation ( $\tau_{pv/im}$ ). Nous décidons d'effectuer l'analyse de sensibilité sur le rendement ( $\eta_{st}$ ), le taux d'importation et le taux d'exportation ( $\tau_{pv/ex}$ ) comme synthétisé dans le tableau 4.1

Tableau 4.1 : Indicateurs de performance à optimiser

Sorties/indicateurs	Description des Variables	Symbole
$y_1$	Taux d'importation du réseau	$\tau_{bt/im}$
$y_2$	Taux du PV exporté au réseau	$\tau_{pv/ex}$
$y_3$	Rendement de stockage	$\eta_{st}$

## 2.2. Identification des paramètres d'entrées à analyser (3+1 paramètres)

Pour optimiser les sorties précédemment citées, nous cherchons à identifier les paramètres pouvant entrer dans le dimensionnement et l'installation du système de stockage connecté au réseau et au bâtiment et qui influent fortement sur les trois indicateurs ciblés. Pour cela, les données météo ainsi que la courbe de charge n'entrent pas en compte dans l'analyse, car nous ne pouvons pas agir sur ces données lors du dimensionnement du système. Par contre la taille du champ photovoltaïque à installer ( $P_{pv}$ ), le débit volumique du système de compression ( $D_{vol}$ ), le volume de stockage d'air comprimé ( $V_{res}$ ) ainsi que la pression maximale de stockage pourraient constituer les paramètres principaux qui entrent dans le dimensionnement optimal d'un tel système. Concernant la pression maximale de stockage à fixer pour le dimensionnement, plusieurs études nous permettent de définir sa valeur pour notre cas.

En effet, dans la littérature, parmi les études traitant du stockage à air comprimé, le choix de ce paramètre de dimensionnement n'est pas toujours justifié dans la mesure où dans la plupart des cas, le stockage se fait dans des réservoirs souterrains dont le volume de stockage est déjà prédéfini. A titre d'exemple, pour les deux systèmes en fonctionnement dans le monde, à savoir la centrale de Huntorf et celle de McIntosh, les pressions et volumes de stockage sont respectivement de 66 bars, 300 000 m<sup>3</sup> et 74 bars, 532 000 m<sup>3</sup>. Pour ces installations expérimentales existantes, le stockage se fait à l'échelle de quelques heures [26,91], en général à partir d'énergie non renouvelable et non intermittente.

A ces deux centrales s'ajoutent des systèmes non expérimentés, mais simulés dont les pressions utilisées pour le stockage varient entre 70 et 200 bars [26,91].

D'après ces études issues de la littérature, on remarque que les pressions maximales de fonctionnement des systèmes de stockage à air comprimé varient d'un cas à un autre et ne sont pas corrélées avec les valeurs des volumes des réservoirs. Néanmoins, la plage de valeur semble se situer entre 50 et 200 bars.

**Tableau 4.2 : Récapitulatif de quelques études sur les CAES avec les pressions maximales de fonctionnement**

	Centrale	Pression	Capacité	Référence
<b>Expérimentation</b>	Huntorf	46 - 66 bars	290 MW	[26,91]
	McIntosh	45 - 74 bars	110 MW	[92,93]
<b>Simulation (études numériques)</b>	-	100 bars	-	[19,94]
	-	71-131 bars	-	[95]
	-	200 bars	-	[96]
	-	100 bars	-	[76]

Afin de préciser cette valeur dans notre cas, nous avons réalisé une analyse de sensibilité paramétrique de cette pression sur trois sorties du modèle : le taux de couverture des charges du bâtiment par le stockage ( $\tau_{bt/tb}$ ), le taux d'importation ( $\tau_{bt/im}$ ) et le taux de production photovoltaïque ayant été stocké ( $\tau_{pv/cp}$ ). Tous ces indicateurs feront l'objet d'optimisation (maximisation ou minimisation) de façon directe ou indirecte.

Ainsi, dans la figure 4.2, on observe le même comportement pour le taux d'importation alors que dans ce cas, c'est le débit volumique qui est choisi comme variable : au-delà 35 bars, les courbes deviennent confondues. Il en est de même pour le taux d'importation représenté sur la figure 4.2 où les courbes commencent à se superposer au-delà de 80 bars.

La figure 4.1 montre la dépendance du taux de couverture du CAES avec le volume du réservoir, pour une puissance du champ photovoltaïque fixée et pour une taille de compresseur donnée, et ce, pour plusieurs valeurs de pression maximum. Lorsque celle-ci est faible (5 bars par exemple) les résultats sont très dépendants de la taille du volume du réservoir, en particulier lorsque ce volume est faible. Nous avons vu au chapitre 3 que le volume initialement choisi de 5 m<sup>3</sup> était sous-dimensionné et dans cette configuration les résultats deviennent rapidement indépendants de la valeur de la pression maximale. On voit bien dans ce cas particulier que les courbes au-delà de 35 bars sont confondues.

De même, l'évolution du taux du PV comprimé ou stocké représenté dans la figure 4.3 montre la même tendance que dans les figures précédentes, c'est-à-dire que pour un débit volumique et un volume fixé, cet indicateur devient quasi invariable au-delà d'une certaine valeur de pression maximale (40 bars dans notre cas).

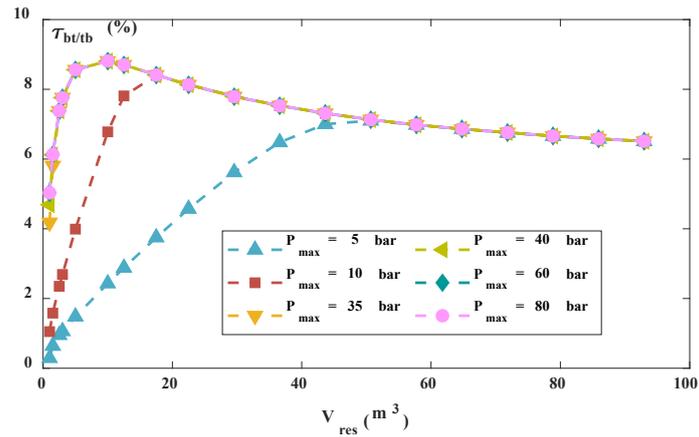


Figure 4.1 : Évolution du taux de couverture des charges par le CAES ( $t_{bt/tb}$ ) en fonction du volume de stockage et de la pression maximale ( $D_{vol} = 10 m^3/h$  et  $P_{pv} = 10 kWc$ )

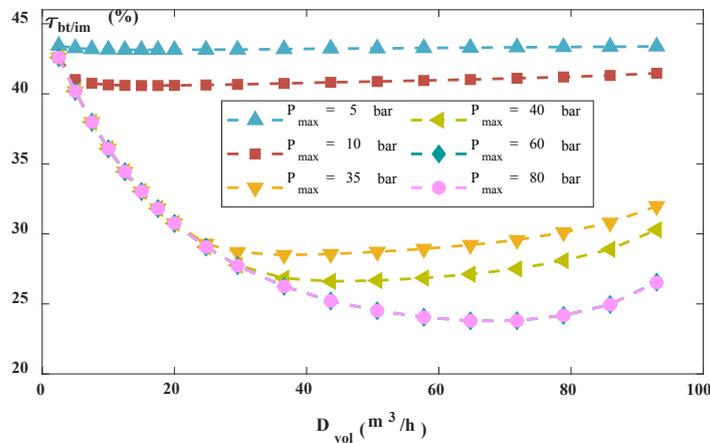


Figure 4.2 : Évolution du taux d'importation au réseau ( $t_{bt/im}$ ) en fonction du débit volumique et de la pression maximale ( $P_{pv} = 10 kWc$  et  $V_{res} = 10 m^3$ )

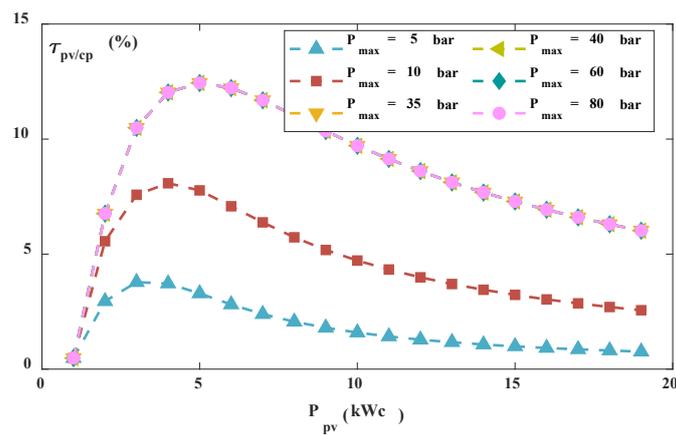


Figure 4.3 : Évolution du taux de la production PV comprimée  $\tau_{pv/cp}$  (stockée) en fonction de la puissance PV installée et de la pression maximale ( $D_{vol} = 10 m^3/h$  et  $V_{res} = 10 m^3$ )

Ainsi, afin de s'affranchir définitivement de cette contrainte, nous fixons pour la suite une pression maximale du réservoir à 100 bars pour rester à l'abri dans le cas d'un éventuel

surdimensionnement des différents composants du système. On réduit donc le nombre de variables de dimensionnement à trois qui sont récapitulées dans le tableau 4.3, assorties de leur plage de variation maximale :

**Tableau 4.3 : Entrées principales à optimiser**

Entrées	Description des Variables	Min	Max	Unité
$x_1$	Taille du compresseur (Débit volumique)	0	100	m <sup>3</sup> /h
$x_2$	Taille du réservoir (Volume)	0.5	100	m <sup>3</sup>
$x_3$	Taille du champ PV (Puissance crête installée)	0	20	kWc

### 2.2.1. Indices de sensibilité

En mathématique, comme son nom l'indique, une étude de sensibilité permet de quantifier la sensibilité d'une grandeur aux variations d'un paramètre caractéristique du système. Pour y parvenir, on procède généralement par simulation, en choisissant judicieusement les scénarios en vue de déterminer l'influence précise de chaque paramètre étudié. L'utilisation de la simulation autorise ici l'exploration d'un grand nombre de configurations, dont certaines seraient parfois impossibles à reproduire dans la réalité. Une étude de sensibilité peut aussi s'effectuer par l'analyse de données mesurées, lorsque le modèle du système n'est pas connu. Dans ce cas, elle donnera des informations précieuses pour la modélisation du système. L'analyse de sensibilité doit permettre de séparer l'action de chaque paramètre individuellement et présenter graphiquement les résultats, de manière à classer ces paramètres entre eux. Elle permet l'identification des entrées par ordre de priorité, de mesurer l'interaction entre elle et enfin de réduire les paramètres éventuels à optimiser dans le domaine de la conception des systèmes. La réduction des paramètres à optimiser est le but principal de l'analyse de sensibilité dans ce travail. Nous allons étudier d'abord l'influence de certains paramètres d'entrée sur les indicateurs de performances.

L'analyse de sensibilité suit la procédure suivante :

- Définir l'objectif ;
- Sélectionner les facteurs et définir leur espace de variation ;
- Choisir les indices appropriés et la méthode pour les calculer ;
- Procéder à leur évaluation

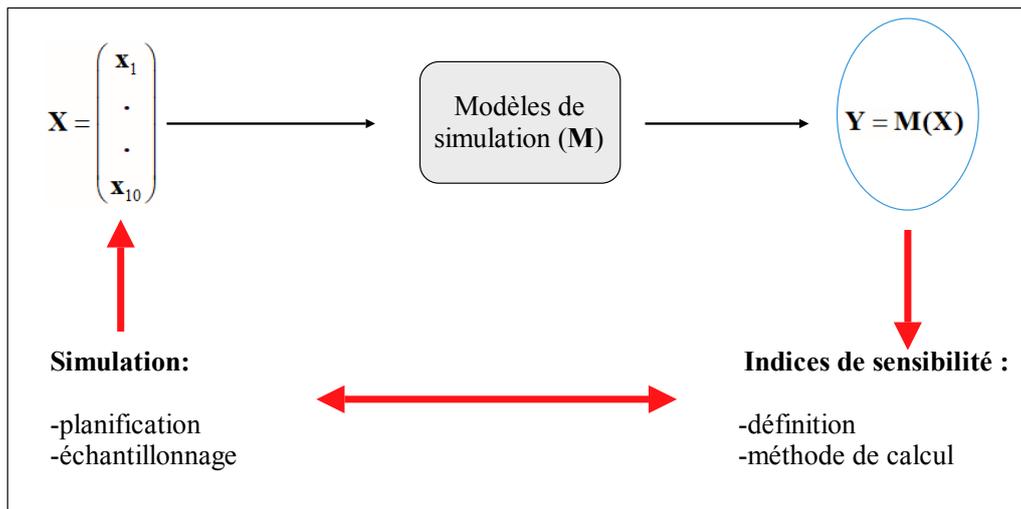


Figure 4.4 : Méthode d'analyse de sensibilité paramétrique [97]

Nous nous intéressons plus précisément aux méthodes basées sur l'étude de la variance qui calculent des indices de sensibilité globale pour quantifier l'influence des paramètres. Elles consistent à déterminer quelle part de la variance de la réponse est due à la variance de chaque paramètre d'entrée (ou groupe de paramètres d'entrée). Pour le calcul de ces indices, des méthodes spécifiques pour les modèles linéaires et/ou monotones existent, ainsi que des méthodes plus générales, qui ne font aucune hypothèse sur le modèle. Ce dernier type de techniques comprend les méthodes FAST et Sobol, que nous allons détailler par la suite. Considérons un modèle mathématique (comme dans notre cas, le modèle traduisant le comportement global du système de stockage à air comprimé) qui, à un ensemble de variables d'entrée aléatoires  $X$ , fait correspondre, via une fonction  $f$  déterministe, une variable de sortie  $Y$  (qui désigne dans notre cas un indicateur de performance à étudier) :

$$\begin{aligned} f : \mathbb{R}^p &\rightarrow \mathbb{R} \\ X &\mapsto Y = f(X) \end{aligned} \quad (4.4)$$

La fonction  $f$  du modèle peut être très complexe ou inconnue (comme dans notre cas) et est en pratique évaluée à l'aide d'un code informatique, plus ou moins onéreux en temps de calcul. L'ensemble des variables d'entrée  $X = (x_1, \dots, x_p)$  regroupe toutes les entités considérées comme aléatoires dans le modèle et pouvant influencer les résultats. Dans notre cas, les paramètres d'entrées sont indépendants, pour cela nous présenterons les indices de sensibilité définis pour des modèles à variables d'entrée indépendantes, ainsi que leur méthode d'estimation.

L'indice de sensibilité de premier ordre est l'indicateur qui permet d'évaluer la sensibilité d'une variable ou d'un paramètre à une sortie d'un modèle. Si une fonction ainsi que ses propriétés comme sa linéarité sont connues, il existe des formules simples pour estimer les différents indices des sensibilités des variables. Mais dans notre cas comme la fonction n'est pas explicitement connue ni ses propriétés, nous présenterons la méthode utilisée dans ce cas pour l'estimation d'indice de sensibilité.

Nous supposons dans cette section que les variables d'entrée  $X = (x_1, \dots, x_p)$  du modèle sont indépendantes. En effet, pour apprécier l'importance d'une variable d'entrée  $x_i$  sur la variance de la sortie  $Y$  avec  $Y = f(X)$ , nous étudions de combien la variance de  $Y$  décroît si on fixe la variable  $x_i$  à une valeur  $x_i^*$  :  $V(Y | X_i = x_i^*)$ .

Cette quantité est la variance conditionnelle de  $Y$  sachant  $X_i = x_i^*$ . Le problème de cet indicateur est le choix de la valeur  $x_i^*$  de  $x_i$ . Pour cela on considère l'espérance de cette quantité pour toutes les valeurs possibles de  $x_i^*$ , notée :  $E(V(Y | X_i))$ . Ainsi, plus la variable  $x_i$  est importante vis-à-vis de la variance de  $Y$ , plus cette quantité sera petite. On montre que l'indice de sensibilité de  $x_i$  sur  $Y$  est donné par :

$$S_i = \frac{V(E(Y | X_i))}{V(Y)} \quad (4.5)$$

Cet indice appelé indice de sensibilité de premier ordre par Sobol, ou *correlation ratio* par McKay [98–101] quantifie la sensibilité de la sortie  $Y$  à la variable d'entrée  $x_i$ , ou encore la part de variance de  $Y$  due à la variable  $x_i$ . On peut aussi déterminer des indices de sensibilité d'ordre supérieur, mais nous resterons à l'indice de premier ordre dans notre cas.

On définit aussi l'indice de sensibilité total  $S_{Ti}$  à la variable  $x_i$  qui est comme son nom l'indique la somme de tous les indices de sensibilité relatifs à la variable  $x_i$  :

$$S_{Ti} = \sum_{k=1}^p S_k \quad (4.6)$$

La méthode d'estimation des indices de sensibilité est représentée sur la Figure 4.5

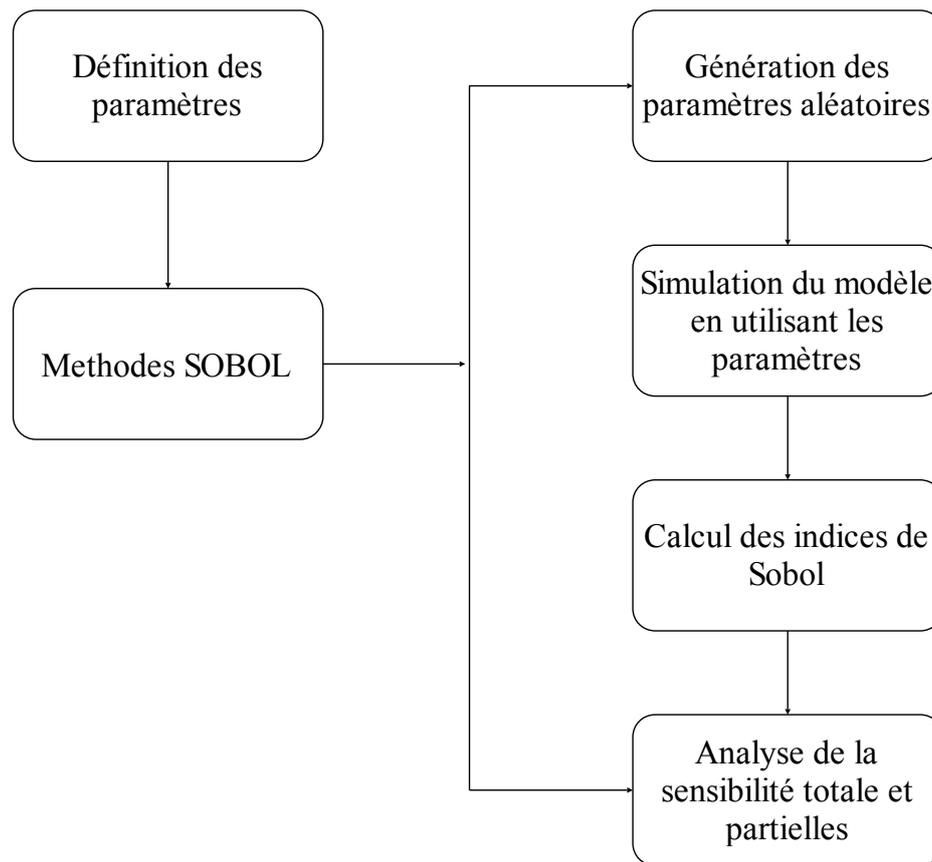


Figure 4.5 : Méthode de Sobol'

### 2.2.2. Application de l'analyse de sensibilité à notre modèle

Pour le calcul des indices de sensibilité, nous avons besoin de définir le domaine dans lequel s'effectue l'analyse, c'est-à-dire les maximums et les minimums de chaque variable, ainsi que l'échantillon de paramètres utilisés pour l'analyse. Dans la méthode Sobol, l'échantillon de variables s'obtient par génération aléatoire en suivant une loi probabiliste. Pour cela il est donc nécessaire de connaître la loi des variables à étudier. Dans notre cas, nous ne connaissons pas a priori les lois suivies par toutes nos variables. Nous utilisons donc la méthode de Monte-Carlo pour générer l'échantillonnage. Idéalement, une méthode de Monte-Carlo repose sur la simulation d'une suite de variables aléatoires  $(X_n)_{n \geq 1}$  indépendantes et identiquement distribuées selon une loi donnée. Nous faisons donc une hypothèse sur toutes les variables en appliquant une loi uniforme pour toutes. Pour la taille de l'échantillon, nous en fixons la valeur à 500 pour des raisons de coût de calcul informatique car en effet, le résultat d'une simulation suppose la simulation du comportement du CAES sur 3 années pour ne conserver que la dernière. La figure 4.6 schématise la méthode d'utilisation de la méthode de Sobol pour la détermination des indices de sensibilité totale et partielle.

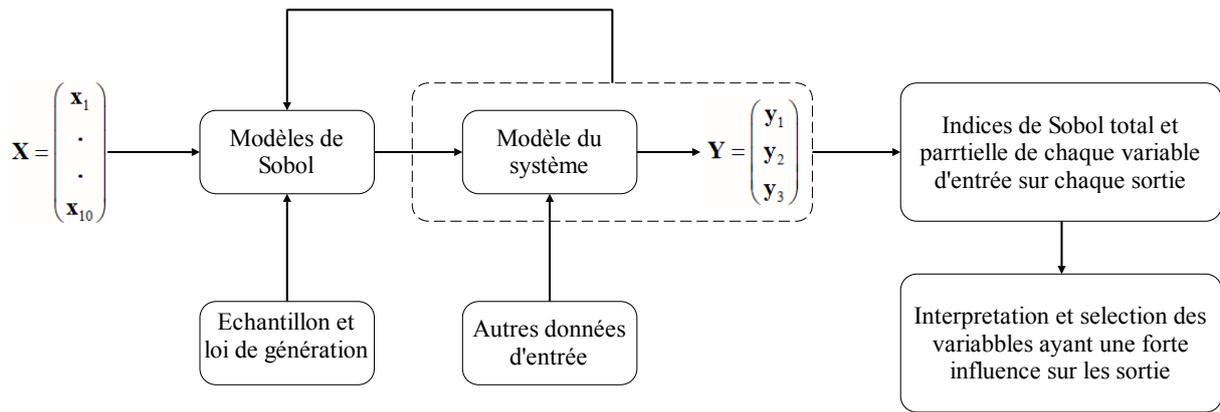


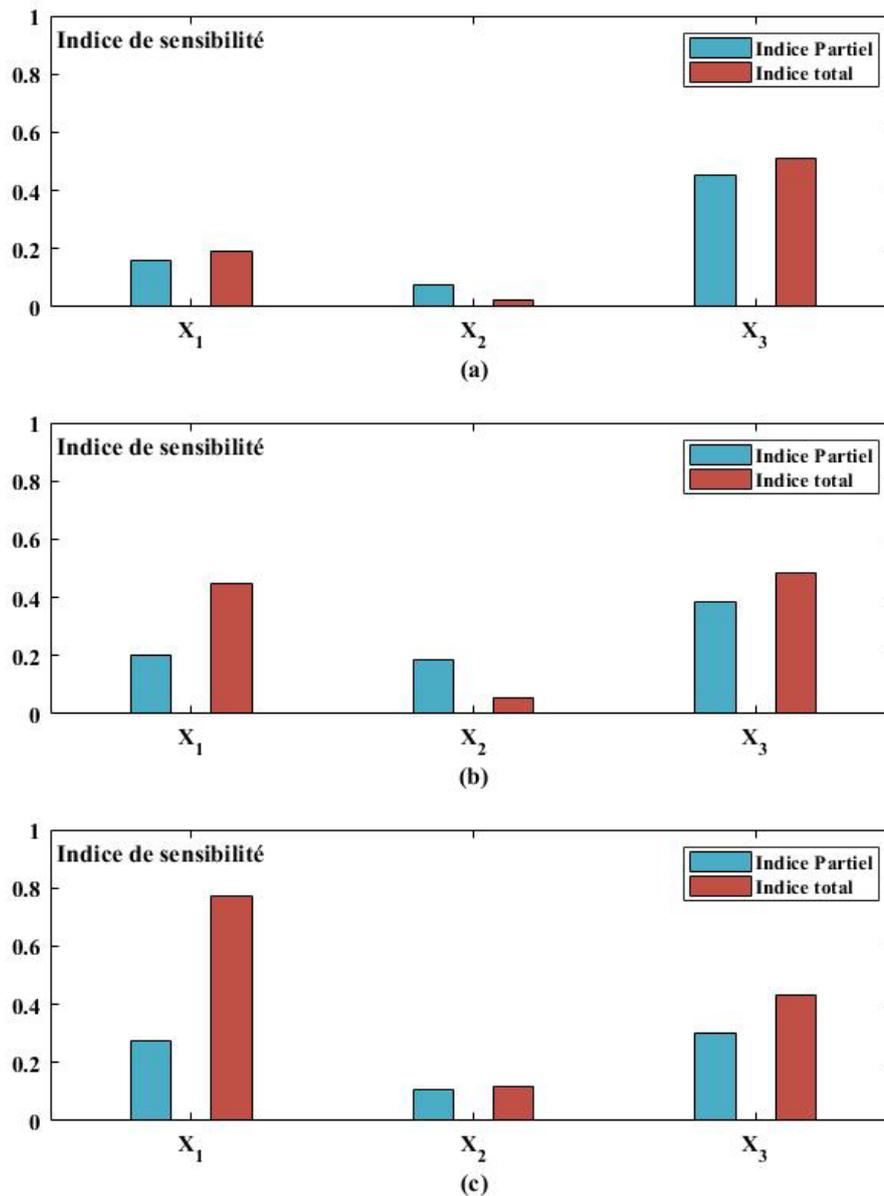
Figure 4.6 : Méthode d’estimation des indices de Sobol avec notre modèle

Le domaine est donc un hypercube cube délimité de part et d’autre par les valeurs minimales et les valeurs maximales de chaque paramètre et est défini selon :

$$\Omega = [x_{\min_1} \quad x_{\max_1}] \times [x_{\min_2} \quad x_{\max_2}] \times [x_{\min_3} \quad x_{\max_3}] \quad (4.7)$$

Comme nous voulons dimensionner un système à petite échelle, nous fixons les bornes des différents paramètres et variables de façon intuitive, en limitant les caractéristiques techniques des composants à certaines valeurs issues de l’existant. Ces bornes peuvent être modifiées si l’on désire avoir un système plus grand ou plus petit. Les valeurs minimales et maximales des paramètres retenus pour cette analyse de sensibilité sont consignées dans le tableau 4.3.

En appliquant l’algorithme décrit précédemment et en utilisant les hypothèses, on obtient pour chacun des paramètres soumis à l’étude un indice partiel et un indice total de sensibilité sur les trois principales sorties : le taux d’importation (Figure 4.7a) le taux d’exportation (Figure 4.7b) et le rendement du stockage (Figure 4.7c).



**Figure 4.7 : Indices de sensibilité partiels et totaux des paramètres sur le taux d'importation (a), taux d'exportation (b) et le rendement (c)**

L'analyse des indices de sensibilité permet de montrer l'impact individuel et collectif de chaque variable sur les trois sorties. La Figure 4.7a montre que le taux d'importation est fortement influencé par la puissance photovoltaïque installée ( $x_3$ ), suivi ensuite par la taille du système de compression ( $x_1$ ). Le volume de stockage, quant à lui, a une faible contribution tant collectivement qu'individuellement sur la valeur du taux d'importation du réseau. Il en est de même pour le taux d'exportation (Figure 4.7.b), mais pour ce dernier, la contribution globale du débit volumique ( $x_1$ ) est supérieure à celui de la puissance installée ( $x_3$ ). La contribution du volume du réservoir de stockage ( $x_2$ ) reste faible, mais non négligeable en ce sens que les

indicateurs restent cependant dépendant de celui-ci. Le rendement du système de stockage (Figure 4.7.c) suit une évolution similaire aux deux autres nombres adimensionnels.

### 2.2.3. Évolution des indicateurs de performance

La figure 4.8 représente l'évolution du taux d'importation électrique, du taux d'exportation et du rendement de stockage en fonction du débit volumique et du volume de stockage pour une puissance PV installée de 10 kWc. Cette figure montre que pour cette configuration, le système étudié se situe dans quatre principales zones. Pour un débit volumique inférieur à 25 m<sup>3</sup>/h (zone A) on observe une diminution progressive de 65 % à 55 % et de 40 % à 25 % respectivement du taux d'importation et du taux d'exportation quand le volume de stockage augmente. Dans cette zone, le rendement de stockage atteint son maximum à environ 60 %. Dans la zone B, on observe toujours la diminution du taux d'importation (jusqu'à environ 20 %) et du taux d'exportation (jusqu'à environ 40 %) et le rendement de stockage reste quasi constant dans cette zone (environ 50 %). Dans la zone C, bien que le rendement demeure constant, le taux d'importation et le taux d'exportation atteignent leurs minima respectifs. Ces valeurs du taux d'importation et d'exportation recommencent à augmenter en fonction du débit volumique et du volume de stockage dans la zone D et le rendement reste quasi constant pour des variations significatives du débit volumique et du volume de stockage.

En fixant le débit volumique du système à 10 m<sup>3</sup>/h (relativement faible) et en faisant varier la puissance installée ainsi que le volume de stockage on obtient l'évolution des trois indicateurs représentés sur la figure 4.9. Ainsi on observe principalement deux zones : dans la première (zone A), le taux d'importation et le taux d'exportation évoluent en sens inverse (respectivement décroissante et croissante) et le rendement varie très peu (de 50 à environ 60 %) pour des valeurs significatives de la puissance installée (> 1 kWc environ). Dans la zone B, on observe toujours les mêmes évolutions, mais avec une forte pente, le taux d'importation atteint un minimum d'environ 30 % pour une installation PV de 20 kWc et le taux d'exportation atteint un maximum de 70 % au même moment. Dans cette zone, le rendement de stockage est d'environ 50 % pour des volumes inférieurs 40 m<sup>3</sup> et d'environ 60 % pour des volumes de stockage supérieurs.

L'analyse de ces courbes montre que le taux d'importation et le taux d'exportation varient dans le même sens pour une puissance PV fixée, et dans le sens contraire pour un débit volumique fixé. Quant au rendement de stockage, il est quasi constant sur la majeure partie des points de fonctionnement et proche de la valeur nulle aux extrémités des variables. Ces

évolutions des courbes montrent que l'obtention d'un éventuel point optimal de fonctionnement doit se faire sur la base de compromis entre les indicateurs, car ceux-ci n'évoluent pas forcément dans le même sens.

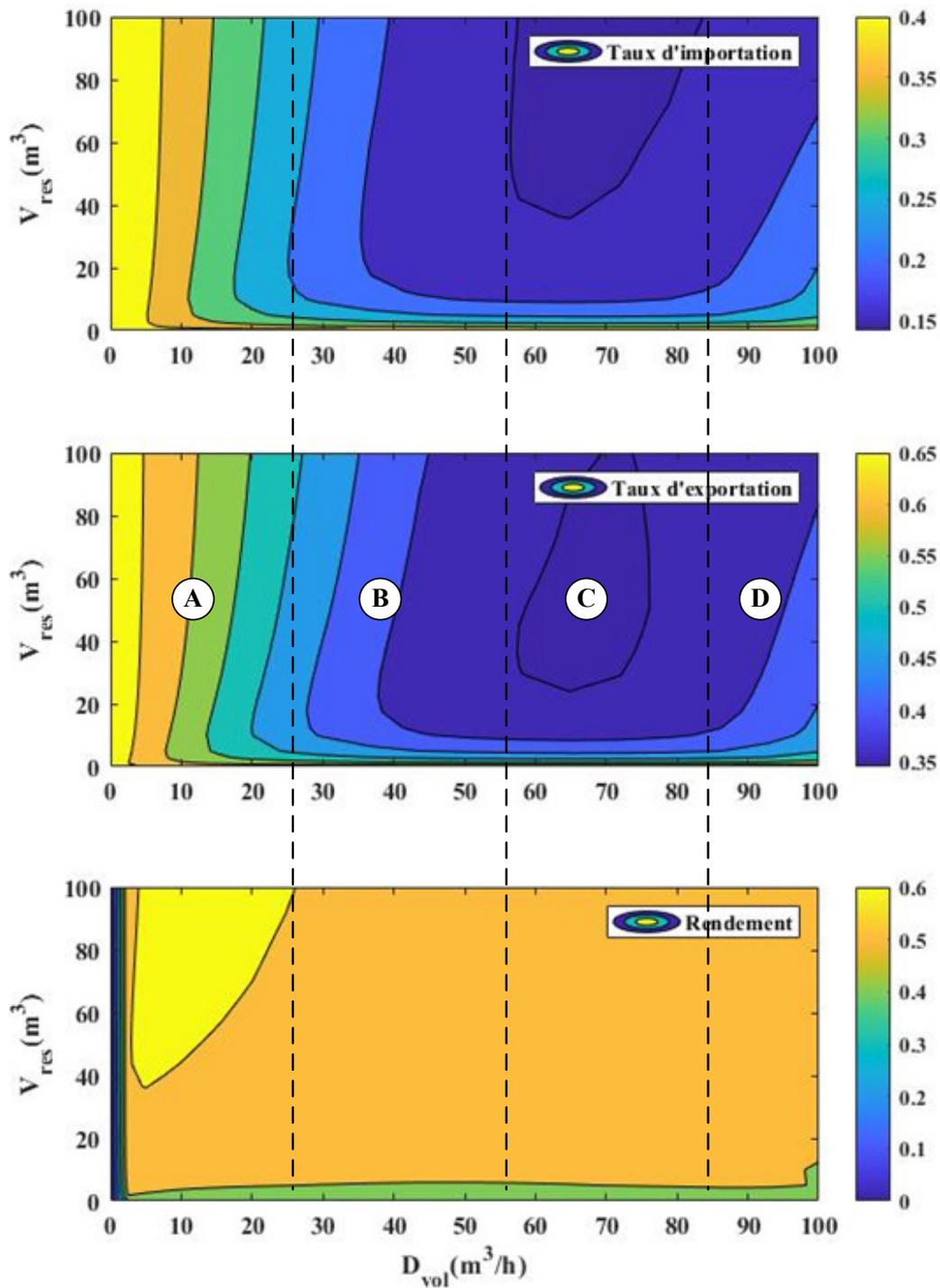


Figure 4.8 : Évolution des indicateurs de performance en fonction du débit volumique et du volume du réservoir pour une puissance installée de 10 kWc

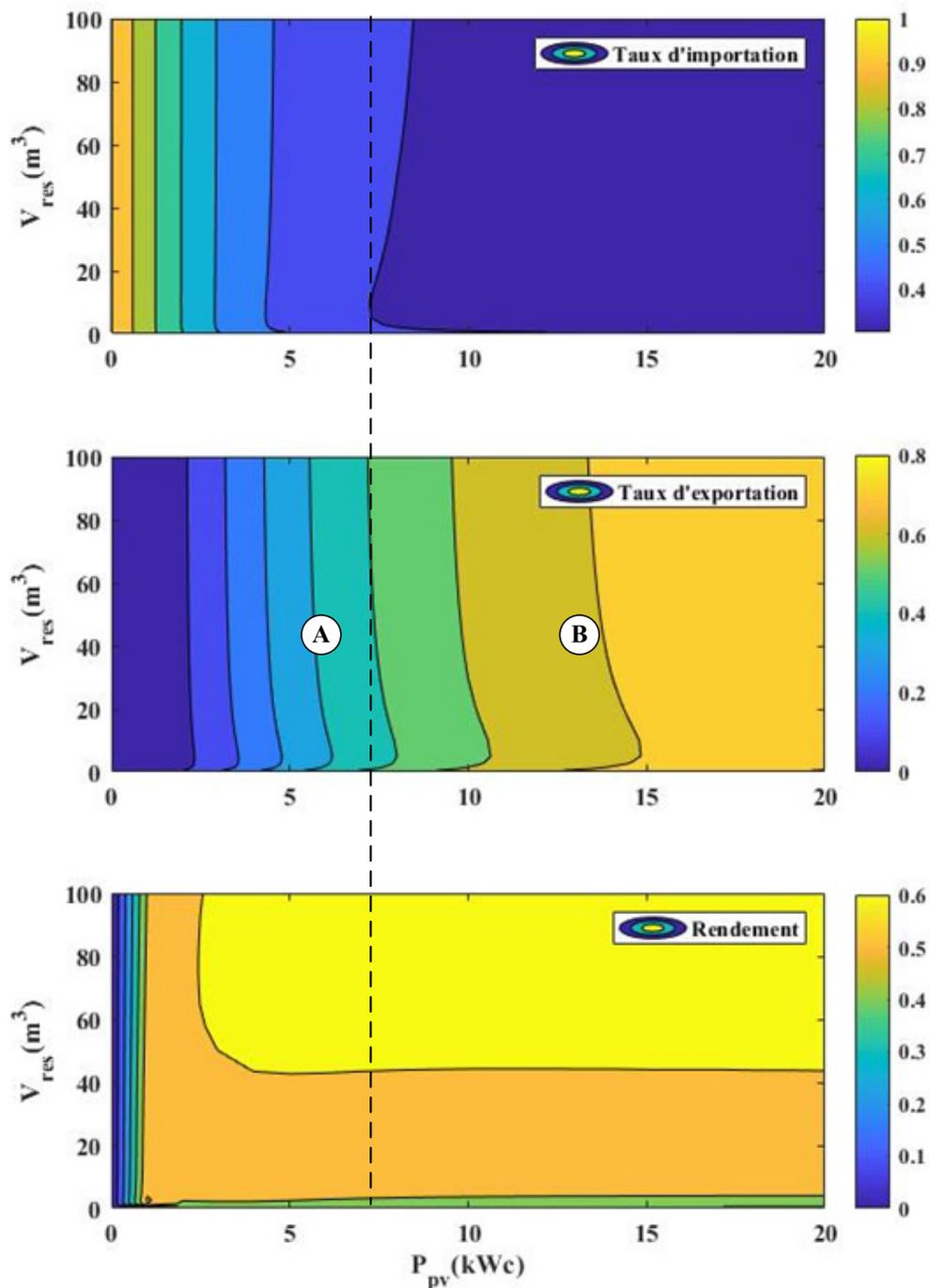


Figure 4.9 : Évolution des indicateurs de performance en fonction de la puissance installée et du volume du réservoir pour un débit volumique de 10 m3/h

### 3. Optimisation du système

L'optimisation est indispensable pour la conception de systèmes qui regroupent plusieurs composants qui interagissent entre eux sous certaines contraintes. Selon Hajji [102], la conception optimale comporte quatre grandes étapes :

- L'étude du cahier de charges (Analyse de contraintes)
- La formulation du problème (fonction objectif)
- La méthode de résolution du problème (choix d'algorithme)
- L'exploitation et l'interprétation des résultats obtenus

### 3.1. Les variables de conception ou variable de décision

Les paramètres de conception ou variables de décision sont des facteurs contrôlés qui permettent d'influencer les performances du système. Ils peuvent être d'une part quantitatifs ou qualitatifs et d'autre part continus ou discrets. Le choix des paramètres dépend de leur influence sur les résultats attendus. Dans notre cas il s'agit des variables  $x_1$ ,  $x_2$ ,  $x_3$  qui correspondent respectivement au débit volumique du compresseur, au volume du réservoir et à la puissance du champ photovoltaïque installée. La détermination de ces trois valeurs permet le dimensionnement de notre système de stockage à air comprimé pour un fonctionnement optimisé.

### 3.2. Les contraintes liées au fonctionnement du système

Dans la plupart des cas, le fonctionnement d'un système obéit à un certain nombre de règles, et aussi les tailles des différents composants peuvent avoir des limites pour des raisons techniques, d'esthétique ou de coût. Ces éventuelles contraintes doivent être ajoutées pour s'assurer de la validité de la modélisation retenue et de son bon fonctionnement. Aussi, la présence ou non des contraintes dans un problème et leur type (égalité, inégalité, linéaire ou non linéaire) influence le choix du type d'algorithme d'optimisation à adopter. Dans le cadre de ce dimensionnement optimal, nos principales contraintes constituent les bornes inférieures et les bornes supérieures des variables de décision (Tableau 4.13), les autres contraintes et conditions de fonctionnement sont déjà précisées dans les scénarios, et font partie intégrante de notre modèle.

### 3.3. Construction de la fonction objectif

Le terme **fonction objectif** est utilisé en optimisation mathématique pour désigner une fonction qui sert de critère pour déterminer la meilleure solution à un problème d'optimisation. Concrètement, elle associe une valeur à une instance d'un problème d'optimisation. Le but du problème d'optimisation est alors de minimiser ou de maximiser cette fonction jusqu'à l'optimum, par différents procédés (algorithme d'optimisation). Dans le cas d'un problème à

objectif unique, le choix de ladite fonction est évident et aisé, ce qui n'est pas le cas dans le cas d'un problème multi objectif à objectifs parfois diverge.

En effet, dans notre cas, nous voulons à travers l'optimisation améliorer à la fois l'autoproduction, l'autoconsommation, et le rendement, car l'amélioration de ces trois indicateurs entraîne automatiquement une augmentation de l'autonomie du bâtiment vis-à-vis du réseau électrique. Rappelons que les ces trois indicateurs sont définis respectivement de la manière suivante :

- L'autoproduction : 
$$\tau_{pd} = \frac{E_{pv/bt} + E_{tb}}{E_{bt}} = 1 - \tau_{bt/im}$$
- L'autoconsommation : 
$$\tau_{cs} = \frac{E_{pv/bt} + E_{cp}}{E_{pv}} = 1 - \tau_{pv/ex}$$
- Le rendement : 
$$\eta_{st} = \frac{E_{tb}}{E_{cp}}$$

On remarque d'après ces équations que maximiser l'autoproduction et maximiser l'autoconsommation revient à minimiser respectivement le taux d'importation et le taux d'exportation. Ainsi, une solution qui satisfait à ces deux minimums coïncidera donc avec un point de moindres interactions du système avec le réseau électrique. Ces indicateurs étant tous directement ou indirectement fonction de la production du système de stockage à air comprimé, nous allons donc observer l'évolution de ces derniers en fonction des variables de dimensionnement en vue de mettre en oeuvre une fonction objectif de compromis ou des fonctions objectifs en fonction des priorités données à tels ou tels indicateurs. On peut donc construire une fonction objectif de plusieurs manières :

- La construction d'une fonction objectif basée uniquement sur le taux d'importation :  $f_1(x_1, x_2, x_3) = \tau_{bt/im}(x_1, x_2, x_3)$  L'optimisation faite sur la base de cette fonction objectif aura l'avantage de l'obtention d'un minimum possible d'importation de la part du réseau quitte à augmenter considérablement la taille du champ PV et ainsi de ne pas obtenir un minimum d'exportation.
- La construction d'une fonction objectif basée uniquement sur le taux d'exportation :  $f_2(x_1, x_2, x_3) = \tau_{pv/ex}(x_1, x_2, x_3)$  cela aura l'effet strictement symétrique au cas

précédent, c'est-à-dire un point où le taux d'exportation est minimal, mais qui admet encore une proportion d'énergie importée importante.

- La construction d'une fonction objectif basée uniquement sur le rendement de stockage :  $f_3(x_1, x_2, x_3) = 1 - \eta_{st}(x_1, x_2, x_3)$  dans ce cas on aura l'avantage de conduire à un point de fonctionnement où le rendement est maximal, mais avec l'inconvénient qu'à ce point, l'apport du système de stockage peut être quasiment négligeable et se traduit par un fort taux d'importation et d'exportation (mauvais taux d'autoproduction et d'autoconsommation).

Au regard de ces différentes possibilités de fonction objectif pour l'optimisation du système construit, il est évident que le choix de la fonction doit se faire selon les attentes du concepteur. Ainsi, nous nous proposons d'introduire une fonction qui prend en compte tous les cas cités précédemment et ainsi de procéder par une optimisation multi objectifs. Cela consiste à construire la fonction objectif à partir des sous-fonctions  $f_1$ ,  $f_2$ , et  $f_3$ . Selon Marler et. al [103] plusieurs approches de résolution des problèmes d'optimisation multi objectifs existent, parmi lesquelles celle qui consiste à effectuer une combinaison linéaire des sous fonctions objectifs. Ainsi, la fonction objectif principal pour un problème à  $n$  sous fonctions objectifs est donc définie par :

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \alpha_i f_i(x) \quad (4.8)$$

Où les  $\alpha_i$  représentent des coefficients de pondération traduisant la priorité des fonctions objectifs à optimiser. Ainsi dans notre cas, la fonction objectif, regroupant les trois indicateurs de performance est définie par :

$$f(x) = \alpha_1 \tau_{bt/im}(x) + \alpha_2 \tau_{pv/ex}(x) + \alpha_3 (1 - \eta_{st}(x)) \quad (4.9)$$

Nous choisissons les mêmes valeurs pour les coefficients ( $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = 1$ ) ce qui signifie que nous ne donnons pas de priorité à l'une des sorties du modèle à optimiser par rapport aux autres, le résultat trouvé est ainsi un compromis entre les trois indicateurs. La figure 4.10 représente l'évolution de la fonction objectif ainsi constituée en fonction du débit volumique et du volume de stockage et pour une puissance installée de 10 kWc. Cette courbe montre l'existence d'un potentiel point optimal de fonctionnement.

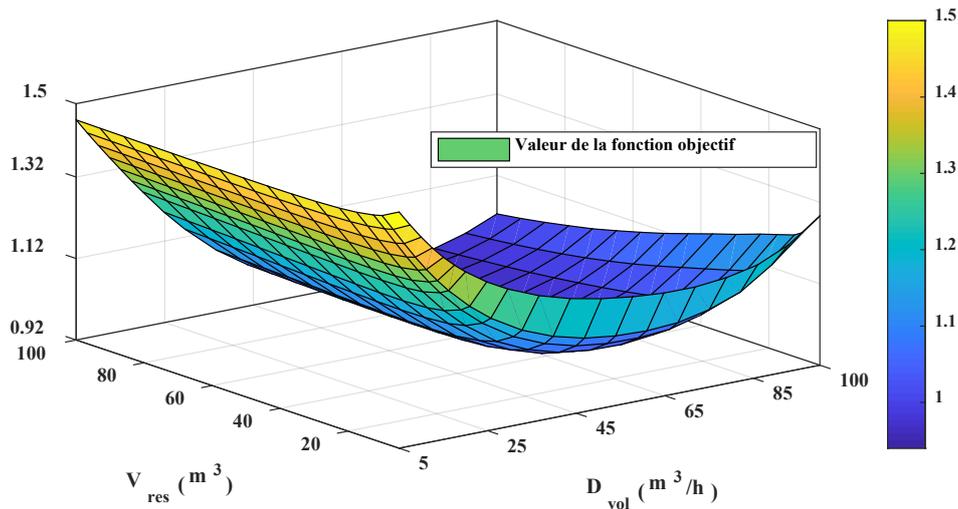


Figure 4.10 : Évolution de la fonction objectif construite en fonction du débit volumique et du volume pour une puissance installée de 10 kWc

### 3.4. Résolution du problème : méthodes d'optimisation

#### 3.4.1. Différentes méthodes d'optimisation

Sans être exhaustifs, nous présenterons les différentes méthodes d'optimisation utilisées dans le domaine du dimensionnement optimal, et nous expliquerons un peu plus la méthode retenue dans le cadre de cette étude.

Il existe essentiellement deux familles de méthodes d'optimisation qui sont :

- Les méthodes déterministes
- Les méthodes stochastiques

Les méthodes déterministes sont des méthodes qui nécessitent en général une étape préliminaire de localisation des extrêmes locaux de la fonction à optimiser. Elle s'appuie sur le calcul qui peut être fait d'une direction de recherche, généralement liée au gradient de la fonction considérée par rapport aux paramètres de conception du dispositif. Il est donc indispensable de savoir à priori la localisation et le nombre d'éventuel minima et maxima locaux. Dans le cas d'optima multiples, les méthodes déterministes s'arrêtent sur le premier minimum rencontré. Cette localisation des extrêmes peut aussi être faite par exemple par discrétisation fine de l'espace de recherche. La fonction à optimiser est évaluée en chaque point de l'espace de recherche. Ainsi les méthodes déterministes ne sont adaptées que dans le cas restreint où la solution initiale est proche de l'optimum recherché [104] . Ces méthodes déterministes peuvent être subdivisées en plusieurs sous classe comme le montre la figure 4.11.

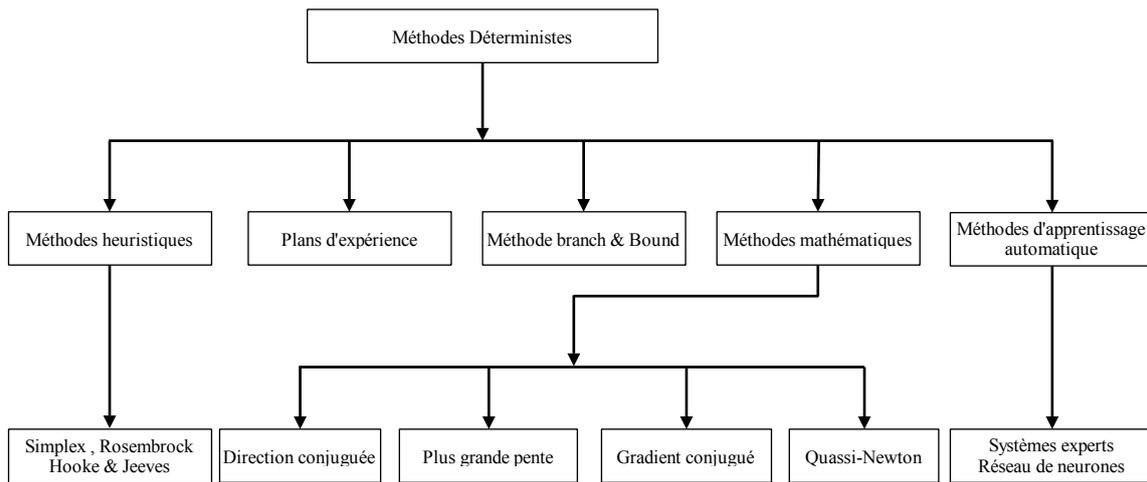


Figure 4.11 : Classification des méthodes d'optimisation déterministes

À l'opposé des méthodes déterministes, les méthodes stochastiques consistent à localiser les solutions optimales sans passer par les dérivées des fonctions objectifs. Leur principe consiste à travailler avec un ensemble de solutions puis à les faire évoluer à partir des règles heuristiques et probabilistes. Contrairement à la plupart des méthodes déterministes, elles ne nécessitent ni point de départ, ni la connaissance du gradient de la fonction objectif pour atteindre la solution optimale. Cependant, elles demandent un nombre important d'évaluations de la fonction objectif. Les méthodes stochastiques les plus utilisées sont entre autres les méthodes évolutionnistes (comme l'algorithme génétique, le recuit simulé, la recherche taboue ou encore la méthode Monte-Carlo : figure 4.12)

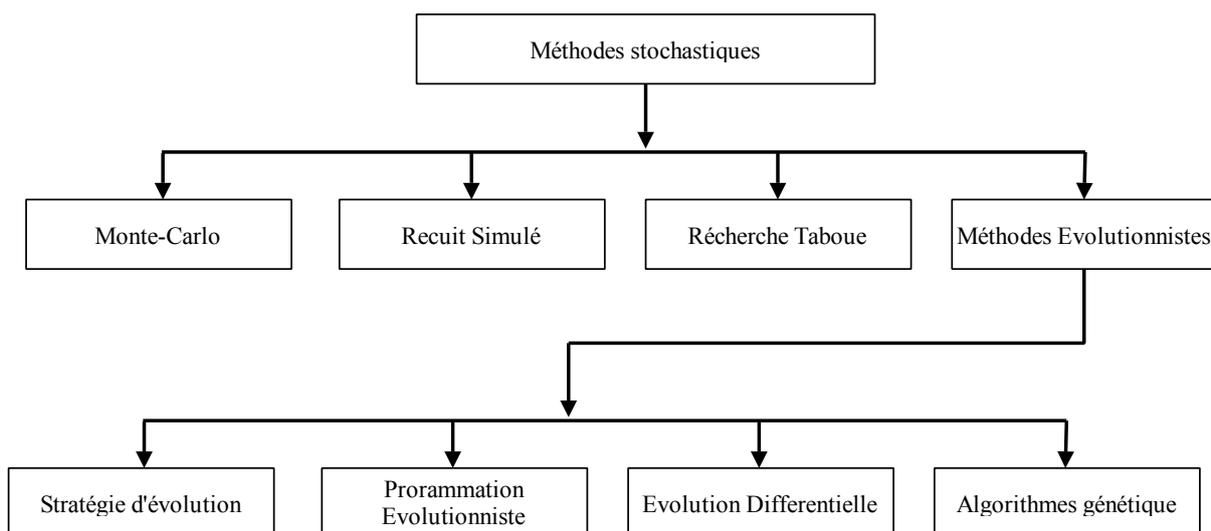


Figure 4.12: Classification des méthodes d'optimisation stochastiques

### 3.4.2. Choix de la méthode à utiliser

Nous avons exploré les différentes méthodes d'optimisation existantes pour pouvoir faire un choix judicieux pour la conception optimale de notre système de stockage à air comprimé. Dans la plupart des cas, les méthodes déterministes sont utilisées pour la résolution des problèmes simple d'optimisation. Mais comme indiqué dans la section précédente, la majorité de ces méthodes requière le calcul du gradient et a priori notre fonction n'est pas connue explicitement et en plus elle n'en est pas forcément continue. En outre, l'utilisation de ces méthodes ne garantit pas une solution globale en ce sens qu'elles s'arrêtent généralement au premier minimum local trouvé.

Quant aux méthodes stochastiques, elles semblent pouvoir répondre à notre problème, mais elles peuvent demander un nombre important d'évaluations de la fonction objectif, ce qui induit des temps de calcul de plusieurs jours étant donné que dans notre cas, l'évaluation de la fonction objectif requiert un temps important.

Au regard de la présence des inconvénients des chaque méthode d'optimisation, nous choisissons d'utiliser la méthode de simplexe dite de Nelder-Mead [105] qui dans sa version classique a l'inconvénient de s'appliquer aux variables sans bornes et à des problèmes sans contrainte et s'arrête lorsqu'un minimum local est trouvé. Mais, pour surmonter ces inconvénients, Luersen [106] propose une extension de cette méthode, l'adaptant à des problèmes avec contraintes, à variables bornées, et permettant d'aboutir à un optimum global et non local comme la méthode classique, cette méthode est nommée: «the Globalized and Bounded Nelder Mead (GBNM) method.» Nous utiliserons donc cette méthode pour l'optimisation du système de stockage à air comprimé.

### 3.4.3. Méthode de Nelder-Mead classique

La méthode de minimisation classique de Nelder-Mead est basée sur la comparaison des valeurs d'une fonction objectif représentée par les  $(n+1)$  sommets d'un vertex général, dans un espace à  $n$  dimensions, où  $n$  est le nombre de variables à optimiser. La position des sommets du vertex se modifie à travers des opérations de réflexion, d'expansion et de contraction, ou de rétrécissement comme le montre la Figure 4.13, en modifiant la position du sommet ayant la plus grande valeur de la fonction objectif par un autre somme de fonction objectif plus petite. Le nouveau sommet est alors gardé ou rejeté en fonction de la valeur de sa fonction objectif.

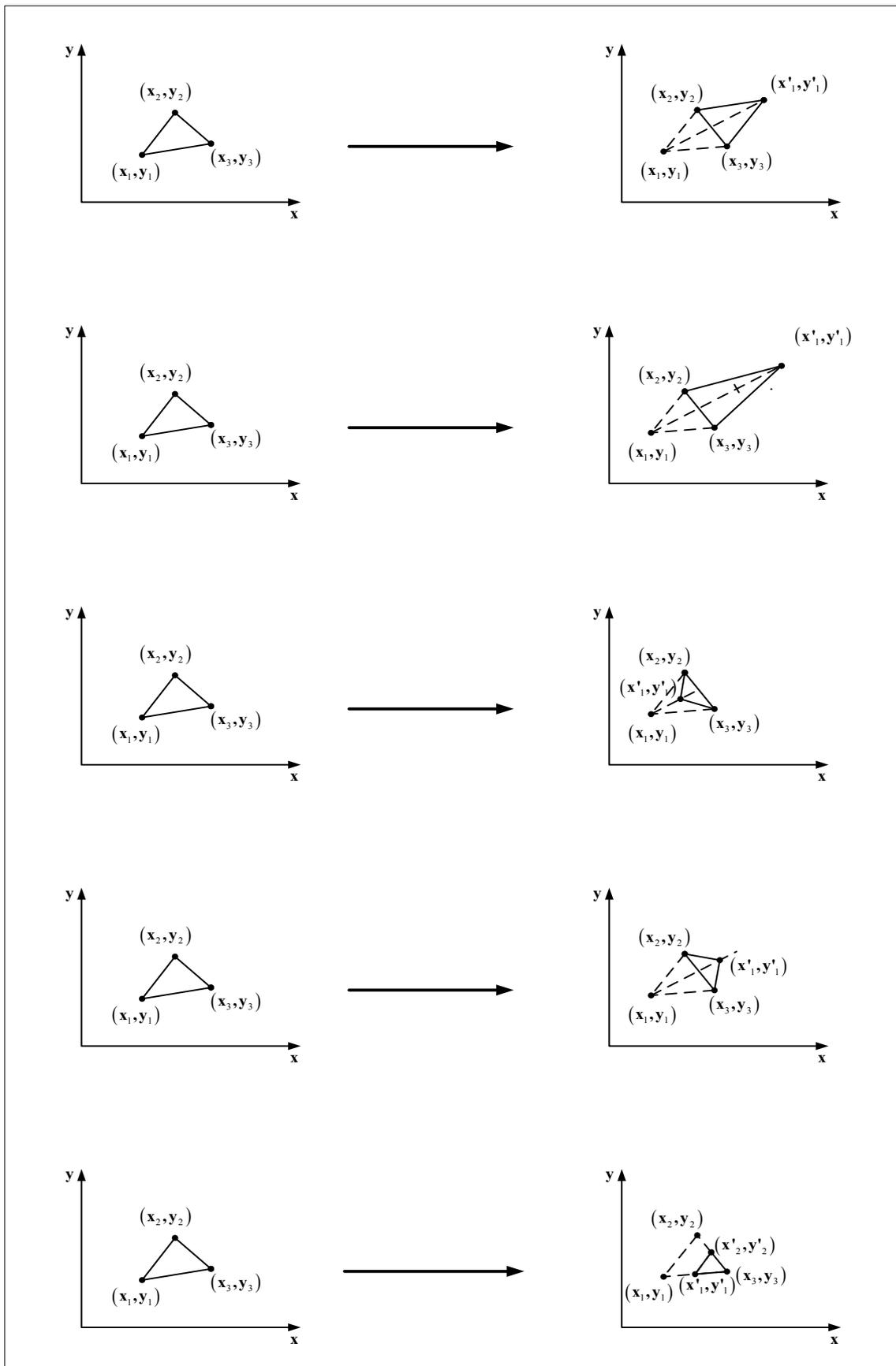


Figure 4.13 : Méthode de calcul des points du simplexe

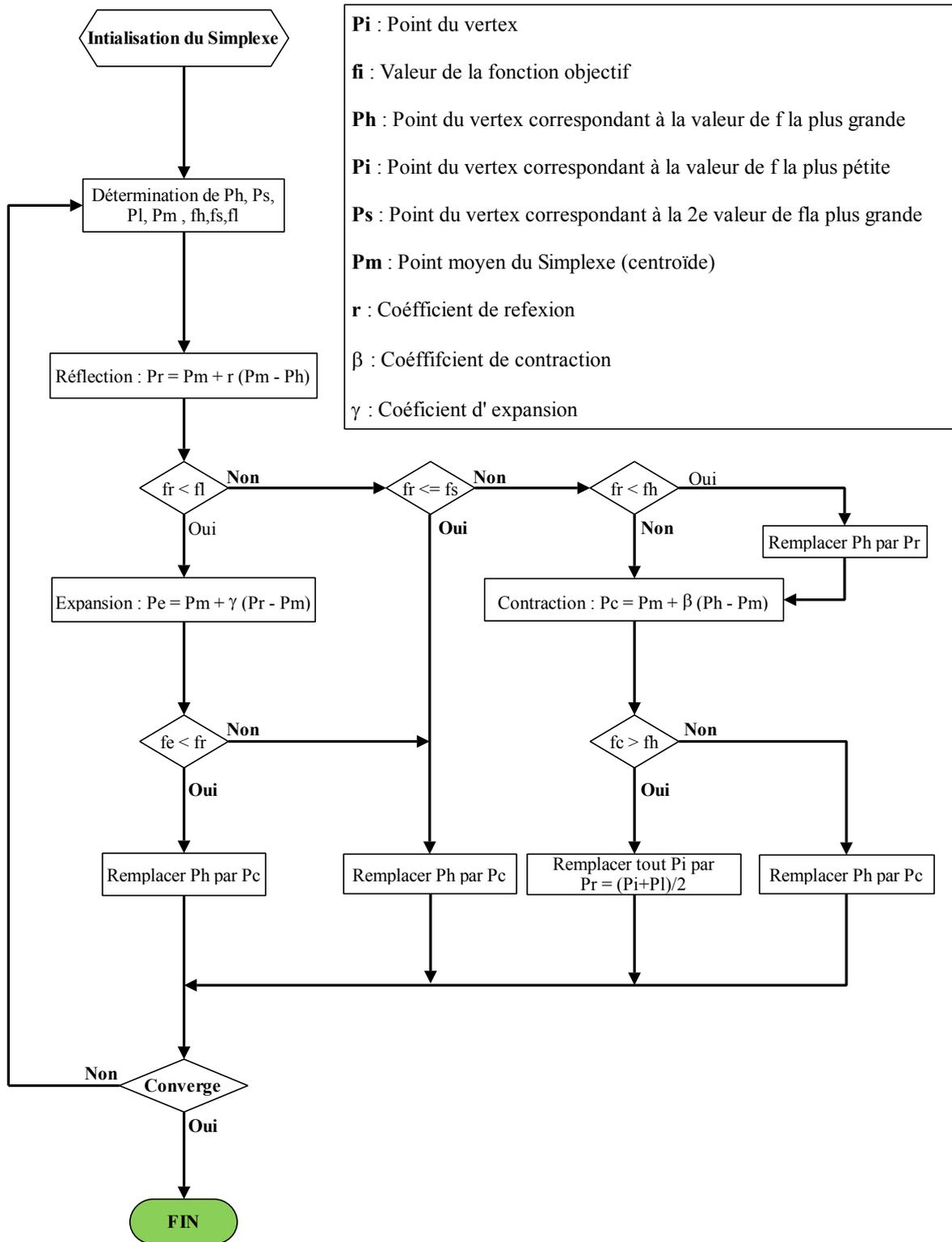


Figure 4.14 : Algorithme de la méthode simplex classique

On note  $f(x_i, y_i)$ , la valeur de la fonction objectif au sommet  $i$  du vertex. Pour toutes les opérations présentées sur la Figure 4.14, on suppose que  $f(x_3, y_3) < f(x_2, y_2) < f(x_1, y_1)$ . Ainsi, dans cette illustration, le sommet  $P_1$ , de coordonnées  $(x_1, y_1)$  dispose de la valeur de la fonction

objectif la plus élevée. C'est ce sommet qu'on va chercher à modifier pour aboutir à un nouveau sommet dont la valeur de la fonction objectif sera meilleure.

A contrario, le sommet  $P_3$ , de coordonnées  $(x_3, y_3)$  dispose de la valeur de la fonction objectif la plus faible, et donc la meilleure. Suivant le résultat de cette modification, le nouveau sommet est accepté ou rejeté en fonction de la valeur de sa fonction objectif.

#### 3.4.4. Méthode du simplexe borné et globalisé

Dans la version classique de la méthode, le premier sommet du vertex initial (point initial) peut être fourni par l'utilisateur. Les autres sommets peuvent être définis à partir de celui, en sommant une longueur en chaque direction des  $n$  coordonnées :

$$x_i = x_0 + ae_i \quad (4.10)$$

Avec  $x_0$  qui représente le point initial,  $a$  la taille initiale et  $e_i$  le vecteur de base canonique dans la  $i^{\text{e}}$  direction. En 1985, Haftka & Gürdal [107] proposent une autre équation pour positionner les sommets d'un simplexe de taille  $a$  et pour un point initial  $x_0$ .

$$x_i = x_0 + pe_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n qe_k \quad (4.11)$$

Avec :

$$p = \frac{a}{n\sqrt{2}}(\sqrt{n+1} + n - 1) \text{ et } q = \frac{a}{n\sqrt{2}}(\sqrt{n+1} - 1) \quad (4.12)$$

Comme nous sommes dans un cas de conception, il est évident que nous sommes souvent limités par la faisabilité technique d'un composant du fait de sa taille ou du fait de son coût. Il faut donc pouvoir limiter les intervalles dans lesquels nous cherchons à dimensionner le système. Pour prendre en compte les bornes de variables, dans la version globalisée de la méthode de simplexe, on introduit la projection sur les bornes pour les points qui sortent des bornes fixées. En effet, pour les points 1, ...,  $n$ , le projeté  $x^p$  de  $x$  sur les bornes des données par :

$$\begin{cases} x_i^p = x_i^{\min} & \text{si } x_i < x_i^{\min} \\ x_i^p = x_i^{\max} & \text{si } x_i > x_i^{\max} \\ x_i^p = x_i & \text{si non} \end{cases} \quad (4.13)$$

Selon les cas, la projection peut intervenir après les étapes de réflexion ou d'expansion. Une conséquence de la projection sur les bornes est que le vertex peut dégénérer dans l'hyperplan des bornes actives. Si le vertex a convergé avec des bornes actives, on peut soit avoir convergé vers un minimum local, soit avoir convergé vers un minimum dégénéré, c'est-à-dire un minimum dans l'hyperplan de dégénérescence. Usuellement, en programmation mathématique, les fonctions et contraintes sont considérées comme différentiables et l'optimum local est vérifié sous la forme des conditions de Karush, Kuhn et Tucker [106,108,109]. Ici cependant, on considère des fonctions pas nécessairement différentiables. En guise de test, le long des contraintes, un redémarrage est réalisé à partir d'un petit vertex au point de convergence. Si la recherche retourne au même point, il s'agit d'un minimum local sur les bornes et vice-versa. Remarquons que la taille du petit vertex est un peu plus grande que la tolérance utilisée comme critère d'arrêt [110]. Si le point de convergence avec bornes actives est un minimum dégénéré, la recherche continue vers un autre minimum.

### 3.4.5. Globalisation de la méthode de Nelder-Mead

Un inconvénient de la méthode classique de Nelder-Mead est qu'elle peut aboutir à un minimum local. Pour des fonctions ayant plusieurs minima, le point sur lequel l'algorithme converge dépend du point initial, de la taille initiale du vertex, et des paramètres de l'algorithme (coefficients d'expansion, de contraction et de réflexion). L'algorithme de Nelder-Mead, comme tous les algorithmes à convergence locale, peut être rendu global par réinitialisation selon Voudouris [111] et Huyer & Neumaier [112]. Pour l'algorithme de Nelder-Mead, la réinitialisation signifie qu'un vertex est construit à partir d'un nouveau point initial en utilisant l'équation 4.14. La taille initiale a du vertex varie aussi aléatoirement dans un intervalle (2 à 10% de la plus petite dimension du domaine) [106] :

$$a = \text{random}(0.02, 0.10) \times (x_i^{\max} - x_i^{\min}) \quad (4.14)$$

Le nouveau point initial peut être choisi aléatoirement (réinitialisation aléatoire) ou sa génération peut être biaisée de manière à ne pas retourner dans des bassins déjà visités (réinitialisation probabiliste). La réinitialisation probabiliste utilise une densité de la probabilité

de ne pas avoir échantillonné un point. Parmi les points choisis aléatoirement, celui ayant la plus faible probabilité d'avoir été échantillonné devient le nouveau point initial. Chaque fois qu'un minimum est trouvé, on l'enregistre. La procédure se termine quand le nombre d'appels de la fonction coût atteint un maximum fixé par l'utilisateur.

Connaissant un certain nombre de points déjà explorés, on estime la probabilité d'avoir échantillonné un point  $\mathbf{x}$  par une méthode de fenêtres de Parzen gaussiennes. En effet la probabilité qu'un point soit échantillonné est donné par :

$$P(\mathbf{x}) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N p(\mathbf{x}) \quad (4.15)$$

Avec  $N$  qui désigne le nombre de points déjà échantillonnés

En faisant l'estimation de  $p(\mathbf{x})$  par noyaux gaussiens (Parzen, estimation non paramétrique),  $P_i$  est la fonction densité de probabilité normale multidimensionnelle donnée par :

$$P_i(\mathbf{x}) = \frac{1}{(2\pi)^{n/2} \times (\det(\Sigma))^{1/2}} \text{Exp} \left( -\frac{1}{2} (\mathbf{x} - \mathbf{x}_i)^T \Sigma^{-1} (\mathbf{x} - \mathbf{x}_i) \right) \quad (4.16)$$

Avec :

$$\Sigma = \begin{pmatrix} \sigma_1^2 & & 0 \\ & \ddots & \\ 0 & & \sigma_n^2 \end{pmatrix} \quad (4.17)$$

Où  $n$  représente la dimension (nombre de variables à optimiser) de la matrice de la covariance  $\Sigma$  et les  $\sigma_j$  définis part :

$$\sigma_j = \alpha (x_j^{\max} - x_j^{\min}) \quad (4.18)$$

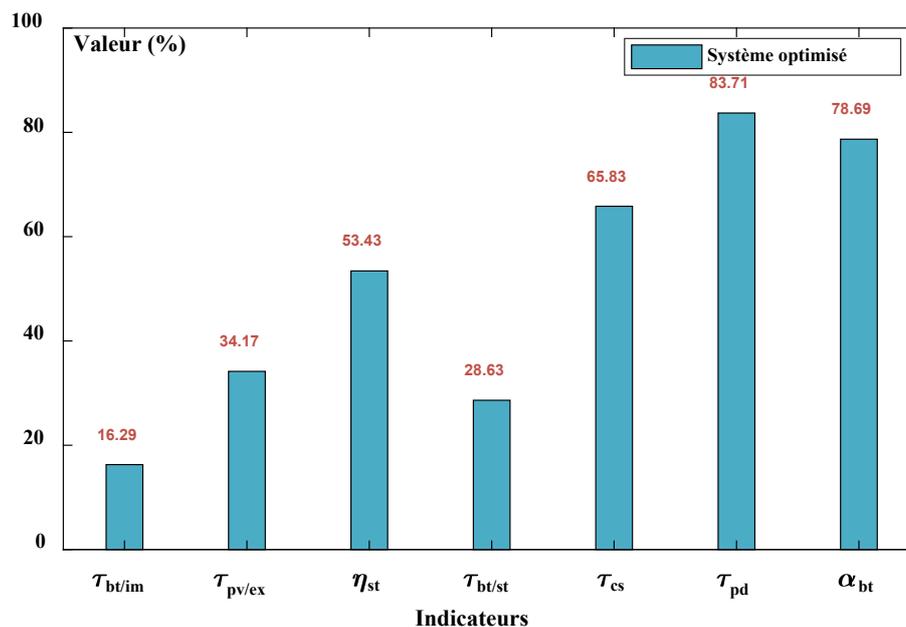
Où  $\alpha$  est un paramètre de contrôle,  $x_j^{\max}$  et  $x_j^{\min}$  désigne les bornes de la direction  $j$ .

### 3.5. Implémentation de l’algorithme et résultats d’optimisation

En appliquant la méthode d’optimisation simplex détaillée précédemment et en utilisant les mêmes données climatiques et de consommation ainsi que les autres paramètres de calcul du chapitre 3, nous obtenons les résultats d’optimisation consignés dans le tableau 4.5. L’optimisation est faite sur cette première configuration du système de compression composé d’une seule branche de compresseur à vitesse fixe (**config.1**). La Figure 4.15 montre l’ensemble des indicateurs obtenus après cette optimisation.

**Tableau 4.4 : Résultats d’optimisation**

Paramètres optimaux	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$f(x)$
	Débit volumique balayé	Volume du réservoir	Puissance PV installée	Valeur fonction
Unités	$m^3 \cdot h^{-1}$	$m^3$	kWc	<b>0.97</b>
Valeurs optimales	<b>72.66</b>	<b>65.12</b>	<b>9.62</b>	
Plage de variation	0-100	0.5-100	0-20	



**Figure 4.15 : Indicateurs de performance pour un système optimisé**

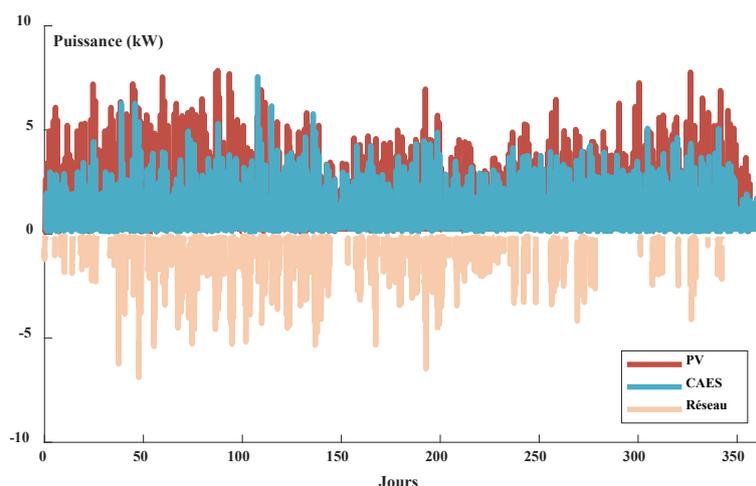
Au point de fonctionnement optimal caractérisé par un débit volumique de 72.15 m<sup>3</sup>/h, un volume de stockage de 65.12 m<sup>3</sup> et une puissance installée de 9.62 kWc, nous obtenons un taux d’importation minimum de 16.29 %, un taux d’exportation de 34.17 % et un rendement de stockage de 53.43%. Pour cette configuration optimale, l’autoconsommation et

l'autoproduction du système sont respectivement maintenant de 65.83 % et 83.71 %. Ce qui offre au bâtiment une autonomie annuelle d'environ 78.69 % au lieu de 50.63%

Le rendement de stockage trouvé après optimisation peut être comparé aux résultats de certains travaux issus de la littérature qui donnent un ordre de grandeur compris entre 40 et 65 % [50,91,113] et qui traitent du stockage à grande échelle. Dans notre cas, il s'agit d'un système de beaucoup plus petite taille (une dizaine de kilowatt) et doté d'une dynamique plus importante, mais qui ne semble pas affecter les performances globales du système.

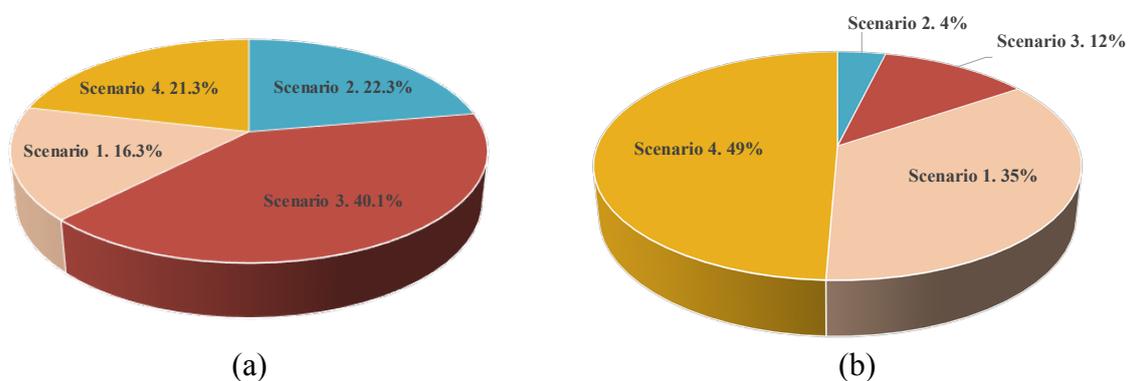
### 4. Conclusion

Ce chapitre, au travers de l'étude de sensibilité paramétrique, nous a permis de montrer que la pression maximale, pour peu qu'elle soit supérieure à 100 bars n'avait pas d'influence sur les résultats de simulation à l'échelle d'une année. Les trois paramètres clefs restants ont fait l'objet d'une analyse de sensibilité qui a montré la présence d'optimums possibles. La mise en œuvre d'une technique d'optimisation basée sur le simplexe nous a permis de trouver un point de fonctionnement optimal et d'en dimensionner les composants. La recherche a été menée sur la base d'une fonction multi objectifs reposant sur la maximisation du rendement énergétique du système et la minimisation conjointe de l'importation et de l'exportation. Pour illustrer différemment les résultats obtenus, la figure 4.16 représente la manière dont le bâtiment est alimenté au cours de l'année à l'aide du champ PV, du réseau électrique et du système de stockage à air comprimé.



**Figure 4.16 : Evolution des puissances alimentant le bâtiment au cours d'une année de simulation pour un système optimisé**

Cette figure permet de se rendre compte de l'apport significatif du CAES à l'alimentation du bâtiment (28.63 %) au détriment du réseau qui est moins sollicité (16.29 %). Cette figure est à comparer avec la figure 3.24 du chapitre 3. La part du PV donnée au bâtiment étant prioritaire, elle reste inchangée entre les deux cas. C'est par contre, la part du stockage qui augmente de façon significative du fait de l'optimisation, au détriment d'une importation plus faible en provenance du réseau électrique (augmentation de l'autonomie). Ces remarques sont également perceptibles sur la figure 4.17a où est représentée la répartition des occurrences des différents scénarios Elle est à comparer à la même figure obtenue avant l'optimisation au chapitre 3 (figure 3.17b).



**Figure 4.17 : Répartition des scénarios rencontrés lors de la simulation annuelle après l'optimisation (a) et avant l'optimisation (b)**

Globalement, le temps consacré au fonctionnement de la turbine (CAES) a presque été multiplié par quatre (scenario 3) tandis que le temps d'importation au réseau a été divisé par deux (scenario 4).

**Chapitre 5 – Simulation d'autres architectures de système de stockage à air comprimé**

## 1. Introduction

Jusqu'ici, le système de compression utilisé pour la simulation est constitué d'un seul compresseur à vitesse non variable. La limite de cette configuration est qu'il arrive que le reste de la production photovoltaïque soit exportée vers le réseau électrique, soit parce que le compresseur n'est pas en mesure de fonctionner parce que la puissance disponible est inférieure à la puissance nominale sollicitée, ou parce que le compresseur doit être obligatoirement à l'arrêt pour éviter des démarrages intempestifs. Pour réduire l'impact de ces deux contraintes sur le fonctionnement du système de compression, nous introduisons dans ce chapitre deux nouvelles configurations du système de compression. En effet, une façon de pallier ces inconvénients consiste à envisager un système de compression composé de plusieurs compresseurs en parallèle. Ainsi, nous simulerons dans un premier temps un système composé de plusieurs branches de compression (deux dans notre cas) à fonctionnement alternatif ou simultané et dans un second temps un compresseur à puissance variable pouvant fonctionner avec une plus large plage de puissance, avec pour avantage d'utiliser au maximum le reste de la production PV pour stocker au lieu de l'exporter.

En plus, les simulations du système de stockage à air comprimé que nous avons effectuée jusqu'à présent sont faites sans action particulière concernant l'aspect thermique (chaleur issue de la compression). En effet, la chaleur produite lors de la compression est cédée à l'air comprimé, puis stockée au même titre que la pression et est utilisée directement lors de la détente. Ceci a pour inconvénient de soumettre le compresseur à des contraintes de fonctionnement extrêmes (températures de l'ordre de 200 à 400 °C) et d'augmenter les déperditions thermiques du réservoir vers l'extérieur. Néanmoins, concernant ce dernier point, il est un peu moins critique que dans des utilisations à long terme ou saisonnières du CAES (exemple de Huntfort) du fait d'un stockage/déstockage d'énergie à l'échelle de l'heure. Pour pallier cela, nous avons intégré un système permettant de séparer et de stocker la chaleur issue de la compression dans un réservoir dédié. Les différentes solutions proposées dans la littérature s'appliquent difficilement dans notre cas où les phases de stockage et de déstockage peuvent être séparées de quelques minutes, rendant difficile une gestion des fluides caloporteurs (marche arrêt des pompes) et induisant une consommation supplémentaire de la part de ces organes. Nous avons opté pour un stockage statique décrit ci-après et assorti de son modèle.

## 2. Simulation d'autres configurations du système de compression

Dans cette partie, nous comparons les résultats de simulation obtenus sur la base de la configuration du chapitre 4 (**config. 1**) composé d'un seul compresseur de puissance non variable aux autres configurations.

### 2.1. Système de compression multi branche

Nous envisageons ainsi le système constitué de deux branches de compression comme le montre la figure 5.1 (**config. 2**). Les branches de compression peuvent fonctionner seules, ou simultanément en fonction des critères imposés dans le chapitre 2. La première branche de compression est constituée d'un compresseur de débit volumique  $D_{vol}$  et la seconde à une valeur de débit volumique de moitié c'est-à-dire de  $D_{vol} / 2$ . Ainsi, en fonction des situations, le système de compression peut fonctionner avec les débits volumiques suivants :

- $D_{vol} / 2$  si la première branche fonctionne seule (1/3 de la puissance nominale) ;
- $D_{vol}$  si la seconde branche fonctionne seule (2/3 de la puissance nominale) ;
- $D_{vol} + D_{vol} / 2$  si les deux branches fonctionnent simultanément (puissance nominale).

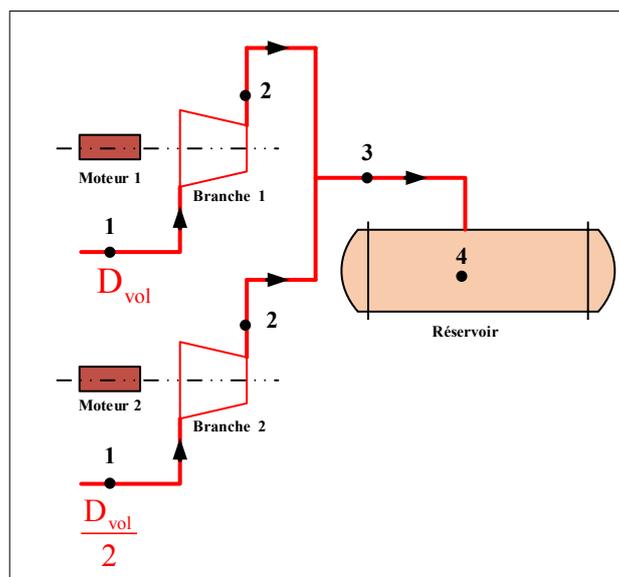


Figure 5.1 : Configuration du système de compression à deux branches

Une nouvelle optimisation est effectuée pour déterminer la taille idéale du compresseur de chaque branche d'une part et d'autre part celle du volume de stockage et du champ photovoltaïque à installer. Les résultats optimaux d'optimisation sont consignés dans le tableau 5.1.

**Tableau 5.1 : Résultats d'optimisation (config. 2)**

Paramètres optimaux		$x_1$	$x_2$	$x_3$	$f(x)$
		Débit volumique balayé	Volume du réservoir	Puissance PV installée	Valeur fonction
Unités		$m^3.h^{-1}$	$m^3$	kWc	-
Valeurs optimales	<b>Branche 1</b>	63.86	68.77	10.18	0.88
	<b>Branche 2</b>	31.93			
	<b>Branche 1 &amp; 2</b>	95.79			
Plage de variation		0-100	0.5-100	0-20	-

## 2.2. Compresseur à vitesse variable

Dans cette partie, nous envisageons un compresseur d'air à vitesse variable qui a l'avantage de pouvoir ajuster automatiquement son régime à la demande d'air (**config. 3**). Nous voulons le dimensionner pour pouvoir fonctionner avec le maximum possible du reste de la production photovoltaïque. Un compresseur à vitesse variable peut fonctionner pour une puissance comprise entre 30 et 100 % de sa puissance nominale. Certes, pour une puissance inférieure à la puissance nominale la masse d'air comprimée sera inférieure, mais on pourra utiliser le compresseur plus souvent pour diminuer la part de l'énergie exportée au réseau. Les critères de fonctionnement du compresseur définis dans le chapitre 2 restent inchangés, sauf que la puissance de fonctionnement est maintenant comprise dans l'intervalle précédemment décrit et le débit d'air comprimé automatiquement recalculé. Les résultats d'optimisation obtenus à partir de cette configuration sont représentés dans le tableau 5.2.

**Tableau 5.2 : Résultats d'optimisation (config. 3)**

Paramètres optimaux		$x_1$	$x_2$	$x_3$	$f(x)$
		Débit volumique balayé	Volume du réservoir	Puissance PV installée	Valeur fonction
Unités		$m^3.h^{-1}$	$m^3$	kWc	-
Valeurs optimales		<b>80.15</b>	<b>67.21</b>	<b>9.79</b>	<b>0.75</b>
Plage de variation		0-100	0.5-100	0-20	-

### 2.3. Analyse et interprétation des différentes configurations

L'optimisation des trois configurations permet d'obtenir les différents indicateurs de performance représentés sur la figure 5.2 et les temps de fonctionnement annuel du compresseur et de la turbine sont représentés sur la figure 5.3. La figure 5.4 récapitule l'ensemble des variables optimales et la valeur de la fonction objectif pour chaque configuration.

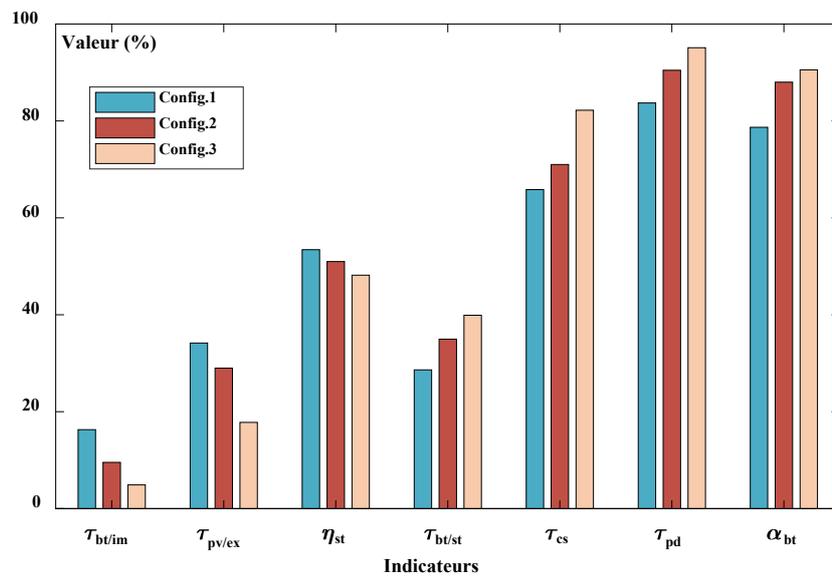


Figure 5.2 : Indicateurs de performance en fonction de la configuration du système de compression

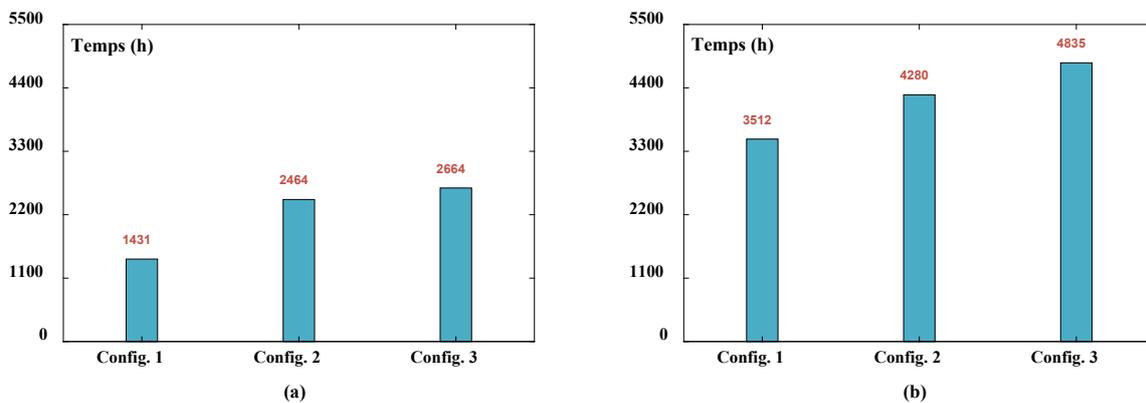
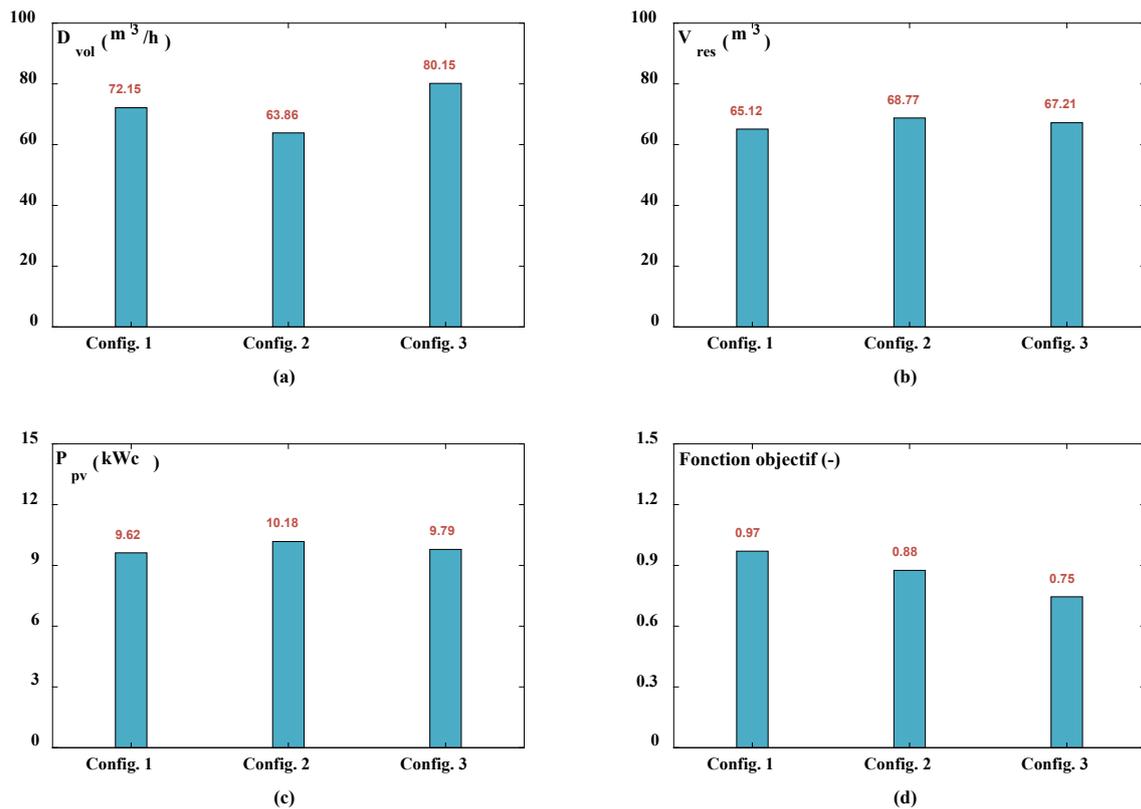


Figure 5.3 : Temps de fonctionnement annuel du compresseur (a) et de la turbine (b) en fonction des configurations



**Figure 5.4 : Résultats d'optimisation des trois configurations : Débit volumique (a), volume de stockage (b), puissance installée (c), fonction objectif (d)**

Pour un système de compression constitué de deux branches, on remarque une amélioration significative de l'ensemble des indicateurs à l'exception du rendement de stockage qui diminue légèrement (1%). L'avantage de cette configuration par rapport à la configuration de référence (**config.1**) est qu'elle permet d'augmenter le temps de fonctionnement du compresseur (de 1431 à 2464 h) comme le montre la figure 5.3. Cela augmente du même coup la quantité d'énergie stockée et par conséquent la contribution du CAES à l'alimentation du bâtiment. Ceci se traduit pour les indicateurs par une diminution du taux d'importation, une diminution du taux d'exportation et l'augmentation du taux de couverture des charges du bâtiment par le système de stockage à air comprimé.

La situation est encore meilleure dans le cas d'un compresseur à puissance variable, où il se comporte comme une succession de plusieurs compresseurs plus petits montés en parallèle. Ainsi, il fonctionne encore beaucoup plus souvent, atteignant plus de 2664 h annuelle. Tous les indicateurs énergétiques sont meilleurs pour cette configuration malgré une légère baisse du rendement de stockage (2%).

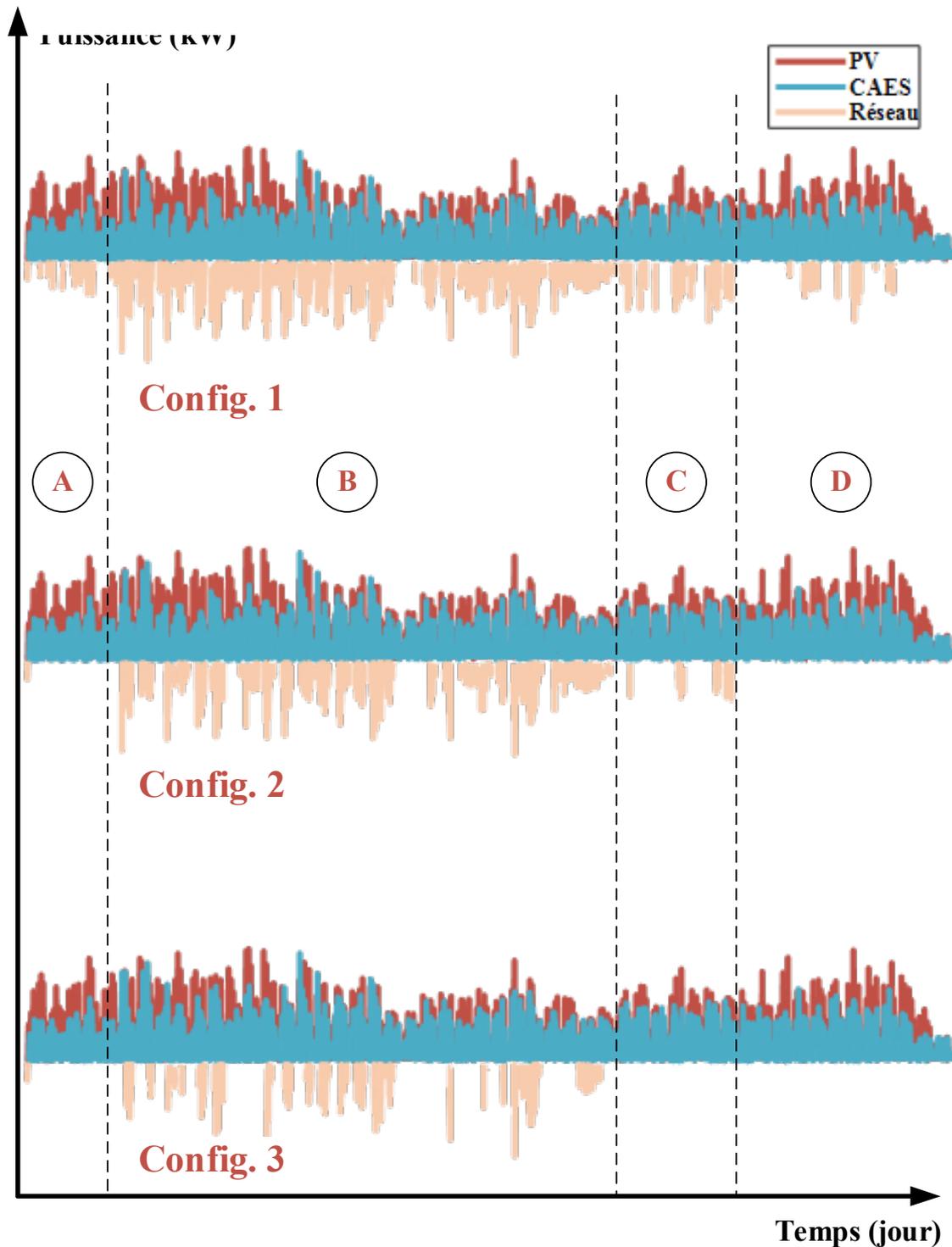


Figure 5.5 :

La figure 5.5 montre les différentes sollicitations du réseau électrique pour l'alimentation du bâtiment au cours d'une année de fonctionnement pour les trois configurations étudiées et on remarque principalement quatre zones. Pendant la première période de simulation (Zone A), la configuration 2 et 3 permettent d'assurer l'autonomie du bâtiment sans l'intervention du réseau, ce qui n'est pas le cas pour la configuration 1 qui requiert la contribution du réseau de

façon intermittente pendant toute l'année (toutes les zones). Dans la zone B, le réseau est fréquemment sollicité pour alimenter le bâtiment, quelle que soit la configuration. Dans la zone C, la configuration 2 ne fait appel au réseau que quelque fois, tandis que durant cette période et la période couvrant la zone D, le bâtiment reste autonome (alimenté seulement par le PV et le CAES) pour la configuration 3. Cette figure permet de rendre compte de la période de l'année durant laquelle le système de stockage à air comprimé contribue plus ou moins à l'alimentation des charges en fonction de la configuration du module de compression.

### 3. Intégration du stockage thermique

#### 3.1. Récupération et stockage de la chaleur de compression

Le système de stockage à air comprimé intégrant un stockage séparé de chaleur que nous envisageons à étudier est représenté par la figure 5.6. Pendant la phase de stockage, avant la sortie du système de compression, l'air comprimé est refroidi par un échangeur intercalé entre les différents étages de compression par le biais d'un fluide caloporteur. Ce fluide est ensuite transféré vers le réservoir de stockage thermique où cette chaleur est transmise au fluide de stockage. L'air ainsi refroidi est stocké dans le réservoir d'air comprimé à une température plus faible, ce qui limite d'une part la déperdition thermique avec le milieu ambiant et d'autre part des problèmes de sécurité de l'installation. Lors de la phase de détente, l'air tiède et sous pression est envoyé vers le réservoir de stockage thermique où il est réchauffé par le fluide chaud précédemment stocké pendant la phase de chargement. Cet air chauffé est ensuite envoyé à la turbine pour produire de l'électricité.

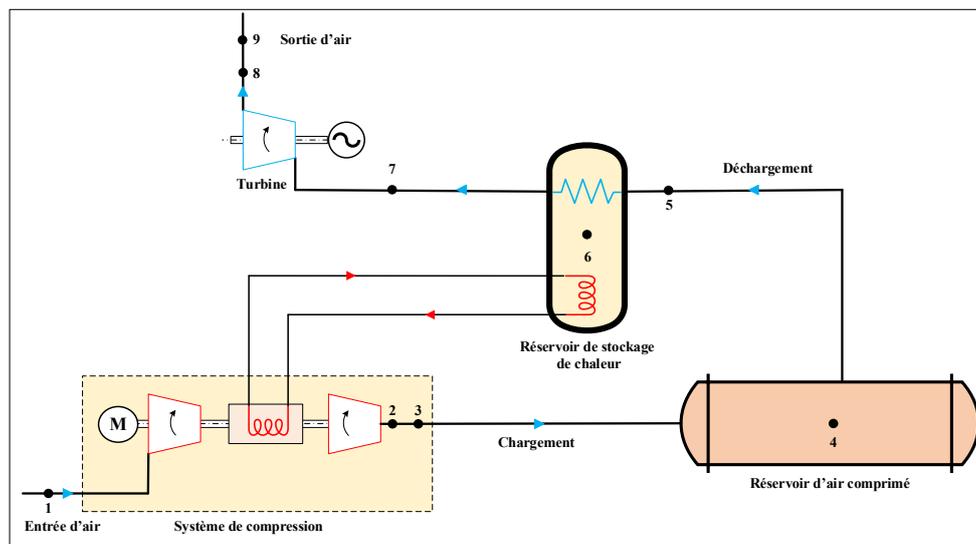


Figure 5.6 : Intégration d'un réservoir de stockage thermique

### 3.2. Modélisation de l'intégration thermique

Pour le stockage de chaleur, nous utilisons un réservoir de forme cylindrique et isolé pour minimiser les déperditions thermiques pendant le stockage comme dans le cas de la modélisation du réservoir de stockage à air comprimé comme dans le chapitre 2. Le débit massique du compresseur est déterminé en fonction de la taille du compresseur et le débit massique de la turbine s'adapte à celui de la demande du bâtiment. Les scénarios de fonctionnement sont les mêmes que dans la première configuration (chapitre 3). Les parties du système concernant le stockage thermique ainsi que les points caractéristiques du fluide de stockage et de l'air sont représentés par les figures 5.7.

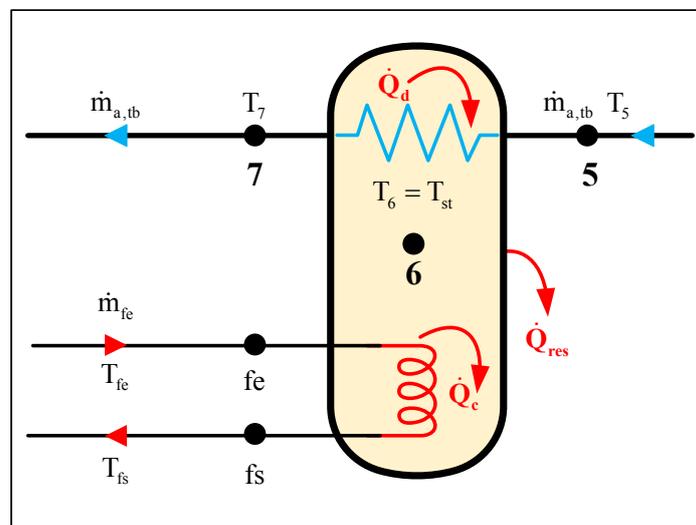


Figure 5.7 : Réservoir de stockage thermique

À tout instant du fonctionnement du système, l'équation de conservation de l'énergie dans le réservoir de stockage thermique s'écrit comme suit :

$$\frac{dU_{st}}{dt} = \dot{Q}_c + \dot{Q}_d + \dot{Q}_{res} \quad (5.1)$$

Où  $U_{st}$  représente l'énergie totale stockée dans le réservoir thermique,  $V_{res}$  le volume du réservoir de stockage thermique.  $\dot{Q}_c$  représente la chaleur reçue lors de la compression au fluide caloporteur,  $\dot{Q}_d$  désigne la chaleur puisée dans le réservoir pour réchauffer venant du réservoir d'air comprimé l'air pour entrer dans la turbine. Enfin,  $\dot{Q}_{res}$  représente la déperdition thermique entre le réservoir de stockage de chaleur et le milieu extérieur.

- **Détermination de la chaleur  $\dot{Q}_c$**

La chaleur  $\dot{Q}_c$  transmise du fluide caloporteur vers le réservoir s'écrit :

$$\dot{Q}_c = \varepsilon_c \dot{m}_f c_{p,f} (T_{fe} - T_{fs}) \quad (5.2)$$

Avec  $\dot{m}_f$  et  $c_{p,f}$  qui désignent respectivement le débit massique et de la capacité calorifique à pression constante du fluide caloporteur à la sortie du compresseur,  $\varepsilon_c$  représente l'efficacité de l'échangeur. Pour calculer la température de sortie du réservoir de stockage thermique, on utilise la méthode de dimensionnement des échangeurs de chaleur. Utilisant donc cette méthode, nous pouvons calculer la chaleur  $\dot{Q}_c$  sans connaître la température de sortie  $T_{fs}$  utilisant l'expression donnant l'efficacité  $\varepsilon_c$ .

La proportion de la chaleur récupérable transmise au fluide peut s'écrire :

$$\dot{Q}_c = \alpha_c \dot{W}_{cp} \quad (5.3)$$

Avec  $\alpha_c$  qui représente la proportion de chaleur récupérable pendant la compression. Lors de la compression, nous supposons un fonctionnement quasi idéal où une partie de la puissance consommée est récupérée [114]. Ainsi, la quantité de chaleur restante  $\dot{Q}_a$  est une fraction de la puissance consommée et vaut donc :

$$\dot{Q}_a = (1 - \alpha) \dot{W}_{cp} = \dot{m}_a (h_s - h_1) \quad (5.4)$$

Ou  $h_s$  représente l'enthalpie spécifique de l'air comprimé entrant dans le réservoir de stockage. À partir de la valeur  $h_s$  et en supposant une perte de charge négligeable, nous pouvons déterminer aisément les valeurs des autres variables et fonctions d'état de l'air à l'entrée du réservoir.

- **Détermination de la chaleur  $\dot{Q}_d$**

Par un raisonnement analogue à celui de la compression, nous calculons la chaleur transmise à l'air froid par la chaleur du réservoir de stockage thermique  $\dot{Q}_d$  de la façon suivante :

$$\dot{Q}_d = \varepsilon_d \dot{m}_{t,a} c_{p,a} (T_{st} - T_5) \quad (5.5)$$

Avec  $\dot{m}_{t,a}$  qui désigne le débit massique de l'air demandé par la turbine. Après la résolution de l'équation différentielle donnant  $T_{st}$ , on détermine la valeur  $\dot{Q}_d$  à cet instant,  $\varepsilon_d$  représente l'efficacité de l'échangeur.

• **Détermination de la chaleur échangée avec l'extérieur  $\dot{Q}_{res}$**

Les pertes thermiques du réservoir de stockage thermique dépendent de la surface extérieure du réservoir  $S_{res}$  et du coefficient global d'échange extérieur  $U_{res}$ . Nous considérons un réservoir isolé thermiquement. Cette déperdition thermique s'exprime par :

$$\dot{Q}_{res} = U_{res} A_{res} (T_{ext} - T_{st}) \quad (5.6)$$

Ces trois quantités de chaleur de chaleur font intervenir trois produits US totalisant l'intensité du transfert de chaleur. Pour les évaluer nous avons opté pour une technologie à tubes si bien que l'expression de Churchill et Bernstein [115] a été systématiquement utilisée.

$$Nu = 0.30 + \frac{0.62 Re^{1/2} Pr^{1/3}}{\left[1 + (0.4 Pr)^{2/3}\right]^{1/4}} \left[1 + \left(\frac{Re}{282000}\right)^{5/8}\right]^{4/5} \quad (5.7)$$

Avec  $Pr$  qui désigne le nombre de Prandtl et  $Re$  le nombre de Reynolds. Du côté du fluide dans le réservoir, il est soumis à la convection naturelle et nous avons opté pour la relation de Churchill et Chu [116]. Dans cette équation on a :

- $Pr = \frac{c_p \mu}{\lambda}$  qui désigne le nombre de *Prandtl* ;
- $G_r = \frac{g \beta \Delta T D^3 \rho^2}{\mu^2}$  qui s'appelle le nombre de *Grashof*;
- $R_a = Pr \times G_r$  qui représente le nombre de *Rayleigh*

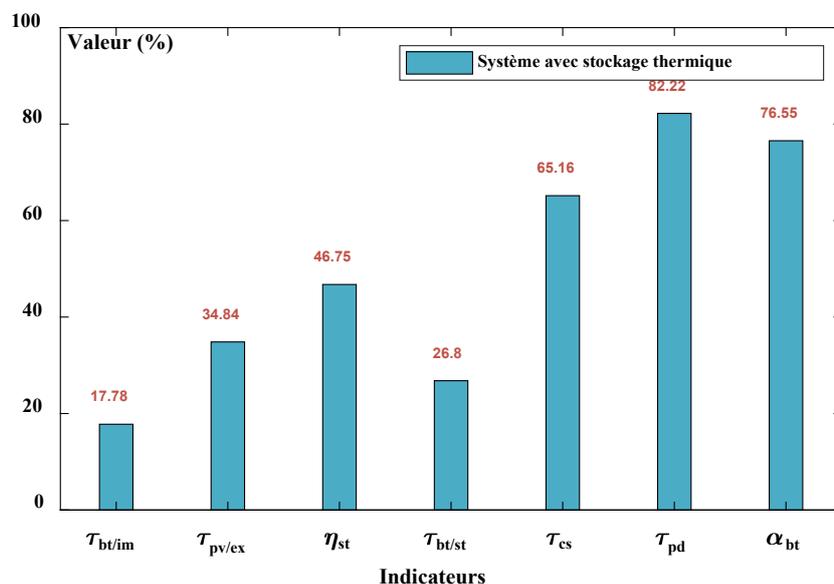
Le transfert dans les tubes a été également intégré au travers de la conduction du matériau utilisé. Le calcul des efficacités qui tient compte du NUT lui-même dépendant des produits US a été effectué en considérant la technologie multitubulaire.

### 3.3. Simulation du système équipé de stockage thermique

En vue d'évaluer l'impact de l'intégration du stockage thermique dans le système, nous effectuons une optimisation à l'image des autres configurations étudiées précédemment. Les autres données indispensables au calcul restent inchangées. Le réservoir de stockage thermique est fixé à 1 m<sup>3</sup>. Le fluide de stockage est du **Pirobloc HTF-MINERAL** [117] dont la température de fonctionnement se situe entre 0 et 340 °C avec une capacité calorifique massique de 2900 J/kg/K et une masse volumique de 700 kg/m<sup>3</sup> et le réservoir possède une isolation de 5 mm. Les résultats d'optimisation sont consignés dans le tableau 5.3 et la figue 5.8 récapitule les principaux indicateurs de performances obtenus.

**Tableau 5.3 : Résultats d'optimisation pour un système muni d'un récupérateur de chaleur**

Paramètres optimaux	x <sub>1</sub>	x <sub>2</sub>	x <sub>3</sub>	f(x)
	Débit volumique balayé	Volume du réservoir	Puissance PV installée	Valeur fonction
Unités	m <sup>3</sup> .h <sup>-1</sup>	m <sup>3</sup>	kWc	
Valeurs optimales	<b>74.03</b>	<b>69.77</b>	<b>10.09</b>	<b>1.03</b>
Plage de variation	0-100	0.5-100	0-20	



**Figure 5.8 : Indicateurs de performance pour un système muni d'un récupérateur de chaleur**

Les résultats des indicateurs de performance trouvés pour ce système muni d'un stockage thermique par récupération de chaleur de compression montrent que théoriquement, le stockage d'air comprimé avec sa chaleur issue de la compression est une meilleure option pour améliorer certaines performances comme le rendement de stockage (qui passe de 53 % à 47 % pour le système avec récupération de chaleur). Par conséquent les indicateurs de performance

connaissent une légère diminution globale, de l'ordre de 10 % pour le rendement, et 1.2 % et 2.4 % respectivement pour l'autoproduction et l'autoconsommation. Bien que plus réaliste, les résultats sont globalement moins performants dans ce cas que dans la configuration de référence (**config. 1**) où le stockage de chaleur était idéal. Néanmoins, cela reste relativement faible pour la plupart des indicateurs à l'exception du rendement de stockage, ce qui est normal pour les CAES.

## 4. Stockage thermique muni de résistance électrique

### 4.1. Système avec compresseur à puissance fixe

Le rendement de stockage n'est pas amélioré par la récupération de chaleur, car la chaleur récupérable par le biais des échangeurs de chaleur subit encore des pertes. Pour augmenter la quantité de chaleur stockée pendant la compression et dans le but de pouvoir utiliser la quasi-totalité de la production PV pour l'amélioration des conditions de fonctionnement du système, nous considérons le système de stockage initial étudié dans les chapitres précédents et nous y ajoutons une résistance électrique placée à l'entrée du système de détente. Comme représenté sur la figure 5.9. Cette résistance électrique est alimentée par l'excédent de la production photovoltaïque après l'alimentation du bâtiment et éventuellement du compresseur.

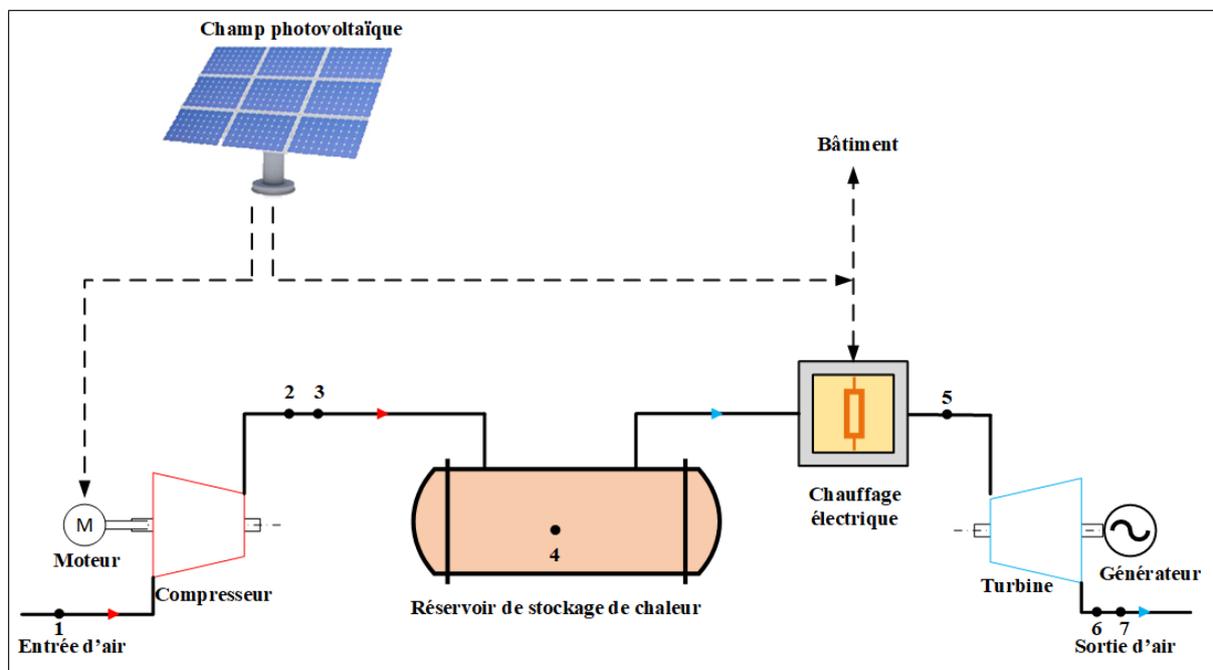
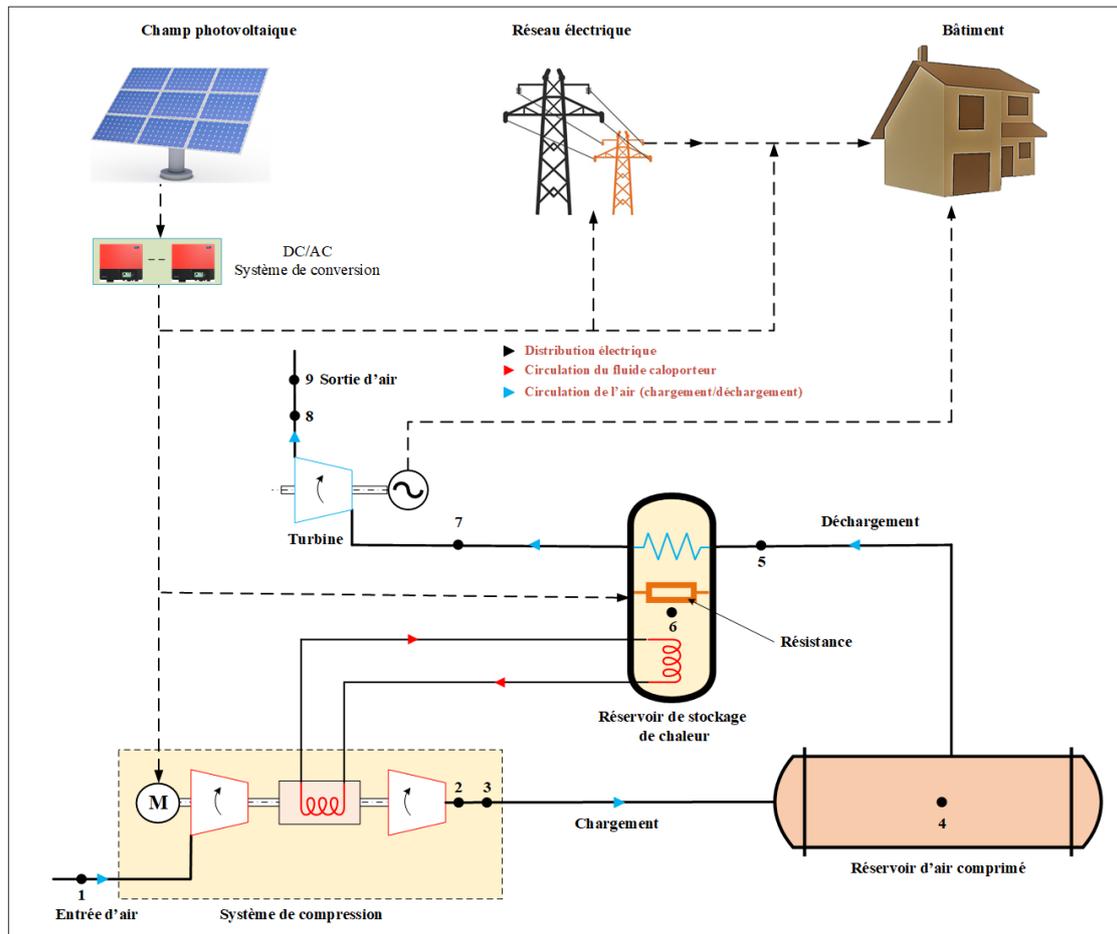


Figure 5.9 : Configuration du système muni d'une résistance électrique

Pour simplifier la configuration du système à air comprimé muni d'un stockage thermique par récupération de chaleur de compression et comportant une résistance chauffante, nous nous proposons de fusionner les deux configurations figure 5.6 et 5.9) et le système ainsi décrit est schématisé sur la Figure 5.10. La résistance électrique contribuera au stockage thermique et par conséquent, il n'y aura plus d'énergie à exporter.



**Figure 5.10 : Configuration du système muni d'un récupérateur de chaleur et d'une résistance électrique**

La modélisation du stockage thermique reste identique que précédemment, seulement dans l'équation 5.1 de conservation d'énergie, nous y ajoutons la puissance électrique ( $\dot{Q}_{\text{elc}}$ ) alimentant la résistance. Cette équation devient :

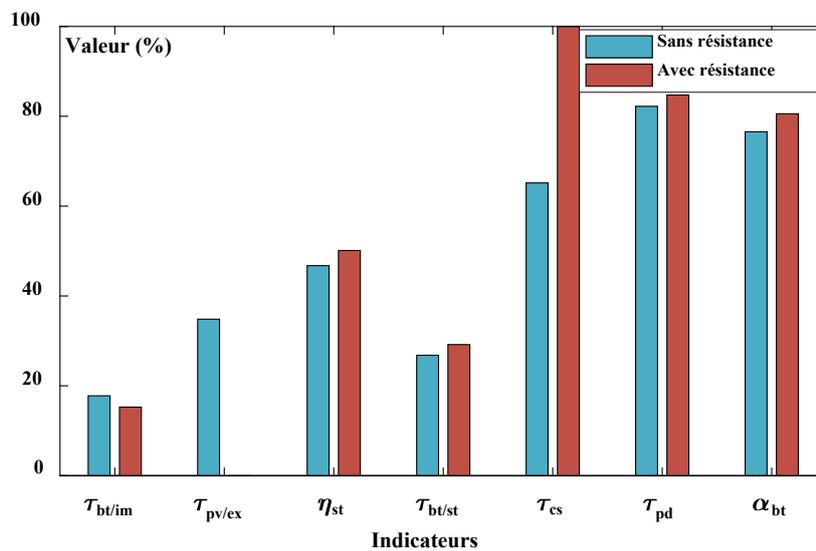
$$\frac{dU_{\text{st}}}{dt} = \dot{Q}_c + \dot{Q}_d + \dot{Q}_{\text{elc}} + \dot{Q}_{\text{res}} \quad (5.8)$$

Une nouvelle optimisation est effectuée pour trouver un point de fonctionnement idéal. Avec les niveaux de puissance considérée dans cette simulation, la différence entre la

production photovoltaïque et la consommation du bâtiment et du système de compression reste toujours en dessous de 10 kW. Les paramètres trouvés sont consignés dans le tableau 5.4 et les indicateurs de performance associés représentés sur la figure 5.11.

**Tableau 5.4 : Résultats d'optimisation pour un système muni d'un récupérateur de chaleur et d'une résistance électrique**

Paramètres optimaux	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$f(x)$
	Débit volumique balayé	Volume du réservoir	Puissance PV installée	Valeur fonction
Unités	$m^3.h^{-1}$	$m^3$	kWc	<b>0.65</b>
Valeurs optimales	<b>73.13</b>	<b>67.53</b>	<b>10.30</b>	
Plage de variation	0-100	0.5-100	0-20	



**Figure 5.11 : Indicateurs de performance pour un système muni d'un récupérateur de chaleur et d'une résistance électrique**

Ainsi, en ajoutant une résistance chauffante, la température de stockage thermique augmente considérablement, ce qui permet un réchauffage de l'air comprimé pendant la détente. Les indicateurs de performance tels que le rendement de stockage et l'autoproduction diminuent légèrement par rapport aux résultats de la configuration idéale (stockage d'air avec chaleur sans récupération), mais restent bien supérieurs aux indicateurs dans le cas du système sans résistance thermique. La résistance électrique introduite dans le réservoir étant alimentée par l'intégralité du reste de la production photovoltaïque, le taux d'autoconsommation de système est donc de 100 %.

## 4.2. Recherche d'autonomie du bâtiment (compresseur variable plus résistance électrique)

Dans les paragraphes précédents, nous avons montré que bien que l'introduction de la résistance électrique dans le réservoir de stockage de chaleur améliore certains indicateurs du système, elle ne permet pas cependant au bâtiment d'être indépendant du réseau électrique. En plus, l'étude de la configuration avec compresseur à puissance variable nous a montré que cette configuration a l'avantage d'augmenter à la fois part de la production PV stockée et du même coup la contribution du CAES à l'autonomie du bâtiment. Au regard de ces deux conclusions, nous cherchons dans cette partie à trouver une configuration du système avec stockage thermique qui pourrait conduire le système vers la déconnexion du réseau (autonomie totale). Pour cela, nous nous proposons de reformuler une fonction objectif basée uniquement sur le taux d'importation du réseau électrique. Le taux d'exportation dans le cas de l'utilisation de la résistance électrique étant nul et le rendement de stockage restant quasiment constant, l'optimisation pour la minimisation de la contribution du réseau ( $\tau_{bt/im}$ ) peut donc donner les paramètres de dimensionnement pour un système autonome (minimum possible d'importation). Ainsi, la fonction objectif utilisée à cet effet est donnée par :

$$f(x) = \tau_{bt/im}(x) \quad (5.9)$$

Ainsi, l'optimisation du système sur la base de cette configuration et cette hypothèse de fonction objectif conduit aux résultats contenus dans le tableau 5.5 et les indicateurs associés sont représentés sur la figure 5.12.

**Tableau 5.5 : Résultats d'optimisation pour un système muni d'un récupérateur de chaleur et d'une résistance électrique et fonctionnant avec un compresseur variable.**

Paramètres optimaux	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$f(x)$
	Débit volumique balayé	Volume du réservoir	Puissance PV installée	Valeur fonction (%)
Unités	$m^3 \cdot h^{-1}$	$m^3$	kWc	<b>0.89</b>
Valeurs optimales	<b>78.89</b>	<b>88.48</b>	<b>14.08</b>	
Plage de variation	0-100	0.5-100	0-20	

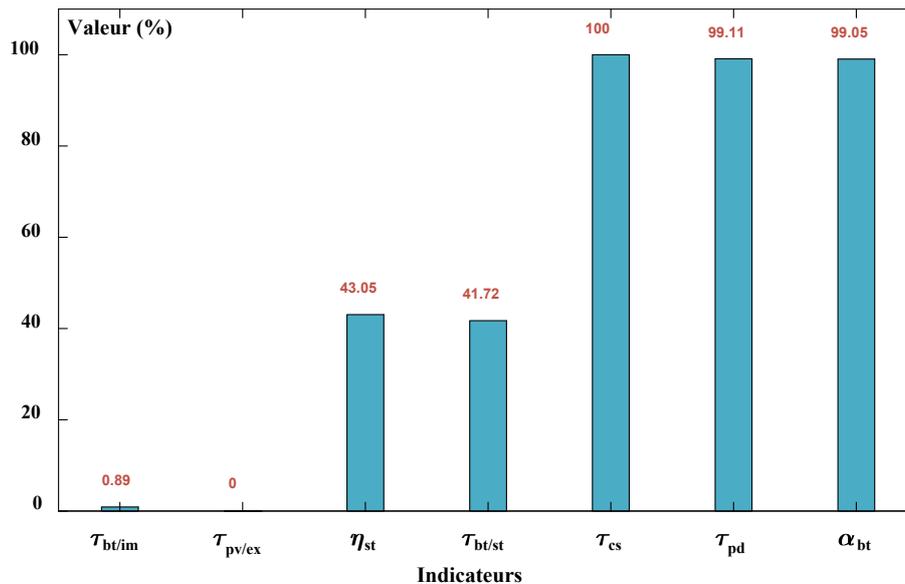


Figure 5.12 : Indicateurs de performance pour un système muni de stockage thermique et fonctionnant avec un compresseur à puissance variable.

Les résultats de simulation pour cette configuration nous permettent de nous rendre compte de la possibilité de tendre vers un système totalement autonome avec comme moyen de stockage l'air comprimé muni d'un récupérateur de chaleur et d'une résistance électrique. Ainsi, en utilisant un système de compression variable, le point optimal de dimensionnement trouvé admet un taux d'importation quasi nul (0.89 %) ce qui signifie qu'en une année de fonctionnement, le bâtiment a sollicité le réseau pour seulement l'équivalent de 88 h cumulées soit un peu plus de 3 jours. Le reste de la demande du bâtiment étant assuré à hauteur de 57.39 % par le PV et 41.72 % par le système de stockage à air comprimé. Cela se traduit aussi par la faible apparition du scénario 4 (correspondant à l'interaction du réseau) qui n'a que 0.95 % d'occurrence comme le montre la figure 5.13.

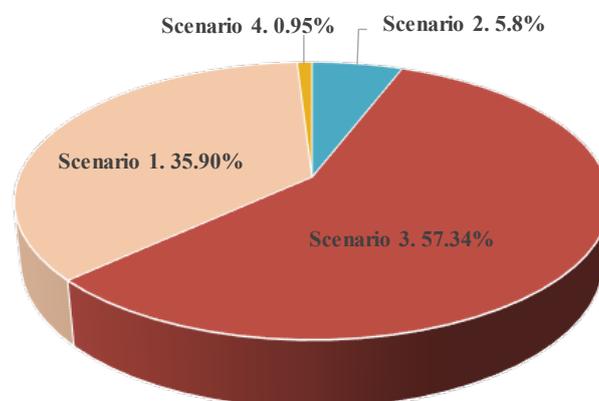
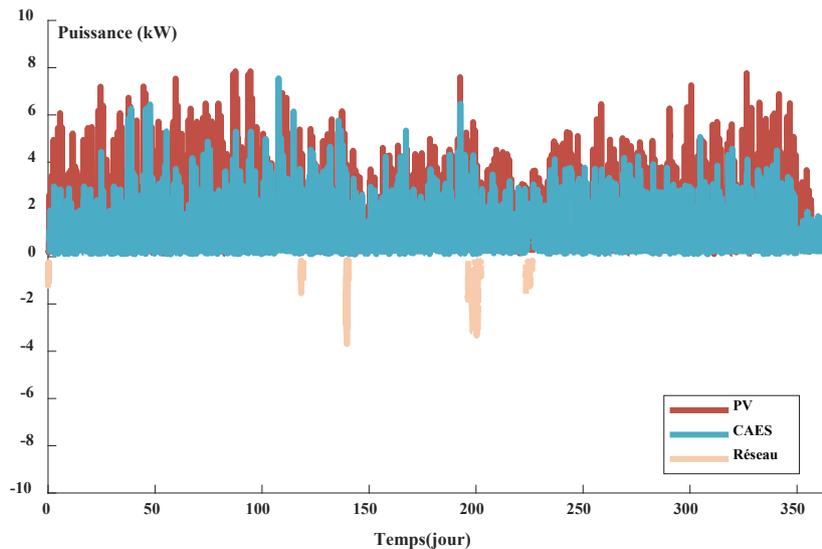


Figure 5.13 : Répartition des scénarios de fonctionnement pour un système muni de stockage thermique et fonctionnant avec un compresseur à puissance variable.

La forte contribution du CAES à l'autonomie du bâtiment au détriment du réseau est illustré par la figure 5.13. Il apparait ainsi clairement que l'appel au réseau se fait seulement pour quelques rares cas (en milieu de l'année). Pour le reste du temps, on n'observe aucune contribution du réseau. Enfin, cette configuration équipée d'un système de récupération de chaleur et munie d'une résistance électrique offre un taux d'autoconsommation de 100 %, un taux d'autoproduction de 99.11 %, ce qui conduit à une autonomie énergétique du bâtiment de 99.05 %.



**Figure 5.14 : Évolution des puissances alimentant le bâtiment pour un système muni de stockage thermique et fonctionnant avec un compresseur à puissance variable.**

## 5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons essayé d'améliorer la contribution du système de stockage à air comprimé à l'autonomie du bâtiment. Il était ainsi question pour nous de pouvoir installer le plus petit champ PV possible et d'en maximiser l'exploitation pour alimenter soit directement le bâtiment soit indirectement à travers le stockage (CAES). Pour cela, d'autres configurations du module de compression et une intégration d'un module de stockage thermique ont été étudiées. Ainsi, la simulation d'un système de compression composé d'une part de deux branches de compression et d'autre part d'un compresseur à vitesse variable permet de d'améliorer certains indicateurs comme l'autoconsommation et l'autoproduction.

Quant à l'intégration du module de stockage thermique, les résultats de simulation obtenus à travers cette nouvelle configuration montrent que de façon générale, l'intégration

d'une unité de stockage thermique ne permet pas une amélioration des performances de stockage par air comprimé, mais permet de prendre en compte les contraintes réelles du fonctionnement d'un compresseur. L'ajout de la résistance chauffante alimentée par le champ photovoltaïque permet de maintenir les principaux indicateurs proches (mais inférieurs) aux indicateurs obtenus dans la configuration idéale avec un seul compresseur à vitesse fixe (chapitre 4). Le rendement de stockage est passé de 53 % à 51 soit une diminution de 2 % environ, ce qui permet au bâtiment garder une autonomie quasi identique de 80 % environ.

En ajoutant un module de compression à vitesse variable à la configuration munie de stockage thermique avec résistance, l'optimisation menée sur une fonction objectif basée sur le taux d'importation permet le dimensionnement d'un système quasi autonome. Ainsi, cette configuration conduit à un système avec un taux d'importation de moins de 1% et une autonomie de 99.05 %.

**Conclusion Générale et Perspectives**

**L**e travail présenté dans ce manuscrit concerne la modélisation, la simulation et l'optimisation d'un système de stockage d'énergie par air comprimé alimenté par une centrale photovoltaïque et couplé à un bâtiment consommateur d'énergie et au réseau électrique. Cette thèse s'inscrit dans le cadre du développement de l'intégration des énergies renouvelables dans le mix électrique réunionnais et à l'atteinte de l'autonomie énergétique dans les zones non interconnectées ZNI. Ce travail s'inscrit également dans le cadre de la loi de transition énergétique et dans la volonté de développer les bâtiments à énergie positive et à faible impact environnementale de manière quasi systématique.

Le concept du stockage d'énergie par air comprimé est une approche qui vise principalement à stocker l'énergie électrique sans utiliser de batteries classiques type Lithium Ion avec une énergie propre (l'air comprimé) tout en limitant son impact environnemental. Il permet ainsi d'accroître l'accès et la maîtrise d'énergie à travers la production d'électricité décentralisée ou de système autonomes. Cette méthode de stockage passe par la conversion de l'énergie électrique photovoltaïque en énergie pneumatique par le biais d'un système de compression, et enfin la conversion de l'énergie pneumatique stockée en électricité via une turbine couplée à un alternateur électrique.

L'originalité du travail mené par rapport aux travaux existants est due au fait que nous avons traité le cas d'un système de taille réduite avec un fonctionnement quasi instantané (comme le système de stockage à batterie) en adaptant le stockage à la demande électrique d'un bâtiment à énergie positive. L'étude est faite avec une puissance photovoltaïque installée d'une dizaine de kilowatts crête et un bâtiment à faible consommation énergétique dont le ratio de consommation électrique est de l'ordre de  $15 \text{ kWh/an.m}^2$  (soit 7 fois moins qu'un bâtiment standard).

La première partie de ce travail (chapitre 1) a été consacrée à l'étude bibliographique sur les différentes méthodes de stockage d'énergie en général et la technologie de l'air comprimé en particulier. Des travaux existants sur la modélisation des systèmes de stockage à air comprimé ainsi que des centrales fonctionnant sur cette technologie ont été présentés et discutés dans ce chapitre.

Le chapitre 2 s'est intéressé à la description et à la modélisation du système sur la base des hypothèses de fonctionnement. La modélisation thermodynamique du module de

compression, et stockage et de détente a été détaillée. Le couplage du système de stockage avec le champ photovoltaïque et le réseau d'une part et le bâtiment est régi par quatre principaux scénarios de fonctionnement. Pour évaluer l'efficacité du système de stockage et son apport à l'autonomie du bâtiment et à la bonne exploitation de la production d'énergie solaire, des indicateurs de performances ont été définis tels que le rendement de stockage, les taux d'autoconsommation et d'autoproduction ainsi que l'autonomie du bâtiment vis-à-vis du réseau électrique.

Le chapitre 3 est consacré à l'implémentation du modèle développé. En effet, dans un premier temps nous avons procédé à une étude de traitement de données d'entrées qui sont des données climatiques et des données de consommation électriques. Des fichiers de données d'année type ont été construits sur la base d'hypothèses prédéfinies. Une validation du modèle de la centrale PV a été effectuée par comparaison des résultats de simulation avec d'une part des résultats expérimentaux et d'autre part des résultats issus d'un logiciel connu et validé (PVsyst). L'implémentation du système global s'est faite en deux étapes. Premièrement, nous avons observé le fonctionnement du système durant des journées choisies (trois journées différentes ont été choisies). Cela nous a permis de percevoir le comportement du système de stockage en fonction de l'irradiation et de la consommation électrique de la présente journée et de la précédente qui conditionne la quantité d'énergie préalablement stockée. Ensuite, la même analyse a été effectuée pour une semaine (7 jours allant du lundi au dimanche) pour mettre en évidence le rôle du stockage pour les jours ouvrés et les jours non ouvrés). En effet, le bâtiment utilisé pour la simulation étant un bâtiment éducatif et administratif, il n'est donc pas occupé durant le week-end et on remarque une accumulation importante de l'énergie durant cette période et sa réutilisation dès le début de la semaine. Enfin, nous avons évalué les principaux indicateurs de performance mois par mois puis pour une année entière de fonctionnement afin de nous rendre compte de l'apport mensuel et annuel du système de stockage à air comprimé en fonctionnement instantané. Ainsi, pour les valeurs des paramètres choisis pour les principaux composants du système (volume du réservoir, débit volumique, taille du champ PV et pression maximale), le système admet un rendement moyen de stockage de 51.36 % et un taux de couverture moyen des charges du bâtiment par le système de stockage à air comprimé d'environ 8.56 %. Avec la taille du champ PV installée, le bâtiment admet une autonomie énergétique de 50.63 %. En ce qui concerne l'autoconsommation, seulement 42 % de la production PV a été utilisée pour alimenter le bâtiment soit directement ou soit indirectement à travers le système de stockage. Le taux d'autoproduction atteint 64 % de la demande du bâtiment Ces résultats de

simulation en fonctionnement instantané permettent de mettre en évidence la faisabilité technique (théorique) d'un tel système fonctionnant avec du photovoltaïque de taille réduite.

Au regard des résultats de simulation d'indicateurs de performance obtenus au chapitre 3 nous remarquons une inadéquation entre les tailles des principaux composants du système du système, ce qui nous amène à effectuer une étude d'optimisation au chapitre 4. Ainsi, une étude bibliographique nous permet de fixer la pression maximale de stockage à 100 bars, et une étude de sensibilité paramétrique permet de garder, la taille du champ photovoltaïque, la taille du système de compression, le volume de stockage comme principaux paramètres pour un dimensionnement optimal du système. Une combinaison linéaire des principaux indicateurs de performance technique permet de constituer une fonction objectif de compromis. En effet, nous obtenons un point de fonctionnement caractérisé par un débit volumique de  $72.15 \text{ m}^3/\text{h}$ , un volume de stockage de  $65.12 \text{ m}^3$  et une puissance installée de  $9.6 \text{ kWc}$ . Avec ces paramètres, le système admet un taux d'importation minimum de  $16.29 \%$ , un taux d'exportation de  $34.17 \%$  et un rendement de stockage de  $53.43 \%$  soit une augmentation d'environ  $4 \%$ . Pour cette configuration optimale, l'autoconsommation et l'autoproduction du système sont respectivement maintenant de  $73.39 \%$  et  $61.82 \%$  correspondant à une augmentation respective de  $36 \%$  et  $28 \%$ , ce qui élève l'autonomie du bâtiment d'environ  $35 \%$ , soit  $78.69 \%$ .

Le chapitre 5 est consacré à l'introduction d'un système de stockage thermique, permettant de récupérer la chaleur de compression et ainsi de réduire les contraintes du compresseur. Une résistance électrique variable alimentée par l'excédent de la production du champ photovoltaïque permet d'améliorer le stockage thermique et par conséquent contribuer au chauffage de l'air à l'entrée dans la turbine pendant la détente. L'ajout de la résistance chauffante alimentée par le champ photovoltaïque permet de maintenir les principaux indicateurs proches (mais inférieurs) aux indicateurs obtenus dans la configuration idéale sans extraction de chaleur. Le rendement de stockage passe de  $53 \%$  à  $51$  soit une diminution de  $2 \%$  environ et l'autonomie du bâtiment reste quasi identique ( $77 \%$  au lieu de  $78 \%$  dans le cas idéal). Une étude de d'une architecture munie d'une part d'un système de compression à puissance variable, et d'autre part d'un stockage thermique avec intégration de résistance électrique permet le dimensionnement d'un système quasi autonome.

Le modèle ainsi que la méthode de dimensionnement optimal présenté dans cette étude nous permettent d'une part de mettre en évidence la faisabilité du système étudié et d'autre part

de trouver des paramètres pour un fonctionnement optimal. Toutefois, des pistes d'améliorations à ce travail existent.

En termes de perspectives, plusieurs pistes de poursuite de ces travaux sont envisageables.

Tout d'abord, une étude économique et environnementale doit être effectuée pour percevoir la rentabilité économique, environnementale en complément à la faisabilité technique. Le calcul du LCOE (**Levelized Cost Of Energy** : qui désigne le coût actualisé de l'énergie pour toute la durée de vie) permet de prendre en compte le coût de l'énergie dans la construction de la fonction objectif pour une optimisation technico-économique. Optimiser le système de stockage vis-à-vis de critères de coûts marginaux pour EDF et environnementaux (par exemple, limiter les tranches horaires où le réseau EDF est le plus émetteur de CO<sub>2</sub>)

L'introduction de plusieurs compresseurs à vitesse variable devrait permettre d'améliorer les résultats d'optimisation. Une diminution de la déperdition thermique du réservoir de stockage d'air permettra d'augmenter le rendement du stockage du système. En plus, en fonction de la possibilité d'augmentation de la taille du champ PV installé, l'ajout du stockage thermique muni de résistance chauffante peut augmenter considérablement les performances du système tout en diminuant les contraintes de compression.

Une réflexion peut être également envisagée sur le surdimensionnement de la centrale PV que provoque l'optimisation du système de stockage par rapport au critère seul à énergie positive, le fait d'optimiser le système de stockage vis à vis des indicateurs d'autoproduction conduisant à augmenter légèrement la centrale PV.

Une réflexion future concerne également le fait d'utiliser des ratios adimensionnés ou par unité de surface, de manière à extrapoler à d'autres bâtiments avec d'autres surfaces.

Enfin, les études existantes dans la littérature ne traitent pas le cas d'un système de stockage de petite taille en fonctionnement quasi instantané et la construction d'un prototype du système modélisé pourrait être envisagée pour pouvoir valider les résultats de simulation et donner à ce travail un intérêt accru.

En termes de valorisation de ces travaux de recherche nous avons produit les papiers ci-dessous et des articles de revue sont en rédaction pour valoriser les derniers résultats.

[1] S. Simpore, F. Garde, M. David, O. Marc, J. Castaing-Lasvignottes, *Design and Dynamic Simulation of a Compressed Air Energy Storage System (CAES) Coupled with a Building, an Electric Grid and a Photovoltaic Power Plant*, Clima conference, May 22-June 25, 2015, Aalborg, Danemark 2016.

[2] S. Simpore, F. Garde, M. David, O. Marc, J. Castaing-Lasvignottes, *Modélisation et simulation d'un système de stockage à air comprimé couplé à un bâtiment et à une production photovoltaïque en zone insulaire et tropicale*, conférence SFT, 1<sup>er</sup> juin au 3 juin 2016, Toulouse, France.

[3] J. Castaing-Lasvignottes, M. David, S. Simpore, O. Marc, F. Garde, *Smiling a compressed air energy storage for a net zero energy building in tropics*, June 30-July 3, 2015, Pau, France.

[4] J. Castaing-Lasvignottes, M. David, S. Simpore, O. Marc, F. Garde, *Simulating a Compressed Air Energy Storage System for a Net Zero Energy Building in Tropics*, *International Journal of Thermophysics*, 2015.

[5] S. Simpore, F. Garde, M. David, O. Marc, J. Castaing-Lasvignottes, *Optimisation des paramètres clés d'un système de stockage d'énergie à air comprimé connecté à un bâtiment, au réseau et à une production photovoltaïque en zone insulaire et tropicale*, conférence SFT, 30 Mai au 2 juin 2017, Marseille, France.

[6] S. Simpore, F. Garde, M. David, O. Marc, J. Castaing-Lasvignottes, *Système de stockage à air comprimé couplé à un bâtiment et à une production photovoltaïque en zone insulaire et tropicale : étude de sensibilité paramétrique*, XIII<sup>ème</sup> Colloque Interuniversitaire Franco-Québécois sur la Thermique des Systèmes, 22 Mai au 24 Mai 2017, LUSAC Saint-Lô, France.

[7] S. Simpore, F. Garde, M. David, O. Marc, J. Castaing-Lasvignottes, *Sensitivity Analysis And Optimization Of A Compressed Air Energy Storage (CAES) System Powered By A Photovoltaic Plant To Supply A Building*, *Sustainable Materials Processing and Manufacturing*, March 8-10, 2019, North West, Sun City Resort, South Africa.

---

---

*Bibliographie*

---

---

- [1] Gaz à effet de serre, *Connaiss. Énerg.* (n.d.). <https://www.connaissancedesenergies.org/gaz-effet-de-serre> (accessed April 27, 2018).
- [2] CO2 Emissions From Fuel Combustion Highlights 2014, (2014) 136.
- [3] L. GOL, SYSTEMES ENERGETIQUES INSULAIRES LA REUNION, (n.d.) 14.
- [4] AIE, WEO\_2017\_Executive\_Summary\_French\_version.pdf, (2017).
- [5] D. Zafirakis, K. Kavadias, E.M. Kondili, J.K. Kaldellis, Optimum Sizing of PV-CAES Configurations for the Electrification of Remote Consumers, in: J.J. Klemeš, P.S. Varbanov, P.Y. Liew (Eds.), *Comput. Aided Chem. Eng.*, Elsevier, 2014: pp. 1135–1140. doi:10.1016/B978-0-444-63455-9.50024-6.
- [6] C. Salvini, Performance assessment of a CAES system integrated into a gas-steam combined plant, *Energy Procedia.* 136 (2017) 264–269. doi:10.1016/j.egypro.2017.10.280.
- [7] V. Kale, M. Secanell, A comparative study between optimal metal and composite rotors for flywheel energy storage systems, *Energy Rep.* 4 (2018) 576–585. doi:10.1016/j.egyr.2018.09.003.
- [8] D. Wu, M. Kintner-Meyer, T. Yang, P. Balducci, Analytical sizing methods for behind-the-meter battery storage, *J. Energy Storage.* 12 (2017) 297–304. doi:10.1016/j.est.2017.04.009.
- [9] D. Parra, S.A. Norman, G.S. Walker, M. Gillott, Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management, *Appl. Energy.* 200 (2017) 358–369. doi:10.1016/j.apenergy.2017.05.048.
- [10] G.J. May, A. Davidson, B. Monahov, Lead batteries for utility energy storage: A review, *J. Energy Storage.* 15 (2018) 145–157. doi:10.1016/j.est.2017.11.008.
- [11] G.J. May, A. Davidson, B. Monahov, Lead batteries for utility energy storage: A review, *J. Energy Storage.* 15 (2018) 145–157. doi:10.1016/j.est.2017.11.008.
- [12] D.G. Oliva, M. Fuentes, E.M. Borzone, G.O. Meyer, P.A. Aguirre, Hydrogen storage on LaNi<sub>5-x</sub>Sn<sub>x</sub>. Experimental and phenomenological Model-based analysis, *Energy Convers. Manag.* 173 (2018) 113–122. doi:10.1016/j.enconman.2018.07.041.
- [13] Le stockage massif de l'énergie, *Point Sur.* (2013) 10.
- [14] S. Bouaddi, A. Fernández-García, A. Ihlal, R. Ait El Cadi, L. Álvarez-Rodrigo, Modeling and simulation of the soiling dynamics of frequently cleaned reflectors in CSP plants, *Sol. Energy.* 166 (2018) 422–431. doi:10.1016/j.solener.2018.03.070.
- [15] A.R. Starke, J.M. Cardemil, R. Escobar, S. Colle, Multi-objective optimization of hybrid CSP+PV system using genetic algorithm, *Energy.* 147 (2018) 490–503. doi:10.1016/j.energy.2017.12.116.

- [16] Le stockage / Comparaison des différentes technologies de stockage, (n.d.). <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=stockage-comparaison> (accessed November 9, 2018).
- [17] K.R. Khalilpour, A.M. Vassallo, A.C. Chapman, Does battery storage lead to lower GHG emissions?, *Electr. J.* 30 (2017) 1–7. doi:10.1016/j.tej.2017.11.004.
- [18] Le stockage de l'énergie, (n.d.). <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Le-stockage-massif-de-l-energie/Le-stockage-de-l-energie> (accessed August 28, 2018).
- [19] C. Salvini, Techno-Economic Analysis of Small Size Second Generation CAES System, *Energy Procedia.* 82 (2015) 782–788. doi:10.1016/j.egypro.2015.11.812.
- [20] IEC, Electrical energy storage white paper, Tech report, 2011.
- [21] J.B. Greenblatt, S. Succar, D.C. Denkenberger, R.H. Williams, R.H. Socolow, Baseload wind energy: modeling the competition between gas turbines and compressed air energy storage for supplemental generation, *Energy Policy.* 35 (2007) 1474–1492. doi:10.1016/j.enpol.2006.03.023.
- [22] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, C.N. Rasmussen, Review of energy storage system for wind power integration support, *Appl. Energy.* 137 (2015) 545–553. doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.103.
- [23] H. Lund, G. Salgi, The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems, *Energy Convers. Manag.* 50 (2009) 1172–1179. doi:10.1016/j.enconman.2009.01.032.
- [24] P. Zhao, Y. Dai, J. Wang, Design and thermodynamic analysis of a hybrid energy storage system based on A-CAES (adiabatic compressed air energy storage) and FESS (flywheel energy storage system) for wind power application, *Energy.* 70 (2014) 674–684. doi:10.1016/j.energy.2014.04.055.
- [25] E. Jannelli, M. Minutillo, A. Lubrano Lavadera, G. Falcucci, A small-scale CAES (compressed air energy storage) system for stand-alone renewable energy power plant for a radio base station: A sizing-design methodology, *Energy.* (2014). doi:10.1016/j.energy.2014.10.016.
- [26] M. Raju, S. Kumar Khaitan, Modeling and simulation of compressed air storage in caverns: A case study of the Huntorf plant, *Appl. Energy.* 89 (2012) 474–481. doi:10.1016/j.apenergy.2011.08.019.
- [27] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, P. JAUD, Stockage d'électricité dans les systèmes électriques, *Tech. Ing. Génie Électr.* 8 (1998) D4030–1.
- [28] Le stockage d'énergie, ENEA Consult. (2012). <http://www.enea-consulting.com/publication-sur-le-stockage-denergie/> (accessed November 9, 2018).
- [29] I. Ayed, S. Codina, Principales technologies du stockage d'énergie au Japon, (n.d.) 24.

- [30] J.S. John, SustainX to Merge With General Compression, Abandon Above-Ground CAES Ambitions, (2015). <https://www.greentechmedia.com/articles/read/sustainx-to-merge-with-general-compression-abandon-above-ground-caes-ambiti> (accessed November 15, 2018).
- [31] Le canadien Hydrostor active le 1er système au monde de stockage d'énergie sous-marin à air comprimé à l'échelle d'un fournisseur < infohightech, (n.d.). <https://www.infohightech.com/le-canadien-hydrostor-active-le-1er-systeme-au-monde-de-stockage-denergie-sous-marin-a-air-comprime-a-lechelle-dun-fournisseur/> (accessed November 15, 2018).
- [32] C. Defeuilley, Le secteur électrique aux États-Unis, Flux. n° 56-57 (2004) 112. doi:10.3917/flux.056.0112.
- [33] S. Zunft, C. Jakiel, M. Koller, C. Bullough, Adiabatic compressed air energy storage for the grid integration of wind power, in: Sixth Int. Workshop Large-Scale Integr. Wind Power Transm. Netw. Offshore Wind., 2006: pp. 26–28. <http://elib-v3.dlr.de/46856/1/OffshoreWS-Zunft060825final.pdf> (accessed January 22, 2015).
- [34] P.Y. Li, E. Loth, T.W. Simon, J.D. Van de Ven, S.E. Crane, Compressed Air Energy Storage for Offshore Wind Turbines, in: Int. Fluid Power Expo. Las Vegas NV, 2011. <http://www.menet.umn.edu/~vandeven/ConfPaper-CAES-IFPE2011.pdf> (accessed January 19, 2015).
- [35] H. Sun, X. Luo, J. Wang, Feasibility study of a hybrid wind turbine system – Integration with compressed air energy storage, Appl. Energy. (2014). doi:10.1016/j.apenergy.2014.06.083.
- [36] P. Denholm, R. Sioshansi, The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems, Energy Policy. 37 (2009) 3149–3158. doi:10.1016/j.enpol.2009.04.002.
- [37] D. Zafirakis, K. Kavadias, E.M. Kondili, J.K. Kaldellis, Optimum Sizing of PV-CAES Configurations for the Electrification of Remote Consumers, in: Comput. Aided Chem. Eng., Elsevier, 2014: pp. 1135–1140. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780444634559500246> (accessed February 4, 2015).
- [38] B. Besson, Suralimentation par compresseur volumétrique, Ed. Techniques Ingénieur, 1992.
- [39] N.M. Jubeh, Y.S.H. Najjar, Green solution for power generation by adoption of adiabatic CAES system, Appl. Therm. Eng. 44 (2012) 85–89. doi:10.1016/j.applthermaleng.2012.04.005.
- [40] N. Hartmann, O. Vöhringer, C. Kruck, L. Eltrop, Simulation and analysis of different adiabatic Compressed Air Energy Storage plant configurations, Appl. Energy. 93 (2012) 541–548. doi:10.1016/j.apenergy.2011.12.007.
- [41] G. Grazzini, A. Milazzo, Thermodynamic analysis of CAES/TES systems for renewable energy plants, Renew. Energy. 33 (2008) 1998–2006. doi:10.1016/j.renene.2007.12.003.

- [42] R.W.E. Power, ADELE–Adiabatic Compressed-Air Energy Storage For Electricity Supply, RWE Power AG EssenKöln. (2010). [http://www.academia.edu/download/33290480/ADELE\\_-\\_Adiabatic\\_Compressed-Air\\_Energy\\_Storage\\_for\\_electricity\\_supply.pdf](http://www.academia.edu/download/33290480/ADELE_-_Adiabatic_Compressed-Air_Energy_Storage_for_electricity_supply.pdf) (accessed March 19, 2017).
- [43] Air comprimé et stockage d'énergie : le CAES, Air-Tech. Blog. (2017). <http://www.air-techniques.fr/blog/air-comprime-pour-stockage-energie-caes/> (accessed August 28, 2018).
- [44] H. Lund, G. Salgi, B. Elmegaard, A.N. Andersen, Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices, *Appl. Therm. Eng.* 29 (2009) 799–806. doi:10.1016/j.applthermaleng.2008.05.020.
- [45] P. Zhao, Y. Dai, J. Wang, Design and thermodynamic analysis of a hybrid energy storage system based on A-CAES (adiabatic compressed air energy storage) and FESS (flywheel energy storage system) for wind power application, *Energy*. 70 (2014) 674–684. doi:10.1016/j.energy.2014.04.055.
- [46] P. Zhao, J. Wang, Y. Dai, L. Gao, Thermodynamic analysis of a hybrid energy system based on CAES system and CO<sub>2</sub> transcritical power cycle with LNG cold energy utilization, *Appl. Therm. Eng.* 91 (2015) 718–730. doi:10.1016/j.applthermaleng.2015.08.082.
- [47] N. Hartmann, O. Vöhringer, C. Kruck, L. Eltrop, Simulation and analysis of different adiabatic Compressed Air Energy Storage plant configurations, *Appl. Energy*. 93 (2012) 541–548. doi:10.1016/j.apenergy.2011.12.007.
- [48] N.M. Jubeh, Y.S.H. Najjar, Green solution for power generation by adoption of adiabatic CAES system, *Appl. Therm. Eng.* 44 (2012) 85–89. doi:10.1016/j.applthermaleng.2012.04.005.
- [49] N.M. Jubeh, Y.S.H. Najjar, Power augmentation with CAES (compressed air energy storage) by air injection or supercharging makes environment greener, *Energy*. 38 (2012) 228–235. doi:10.1016/j.energy.2011.12.010.
- [50] E. Jannelli, M. Minutillo, A. Lubrano Lavadera, G. Falcucci, A small-scale CAES (compressed air energy storage) system for stand-alone renewable energy power plant for a radio base station: A sizing-design methodology, *Energy*. 78 (2014) 313–322. doi:10.1016/j.energy.2014.10.016.
- [51] C. Xia, Y. Zhou, S. Zhou, P. Zhang, F. Wang, A simplified and unified analytical solution for temperature and pressure variations in compressed air energy storage caverns, *Renew. Energy*. 74 (2015) 718–726. doi:10.1016/j.renene.2014.08.058.
- [52] S. Dubey, J.N. Sarvaiya, B. Seshadri, Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review, *Energy Procedia*. 33 (2013) 311–321. doi:10.1016/j.egypro.2013.05.072.
- [53] W. Liu, L. Liu, L. Zhou, J. Huang, Y. Zhang, G. Xu, Y. Yang, Analysis and Optimization of a Compressed Air Energy Storage—Combined Cycle System, *Entropy*. 16 (2014) 3103–3120. doi:10.3390/e16063103.

- [54] P. Zhao, J. Wang, Y. Dai, Thermodynamic analysis of an integrated energy system based on compressed air energy storage (CAES) system and Kalina cycle, *Energy Convers. Manag.* 98 (2015) 161–172. doi:10.1016/j.enconman.2015.03.094.
- [55] David Morrison, Leveraging Thermal and Compressed Air Energy Storage, *Power Electron.* (2004). <http://www.powerselectronics.com/content/leveraging-thermal-and-compressed-air-energy-storage> (accessed May 3, 2018).
- [56] J.R. Sears, Thermal and Compressed Air Storage (TACAS) Technology: The Road to Commercialization, (n.d.) 6.
- [57] Z. Yang, Z. Wang, P. Ran, Z. Li, W. Ni, Thermodynamic analysis of a hybrid thermal-compressed air energy storage system for the integration of wind power, *Appl. Therm. Eng.* 66 (2014) 519–527. doi:10.1016/j.applthermaleng.2014.02.043.
- [58] X. Luo, J. Wang, C. Krupke, Y. Wang, Y. Sheng, J. Li, Y. Xu, D. Wang, S. Miao, H. Chen, Modelling study, efficiency analysis and optimisation of large-scale Adiabatic Compressed Air Energy Storage systems with low-temperature thermal storage, *Appl. Energy.* 162 (2016) 589–600. doi:10.1016/j.apenergy.2015.10.091.
- [59] S. Mei, J. Wang, F. Tian, L. Chen, X. Xue, Q. Lu, Y. Zhou, X. Zhou, Design and engineering implementation of non-supplementary fired compressed air energy storage system: TICC-500, *Sci. China Technol. Sci.* 58 (2015) 600–611. doi:10.1007/s11431-015-5789-0.
- [60] H. Daneshi, A.K. Srivastava, Security-constrained unit commitment with wind generation and compressed air energy storage, *IET Gener. Transm. Distrib.* 6 (2012) 167. doi:10.1049/iet-gtd.2010.0763.
- [61] M. Ghaljehei, A. Ahmadian, M.A. Golkar, T. Amraee, A. Elkamel, Stochastic SCUC considering compressed air energy storage and wind power generation: A techno-economic approach with static voltage stability analysis, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 100 (2018) 489–507. doi:10.1016/j.ijepes.2018.02.046.
- [62] H. Safaei, D.W. Keith, R.J. Hugo, Compressed air energy storage (CAES) with compressors distributed at heat loads to enable waste heat utilization, *Appl. Energy.* 103 (2013) 165–179. doi:10.1016/j.apenergy.2012.09.027.
- [63] I. Sartori, A. Napolitano, K. Voss, Net zero energy buildings: A consistent definition framework, *Energy Build.* 48 (2012) 220–232. doi:10.1016/j.enbuild.2012.01.032.
- [64] T. Khatib, I.A. Ibrahim, A. Mohamed, A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system, *Energy Convers. Manag.* 120 (2016) 430–448. doi:10.1016/j.enconman.2016.05.011.
- [65] N. Jenkins, J. Thornycroft, Grid Connection of Photovoltaic Systems, in: *McEvoy's Handb. Photovolt.*, Elsevier, 2018: pp. 847–876. doi:10.1016/B978-0-12-809921-6.00022-7.
- [66] A. Anzalchi, A. Sarwat, Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems, *Energy Convers. Manag.* 152 (2017) 312–327. doi:10.1016/j.enconman.2017.09.049.

- [67] M.A. Muñoz-García, O. Marin, M.C. Alonso-García, F. Chenlo, Characterization of thin film PV modules under standard test conditions: Results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure, *Sol. Energy*. 86 (2012) 3049–3056. doi:10.1016/j.solener.2012.07.015.
- [68] M.A. Basunia, H. Yoshiob, T. Abec, Simulation of solar radiation incident on horizontal and inclined surfaces, *J Eng Res*. 9 (2012) 27–35.
- [69] M. Bressan, Estimation de production des installations PV pour différentes inclinaisons basée sur un modèle d'ensoleillement, 3EI-SEE. (2014) <https-www>.
- [70] S.S. Chandel, R.K. Aggarwal, Estimation of Hourly Solar Radiation on Horizontal and Inclined Surfaces in Western Himalayas, *Smart Grid Renew. Energy*. 02 (2011) 45–55. doi:10.4236/sgre.2011.21006.
- [71] A. Louche, G. Notton, P. Poggi, G. Simonnot, Correlations for direct normal and global horizontal irradiation on a French Mediterranean site, *Sol. Energy*. 46 (1991) 261–266. doi:10.1016/0038-092X(91)90072-5.
- [72] A. De Miguel, J. Bilbao, R. Aguiar, H. Kambezidis, E. Negro, Diffuse solar irradiation model evaluation in the north Mediterranean belt area, *Sol. Energy*. 70 (2001) 143–153.
- [73] D.L. Evans, Simplified method for predicting photovoltaic array output, *Sol. Energy*. 27 (1981) 555–560. doi:10.1016/0038-092X(81)90051-7.
- [74] W. Li, Simplified steady-state modeling for hermetic compressors with focus on extrapolation, *Int. J. Refrig*. 35 (2012) 1722–1733. doi:10.1016/j.ijrefrig.2012.03.008.
- [75] S. Kopecz, A. Meister, On order conditions for modified Patankar–Runge–Kutta schemes, *Appl. Numer. Math*. 123 (2018) 159–179. doi:10.1016/j.apnum.2017.09.004.
- [76] V. Tola, V. Meloni, F. Spadaccini, G. Cau, Performance assessment of Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES) power plants integrated with packed-bed thermocline storage systems, *Energy Convers. Manag*. 151 (2017) 343–356. doi:10.1016/j.enconman.2017.08.051.
- [77] L. Szablowski, P. Krawczyk, K. Badyda, S. Karellas, E. Kakaras, W. Bujalski, Energy and exergy analysis of adiabatic compressed air energy storage system, *Energy*. 138 (2017) 12–18. doi:10.1016/j.energy.2017.07.055.
- [78] J. Salom, A.J. Marszal, J. Widén, J. Candanedo, K.B. Lindberg, Analysis of load match and grid interaction indicators in net zero energy buildings with simulated and monitored data, *Appl. Energy*. 136 (2014) 119–131. doi:10.1016/j.apenergy.2014.09.018.
- [79] F. Garde, A. Lenoir, A. Scognamiglio, D. Aelenei, D. Waldren, H.N. Rostvik, J. Ayoub, L. Aelenei, M. Donn, M. Tardif, S. Cory, Design of Net Zero Energy Buildings: Feedback from International Projects, *Energy Procedia*. 61 (2014) 995–998. doi:10.1016/j.egypro.2014.11.1011.
- [80] Y.M. Irwan, A.R. Amelia, M. Irwanto, Fareq.M, W.Z. Leow, N. Gomesh, I. Safwati, Stand-Alone Photovoltaic (SAPV) System Assessment using PVSYST Software, *Energy Procedia*. 79 (2015) 596–603. doi:10.1016/j.egypro.2015.11.539.

- [81] Distributeur Tenesol ® FRANCE & Export \* SOLARIS-STORE, (n.d.). [https://www.solaris-store.com/5\\_tenesol](https://www.solaris-store.com/5_tenesol) (accessed August 28, 2018).
- [82] S.S.T. AG, Onduleurs photovoltaïques, (n.d.). <https://www.sma.de/fr/produits/onduleurs-photovoltaïques/> (accessed August 28, 2018).
- [83] Sauer Compressors, (n.d.). <http://www.sauercompressors.com/fr/> (accessed August 28, 2018).
- [84] ROT15, (n.d.). <http://www.infinityturbine.com/rot15.html> (accessed October 18, 2018).
- [85] M. Muselli, G. Notton, A. Louche, DESIGN OF HYBRID-PHOTOVOLTAIC POWER GENERATOR, WITH OPTIMIZATION OF ENERGY MANAGEMENT, *Sol. Energy.* 65 (1999) 143–157. doi:10.1016/S0038-092X(98)00139-X.
- [86] M.A. Elhadidy, S.M. Shaahid, Parametric study of hybrid (wind + solar + diesel) power generating systems, *Renew. Energy.* 21 (2000) 129–139. doi:10.1016/S0960-1481(00)00040-9.
- [87] Y. Yu, Z. Lyu, Z. Xu, J.R.R.A. Martins, On the influence of optimization algorithm and initial design on wing aerodynamic shape optimization, *Aerosp. Sci. Technol.* 75 (2018) 183–199. doi:10.1016/j.ast.2018.01.016.
- [88] Z.-X. Tong, M.-J. Li, J.-J. Yan, W.-Q. Tao, Optimizing thermal conductivity distribution for heat conduction problems with different optimization objectives, *Int. J. Heat Mass Transf.* 119 (2018) 343–354. doi:10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.11.108.
- [89] S. Sieniutycz, Z. Szwast, Outline of Classical Optimization Methods, in: *Optim. Therm. Chem. Environ. Syst.*, Elsevier, 2018: pp. 1–63. doi:10.1016/B978-0-12-813582-2.00001-X.
- [90] I. Grešovnik, Simplex algorithms for nonlinear constraint optimization problems, revision, 2007. <http://www.academia.edu/download/6483817/optalgsimplex.pdf> (accessed July 22, 2017).
- [91] S.K. Khaitan, M. Raju, Dynamics of hydrogen powered CAES based gas turbine plant using sodium alanate storage system, *Int. J. Hydrog. Energy.* 37 (2012) 18904–18914. doi:10.1016/j.ijhydene.2012.10.004.
- [92] H. Sun, X. Luo, J. Wang, Feasibility study of a hybrid wind turbine system – Integration with compressed air energy storage, *Appl. Energy.* 137 (2015) 617–628. doi:10.1016/j.apenergy.2014.06.083.
- [93] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Appl. Energy.* 137 (2015) 511–536. doi:10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [94] C. Salvini, Techno-Economic Analysis of CAES Systems Integrated into Gas-Steam Combined Plants, *Energy Procedia.* 101 (2016) 870–877. doi:10.1016/j.egypro.2016.11.110.

- [95] J. Chen, W. Liu, D. Jiang, J. Zhang, S. Ren, L. Li, X. Li, X. Shi, Preliminary investigation on the feasibility of a clean CAES system coupled with wind and solar energy in China, *Energy*. 127 (2017) 462–478. doi:10.1016/j.energy.2017.03.088.
- [96] Y.M. Kim, D.G. Shin, D. Favrat, Operating characteristics of constant-pressure compressed air energy storage (CAES) system combined with pumped hydro storage based on energy and exergy analysis, *Energy*. 36 (2011) 6220–6233. doi:10.1016/j.energy.2011.07.040.
- [97] J. Sainte-Marie, G. Viaud, P.-H. Cournède, Indices de Sobol généralisés aux variables dépendantes: tests de performance de l’algorithme HOGS couplé à plusieurs estimateurs paramétriques, 158 (2017) 23.
- [98] P. Barbillon, H. Monod, *Analyse de sensibilité*, (n.d.) 66.
- [99] J. Jacques, *Contributions à l’analyse de sensibilité et à l’analyse discriminante généralisée*, (n.d.) 210.
- [100] X.-Y. Zhang, M. Trame, L. Lesko, S. Schmidt, Sobol Sensitivity Analysis: A Tool to Guide the Development and Evaluation of Systems Pharmacology Models: Sensitivity Analysis of Systems Pharmacology Model, *CPT Pharmacomet. Syst. Pharmacol.* 4 (2015) 69–79. doi:10.1002/psp4.6.
- [101] Y. Riffonneau, F. Barruel, S. Bacha, *Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau*, (n.d.) 16.
- [102] O. Hajji, *Contribution au développement des méthodes d’optimisation stochastiques, application à la conception des dispositifs électrotechniques*, 2003.
- [103] R.T. Marler, J.S. Arora, Survey of multi-objective optimization methods for engineering, *Struct. Multidiscip. Optim.* 26 (2004) 369–395. doi:10.1007/s00158-003-0368-6.
- [104] L. Guillopé, *Optimisation déterministe et stochastique*, (n.d.) 164.
- [105] J.A. Nelder, R. Mead, A Simplex Method for Function Minimization, *Comput. J.* 7 (1965) 308–313. doi:10.1093/comjnl/7.4.308.
- [106] M.A. Luersen, R. Le Riche, Globalized Nelder–Mead method for engineering optimization, *Comput. Struct.* 82 (2004) 2251–2260. doi:10.1016/j.compstruc.2004.03.072.
- [107] R.T. Haftka, Z. Gürdal, *Elements of Structural Optimization*, 3rd ed., Springer Netherlands, 1992. //www.springer.com/gp/book/9780792315049 (accessed April 9, 2018).
- [108] H. Ghiasi, D. Pasini, L. Lessard, Constrained Globalized Nelder—Mead Method for Simultaneous Structural and Manufacturing Optimization of a Composite Bracket, *J. Compos. Mater.* 42 (2008) 717–736. doi:10.1177/0021998307088592.
- [109] S. Wol, bounded Nelder-Mead method, (n.d.) 24.

- [110] A. Ziadi, Y. Cherruault, G. Mora, Global optimization: A new variant of the Alienor method, *Comput. Math. Appl.* 41 (2001) 63–71. doi:10.1016/S0898-1221(01)85006-9.
- [111] C. Voudouris, Guided Local Search — an illustrative example in function optimisation, (n.d.) 2.
- [112] W. HUYER, A. NEUMAIER, Global Optimization by Multilevel Coordinate Search, (n.d.) 2.
- [113] D. Wolf, M. Budt, LTA-CAES – A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage, *Appl. Energy*. 125 (2014) 158–164. doi:10.1016/j.apenergy.2014.03.013.
- [114] Expertise énergétique, (n.d.). <https://www.acenergie.fr/> (accessed August 31, 2018).
- [115] J.M. Meyers, ME 144: Heat Transfer Convection Relations for External Flows, (n.d.). <http://www.cems.uvm.edu/~jmmeyers/ME144/Lecture%20Notes/03%20External%20Convection.pdf> (accessed May 10, 2017).
- [116] G.A. Hawkins, Heat Transmission. William H. McAdams. McGraw-Hill, New York-London, ed. 3, 1954. xiv + 532 pp. Illus. \$8.50, *Science*. 120 (1954) 984–984. doi:10.1126/science.120.3128.984.
- [117] Fluide thermique Pirobloc HTF-Mineral, Fluidotermico.com. (n.d.). <https://www.fluidotermico.com/fr/fluides-thermiques/17-pirobloc-htf-mineral.html> (accessed November 14, 2018).

---

---

*Annexes*

---

---

## Annexe 1 - Modélisation de la production instantanée d'un champ photovoltaïque

### 1. Introduction

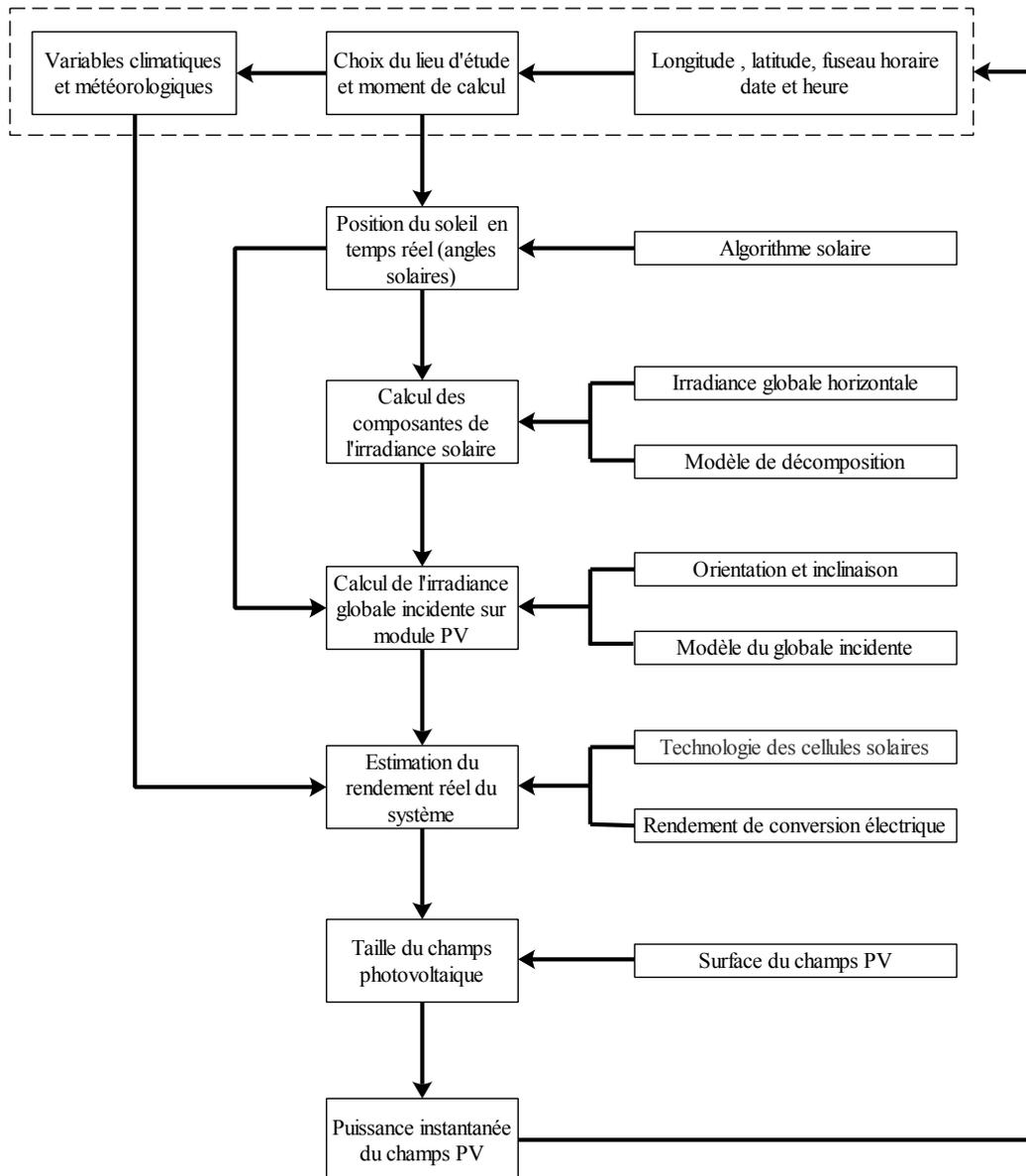
L'énergie solaire qui touche la terre est en tout environ 1 540 1015 kWh/an et représente environ 15000 fois plus que la consommation d'électricité mondiale. En hors atmosphère, le rayonnement reçu par la terre varie selon la période de l'année entre 1 350 et 1 450 W/m<sup>2</sup>. Ce rayonnement est ensuite partiellement réfléchi et absorbé par l'atmosphère, ce qui fait que le rayonnement arrivant au sol est composé d'une partie directe et une partie diffuse. Le rayonnement global issu des deux composantes varie entre 200 W/m<sup>2</sup> (ciel couvert), et environ 1 000 W/m<sup>2</sup> ou plus (au zénith en ciel clair). L'énergie reçue par une surface donnée dépend donc des conditions climatiques du lieu ainsi que de son inclinaison et de son orientation.

L'ensoleillement total reçu par un capteur solaire peut ainsi être décomposé entre une composante directe, une composante diffuse et une partie du rayonnement direct réfléchi par les surfaces environnantes entourant le capteur.

Quelle que soit l'application que l'on désire faire de la ressource solaire, la connaissance de sa potentialité à tout instant de la journée demeure nécessaire.

En effet, pour modéliser la production instantanée d'un champ photovoltaïque, nous utiliserons l'algorithme solaire donnant la position du soleil à tout instant de la journée. Ensuite, la connaissance des angles de position du soleil permettra de déterminer l'irradiance incidente sur les modules solaires puis la puissance électrique instantanée produite par ce module solaire.

La Figure 1, résume la méthode suivie pour le calcul de la puissance électrique instantanée du champ photovoltaïque.



**Fig. 1 : Méthode de modélisation de la production instantanée du solaire photovoltaïque**

## ■ Détermination de la position du soleil

La position exacte du soleil dans le ciel en un point quelconque de la terre peut être repérée à partir de deux systèmes de coordonnées (Figure 2) :

- Le système de coordonnées horizontal formé par la hauteur solaire ou de son complémentaire (l'angle zénithal) et de l'azimut.
- Le système de coordonnées horaire formé par la déclinaison et l'angle horaire.

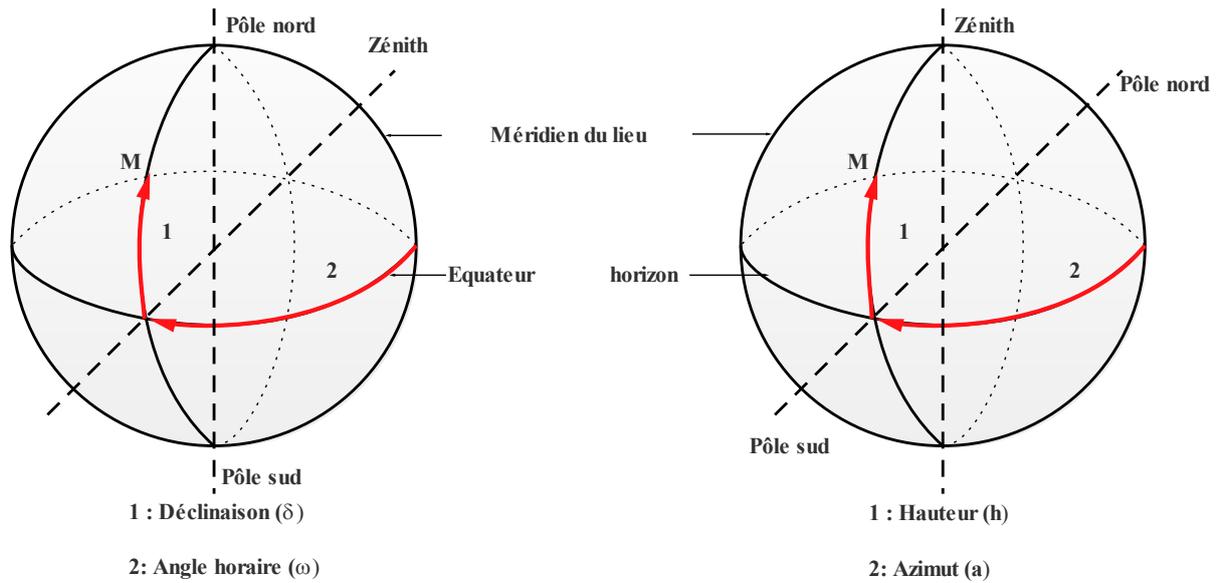


Fig. 2 : système de coordonnées sphériques pour le repérage du soleil

### ○ Définition des angles solaires

- La hauteur solaire  $h$  est l'angle que fait le soleil avec l'horizontal du lieu, elle varie entre **0** et **90**, Son complémentaire est appelé angle zénithal solaire.
- L'azimut solaire est l'angle que fait le plan vertical du soleil avec le plan méridien du lieu. On le mesure à partir du Sud, vers l'Est ou vers l'Ouest ( $0^\circ$  pour le Sud,  $180^\circ$  pour le Nord,  $-90^\circ$  pour l'Est et  $90^\circ$  pour l'Ouest). D'autres conventions existent concernant l'étendue de l'azimut.
- La déclinaison est l'angle situé entre l'équateur et la distance du centre de la Terre au centre du Soleil. Comme l'axe de la terre est incliné à  $23,45^\circ$ , la déclinaison varie au cours d'une année de  $\pm 23,45^\circ$ .
- L'angle horaire est déterminé à partir de la rotation diurne de la terre autour de son axe, il est la mesure de l'arc de la trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu.

### ○ Algorithme solaire

Beaucoup d'auteurs proposent des modèles de détermination de la position exacte du soleil à travers des formules plus ou moins approchées. Ces modèles donnent des résultats parfois entachés d'erreurs significatives. L'algorithme solaire le plus utilisé et qui admet des résultats avec une erreur absolue de  $\pm 0.0003^\circ$  est celui développé par le laboratoire National des Energie Renouvelable Américain (National Renewable Energy Laboratoire : **NREL**). Le modèle est décrit dans un rapport officiel et est mis à jour en 2013 [1]. Nous utiliserons donc cet algorithme dans cette étude.

**Tab. 1 : Nomenclature des angles utilisés dans le modèle de l'algorithme solaire**

Paramètre	Symbole
Latitude	$\varphi$
Longitude	$\sigma$
Angle horaire	$\omega$
Déclinaison	$\delta$
Hauteur solaire	$h$
Angle zénithal	$z$
Azimut	$a$
Angle d'inclinaison	$\beta$
Angle d'orientation	$\gamma$
Angle d'incidence	$l$

▪ **Calcul de l'angle horaire**

L'angle horaire du soleil est donné par la relation :

$$\omega = v + \sigma - \alpha \tag{1}$$

Avec  $\sigma$  qui représente la longitude du lieu,  $v$  désigne le temps apparent correspondant au jour sidéral et  $\alpha$  l'élévation géocentrique droite du soleil. Les calculs de  $\alpha$  et  $v$  sont détaillés dans le rapport en utilisant des coefficients de périodicité de la terre (annexe).

▪ **Calcul de la déclinaison solaire**

La déclinaison du soleil est donnée par la relation suivante :

$$\delta = \text{Arc tan } 2 \left[ \frac{(\sin \delta' - y \sin \xi) \cos \Delta\alpha}{(\cos \delta' - x \sin \xi) \cos \omega} \right] \tag{2}$$

Où  $\delta'$  représente la déclinaison géocentrique du soleil,  $\xi$  représente l'erreur de parallaxe horizontale par rapport à l'équateur,  $\Delta\alpha$ , désigne l'erreur de parallaxe d'élévation,  $x$  et  $y$  sont des variables calculées en fonction de la latitude et de l'altitude du lieu d'étude. (Calcul détaillé dans le rapport du NREL).

▪ **Calcul de la hauteur et l'angle zénithal**

La hauteur solaire réelle du soleil s'obtient en additionnant la hauteur solaire hors atmosphère à un terme correctif qui dépend de la pression et de la température du lieu. La hauteur hors atmosphère est donnée par :

$$e_0 = \text{Arc sin}(\sin \varphi \times \sin \delta + \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega) \quad (3)$$

Le terme correctif se calcul comme suit :

$$\Delta e = \frac{P}{1010} \times \frac{283}{273 + T} \times \frac{1.02}{60 \times \tan\left(e_0 + \frac{10.3}{e_0 + 5.11}\right)} \quad (4)$$

Avec P et T qui représentent respectivement la pression et la température moyenne.

On déduit la hauteur corrigée par  $h = e_0 + \Delta e$

L'angle zénithal se déduit à son tour de la hauteur solaire puisque ces deux angles sont complémentaires. D'où, l'angle zénithal est donné par :

$$z = \frac{\pi}{2} - h \quad (5)$$

▪ **Calcul de l'azimut du soleil**

L'azimut du soleil est calculé par la formule de Gauss, mais cette formule est limitée à la bande intertropicale comprise entre les latitudes  $-23, 45^\circ$  et  $+23, 45^\circ$ . Des conventions existent concernant l'origine et l'étendue de l'azimut :

- Convention 1 : Est =  $-90^\circ$ , Nord =  $0^\circ$ , Ouest =  $90^\circ$  et sud =  $\pm 180^\circ$  selon que l'on s'approche de de l'Est ou de l'Ouest (convention utilisée dans cette étude).
- Convention 2 : Nord =  $0^\circ$  ou  $360^\circ$ , Est =  $90^\circ$ , Sud =  $180^\circ$ , Ouest =  $270^\circ$

Pour ces deux conventions, une discontinuité mathématique est observée lors du passage du soleil du Nord au Sud.

Par conséquent, pour respecter les deux conventions, l'azimut (**a**) est calculé en prenant en compte la situation géographique du lieu. Ainsi on détermine l'azimut de la façon suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} az = \text{Arc tan } 2 \left[ \frac{\sin \omega}{\cos \omega \times \sin \varphi - \tan \delta \times \cos \varphi} \right] \\ a = \begin{cases} az + \pi & \text{pour } \varphi \geq 0 \\ az + \pi & \text{pour } \varphi < 0 \text{ et } az \leq 0 \\ az - \pi & \text{pour } \varphi < 0 \text{ et } az > 0 \end{cases} \end{array} \right. \quad (6)$$

■ **Calcul de l'angle d'incidence pour une surface orientée quelconque**

Pour des applications pratiques comme le cas du solaire photovoltaïque, la connaissance de l'angle d'incidence solaire sur une surface au sol est indispensable.

La Figure 2 montre de façon générale la situation où peut se trouver une surface quelconque fixée au sol. Cette surface est inclinée d'un angle ( $\beta$ ) par rapport à l'horizontale et orientée d'un angle  $\gamma$  par rapport au sud géographique du lieu.

L'angle d'incidence solaire sur la surface de la plaque est fonction de l'angle zénithal ( $z$ ) du soleil, de l'azimut ( $a$ ) du soleil de l'inclinaison ( $\beta$ ) et de l'orientation ( $\gamma$ ) de la surface. Il est donné par la relation suivante :

$$I = \text{Arc cos}(\cos z \times \cos \beta + \sin \beta \times \sin z \times \cos(a - \gamma)) \quad (7)$$

L'orientation de la surface est mesurée par rapport au sud, c'est-à-dire que l'angle  $\gamma$  varie de **-180° à 180°, il vaut 0° au Sud, 180° au Nord, -90° à l'Est et 90° à l'Ouest.**



horizontale ( $I_{g,h}$ ) et l'irradiance hors atmosphère horizontale ou extraterrestre ( $I_{0,h}$ ). L'irradiance extraterrestre horizontale est donnée par la relation :

$$I_{0,h} = 1367 \left( 1.00011 + 0.034221 \cos \left( \frac{2\pi(N-1)}{365} \right) + 0.00128 \sin \left( \frac{2\pi(N-1)}{365} \right) \right) \times \cos z \quad (8)$$

Où N représente le numéro du jour de l'année.

$$\begin{cases} k_t = \frac{I_{g,h}}{I_{0,h}} \text{ et } k_b = \frac{I_{dr,h}}{I_{g,h}} \\ k_b = -10.627k_t^5 + 15.307k_t^4 - 5.205k_t^3 + 0.994k_t^2 - 0.059k_t + 0.002 \end{cases} \quad (9)$$

Le rapport entre l'irradiance diffuse horizontale et l'irradiance globale horizontale est donné par :

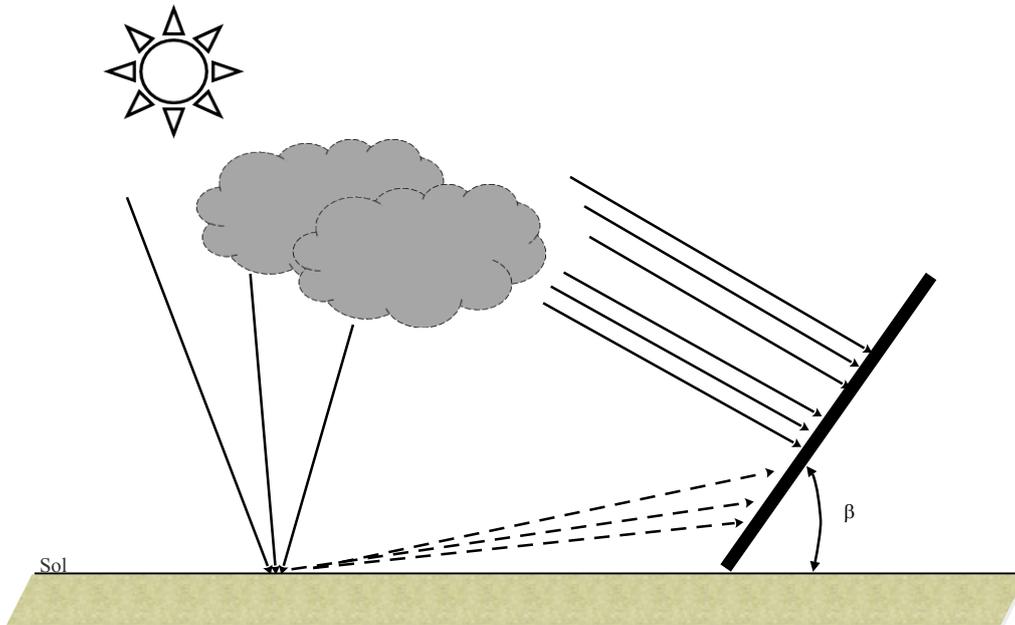
$$\begin{cases} k_d = \frac{I_{df,h}}{I_{g,h}} \\ k_d = k_t - k_b \end{cases} \quad (10)$$

On détermine donc l'irradiance diffuse et l'irradiance directe horizontale en situation de ciel clair par les relations suivantes :

$$\begin{cases} I_{df,h} = k_d \times I_{g,h} \\ I_{dr,h} = I_{g,h} - I_{df,h} \end{cases} \quad (11)$$

### ■ Calcul du rayonnement incident sur le plan du capteur solaire

Le rayonnement global incident sur une surface au sol est la somme de trois contributions à savoir : La contribution de l'irradiance directe horizontale, la contribution de l'irradiance diffuse et la contribution des rayons solaires réfléchis par les surfaces environnantes. (Figure 3).



**Fig. 4 : Décomposition de l'irradiance solaire sur un plan incliné**

Ce rayonnement global ( $I_{g,s}$ ) reçu par la surface inclinée de l'angle  $\beta$  peut se calculer selon [5] de la manière suivante :

$$I_{g,s} = I_{dr,s} + I_{df,s} + I_{rf,s} \quad (12)$$

Avec  $I_{dr,s}$ ,  $I_{df,s}$ ,  $I_{rf,s}$  qui représentent respectivement la contribution de l'irradiance directe, la contribution de l'irradiance diffuse, et la contribution de l'irradiance réfléchie.

### ○ Irradiance directe incidente

Elle est la plus importante et est fonction de l'angle zénithal ( $z$ ) du soleil et de l'angle d'incidence ( $I$ ).

$$\begin{cases} I_{dr,s} = \alpha_{in} I_{dr,h} \\ \alpha_{in} = \frac{\cos I}{\cos Z} \end{cases} \quad (13)$$

### ○ Irradiance diffuse incidente

L'irradiance diffuse incidente est fonction d'un coefficient appelé facteur de vue du ciel ( $\alpha_{ciel}$ ) qui est fonction de l'inclinaison de la surface par rapport à l'horizontale.

$$\begin{cases} I_{df,s} = \alpha_{ciel} \times I_{df,h} \\ \alpha_{ciel} = \frac{1 + \cos \beta}{2} \end{cases} \quad (14)$$

### ○ Irradiance réfléchie incidente

L'irradiance réfléchie incidente sur le plan incliné est due au rayonnement réfléchi du sol environnant. Elle dépend donc du coefficient de réfléchissement du sol ou albédo ( $r_g$ ) et un facteur de vue du sol ( $\alpha_{sol}$ ).

$$\begin{cases} I_{ref,s} = r_g \alpha_{sol} \times I_{g,h} \\ \alpha_{sol} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \end{cases} \quad (15)$$

### ■ Production électrique d'un module (ou champ) photovoltaïque

La puissance instantanée produite par un module photovoltaïque est fonction :

- De L'irradiance globale incidente sur la surface du capteur ( $I_{g,s}$ ), (ce rayonnement global est calculé dans la partie 3).
- Du rendement du capteur solaire.

Le rendement réel du capteur photovoltaïque est non seulement fonction des matériaux utilisés, mais aussi des variables climatiques telles que la température ambiante, l'humidité de l'air, la vitesse du vent, etc. Des modèles de calcul du rendement photovoltaïque sont proposés dans la littérature. En effet, selon [6], le rendement d'une cellule PV peut être approché par la relation suivante :

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref} (T_c - T_{ref})] \quad (16)$$

Où  $\eta_{ref}$  représente le rendement de référence de la cellule dans les conditions de test du laboratoire à la température de référence  $T_{ref}$  et sous une irradiance de  $1000\text{w/m}^2$  ;  $T_c$  désigne la température de fonctionnement du module photovoltaïque (peut être assimilée à la température ambiante).

Le coefficient  $\beta_{ref}$  est normalement donné par le fabricant des cellules solaires, mais selon (Hart and Raghuraman, 1982) , cité par E. Skoplaki et J.A. Palyvos [7] , il est non seulement dépendant des matériaux qui constituent la cellule solaire , mais aussi de la température de référence  $T_{ref}$  et de la température  $T_0$  au bout de laquelle le rendement de la cellule solaire est nul et ce coefficient peut être estimé par la relation :

$$\beta_{\text{ref}} = \frac{1}{T_0 - T_{\text{ref}}} \quad (17)$$

Le rendement global de la cellule solaire est donc :

$$\eta_{\text{pv}} = \eta_{\text{ref}} \left( 1 - \frac{T_c - T_{\text{ref}}}{T_0 - T_{\text{ref}}} \right) \quad (18)$$

Le rendement de référence  $\eta_{\text{ref}}$ , la température de référence  $T_{\text{ref}}$  et la température de rupture  $T_0$  sont fournis par le constructeur des cellules photovoltaïques et dépendent de la technologie utilisée.

- Du coefficient de conversion électrique ( $K_{\text{pv}}$ )

Dans le cas où l'électricité produite est utilisée par des charges alternatives, une conversion du courant continu au courant alternatif est indispensable. Cette conversion peut engendrer quelques pertes en fonction de l'efficacité des onduleurs utilisés. Un coefficient  $K_{\text{pv}}$  représentant les pertes totales est donc à prendre en compte dans le bilan global de la production du champ photovoltaïque. Ainsi la puissance instantanée du champ photovoltaïque peut donc se modéliser par :

$$\dot{W}_{\text{pv}}(t) = \eta_{\text{pv}}(t) \times K_{\text{pv}} \times I_{\text{g,s}}(t) \times A_{\text{pv}} \quad (19)$$

Avec  $\dot{W}_{\text{pv}}(t)$  qui désigne la puissance instantanée produite au temps  $t$ ,  $A_{\text{pv}}$  représente la surface effective du champ solaire,  $I_{\text{g,s}}(t)$  désigne l'irradiance globale incidente au temps  $t$  et  $\eta_{\text{pv}}(t)$  le rendement du capteur photovoltaïque dans le même temps.

En faisant l'hypothèse que l'irradiance solaire reste constante pendant un temps  $dt$ , l'énergie électrique produite pendant ce temps vaut donc :

$$W_{\text{pv}}(t) = \dot{W}_{\text{pv}}(t) \times dt \quad (20)$$

La production énergétique du champ durant une période comprise entre  $t_i$  et  $t_f$  peut donc se modéliser par :

$$W_{\text{pv}} = \int_{t_i}^{t_f} W_{\text{pv}}(t) \times dt \quad (21)$$

## ■ Simulation du modèle à l'aide des données de la Réunion

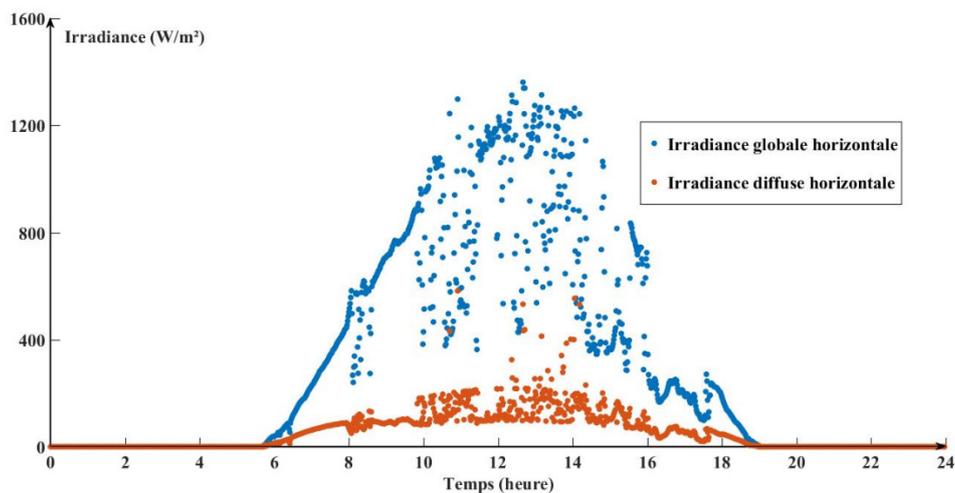
Pour la simulation du modèle, nous utilisons en plus des variables contenues dans le tableau 2 et les données d'ensoleillement suivantes :

- Ensoleillement global réel de Terre Sainte du 1<sup>er</sup> janvier 2016 ;
- Ensoleillement virtuel (fournie par Dr Jean Castaing) ;
- Ensoleillement global réel de Terre Sainte du 31 décembre 2008.

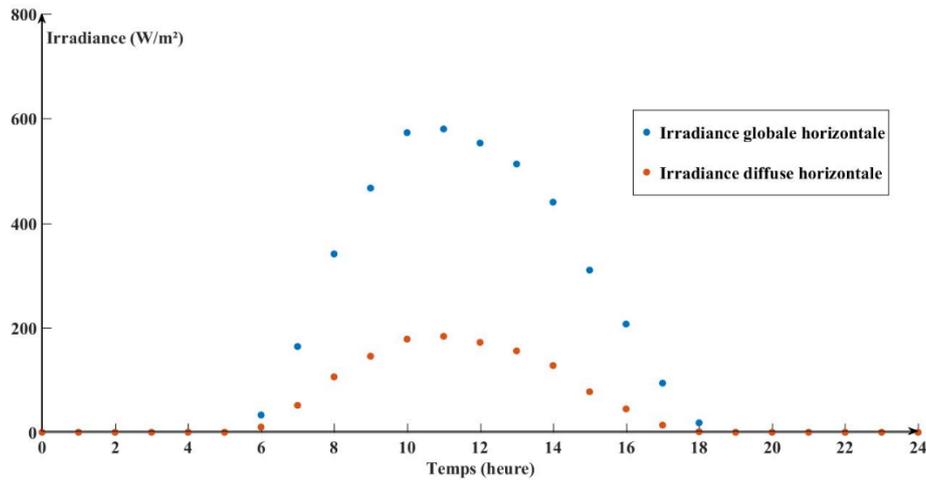
**Tab. 2 : Données de simulation**

Paramètre	Symbole	Valeur	Unité	Réf.
Latitude	$\Phi$	-21.34	Degré	-
Longitude	$\sigma$	55.47	Degré	-
Fuseau horaire par rapport à UTC	Tz	4	Heure	-
Température moyenne	T	27	°C	-
Pression moyenne	P	1022	mbar	-
Altitude	H	1642	m	-
Constante solaire	$I_0$	1367	W/m <sup>2</sup>	[8]
Albédo du sol	$r_g$	0.2	-	[5]
Rendement de capteur PV	$\eta_{ref}$	10	%	-
Température de référence du capteur	$T_{ref}$	25	°C	[6]
Température de rupture du capteur	$T_0$	270	°C	[6]
Coefficient de conversion électrique	$K_{pv}$	100	%	-
Surface du capteur solaire	$A_{pv}$	1	m <sup>2</sup>	-

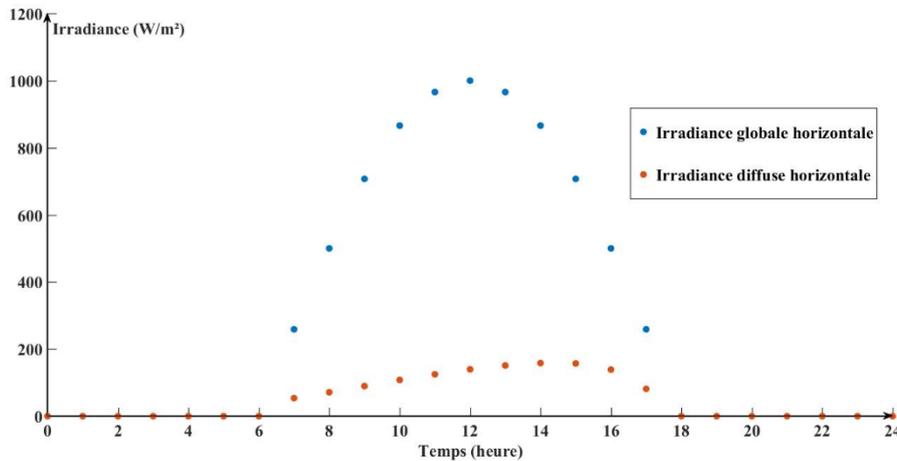
### ○ Resultats de l'irradiance diffuse



**Fig. 5 : Ensoleillement diffus obtenu à partir de l'ensoleillement global réel de Terre Sainte du 1er janvier 2016 (par pas d'une minute).**



**Fig. 6 : Ensoleillement diffus obtenu à partir de l'ensoleillement global réel de Terre Sainte du 31 décembre 2008 (Données horaires).**



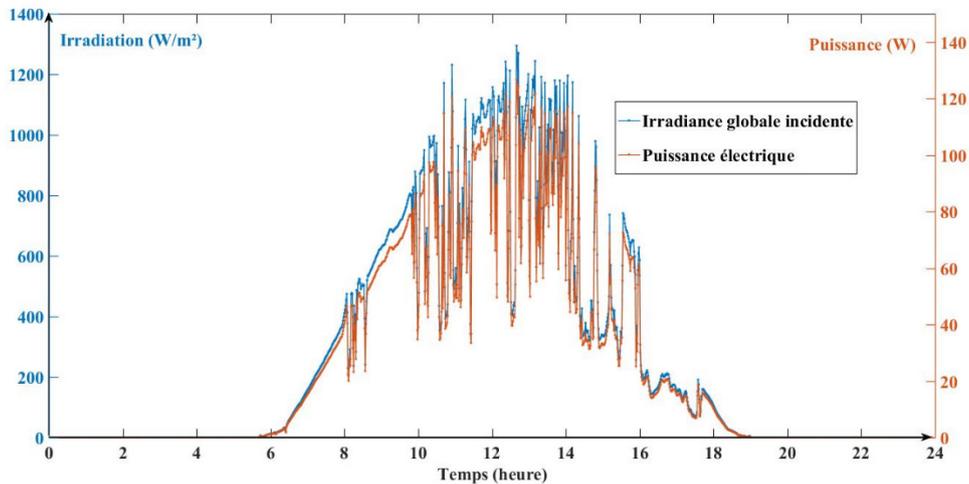
**Fig. 7 : Ensoleillement diffus obtenu à partir de l'ensoleillement global Virtuel fourni Par Dr Jean Castaing (Données horaires).**

En analysant ces trois résultats sur le calcul du rayonnement diffus à partir du rayonnement global, nous pouvons dire que le modèle donne des résultats cohérents de rayonnement diffus pour les irradiances réelles mesurée à Terre sainte. En ce qui concerne les données virtuelles, le décalage du maximum du rayonnement diffus calculé peut s'expliquer par le fait que le maximum est volontairement fixé à 12h, et pourtant le maximum devrait coïncider avec une hauteur solaire de  $90^\circ$ . Or pour le 1<sup>er</sup> janvier, le maximum de l'irradiation se situe vers 13h30 et non à 12h. En outre le décalage dans le temps est dû au fait que les données virtuelles ne coïncident pas avec les hauteurs solaires réelles utilisées dans le modèle.

Nous utiliserons donc les données réelles (par pas d'une minute), pour la suite de la simulation du modèle.

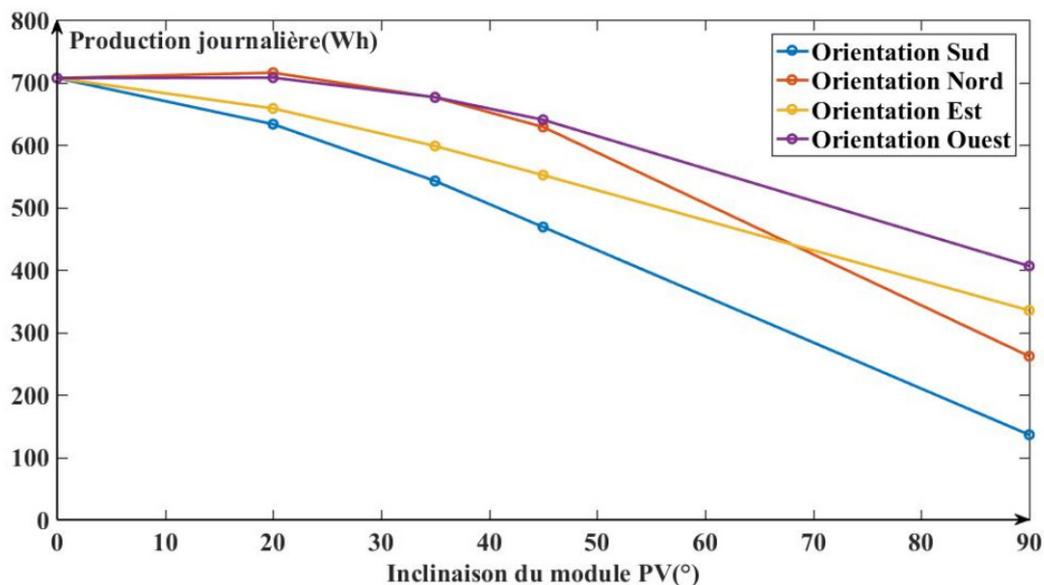
○ Irradiance incidente et productible solaire

La simulation du modèle donnant l'irradiance sur le plan incliné, et celui donnant la puissance électrique instantanée produite par le capteur solaire permet d'avoir les résultats suivants :



**Fig. 8 :** Irradiance incidente sur un panneau solaire de 1m<sup>2</sup> situé à Terre Sainte (21.37 ° Sud, 55.47 ° Est) le 1<sup>er</sup> Janvier 2016, et sa puissance électrique instantanée (PV orienté vers le Nord et incliné de 21°).

Afin de déterminer l'orientation et l'inclinaison optimales des modules photovoltaïques, nous réalisons une simulation de la production journalière du module PV pour différentes orientations et inclinaisons en utilisant l'enseillement global réel de Terre Sainte.



**Fig. 9 :** Production solaire journalière d'un panneau solaire de 1m<sup>2</sup> situé à Terre Sainte (21.37 ° Sud, 55.47 ° Est) le 1<sup>er</sup> Janvier 2016, en fonction de l'inclinaison et de l'orientation.

Les courbes d'évolution de la production électrique de la Figure 9 montrent que la production énergétique journalière du module solaire est maximale pour un angle d'inclinaison proche de la latitude, quelle que soit l'orientation. En plus, on peut retenir qu'à ce lieu (Terre sainte) l'orientation optimale du module est le Nord ou l'Ouest pour des angles d'inclinaison compris entre 0 et 35°. Mais ces résultats ne sont valables que pour la seule journée du 1<sup>er</sup> janvier. Une simulation d'une année entière est donc nécessaire pour trouver la bonne orientation et la bonne inclinaison afin d'optimiser la production énergétique annuelle.

La même simulation est faite pour des endroits différents (comme vous l'aviez demandé dans le mail) pour le 1<sup>er</sup> janvier, 1<sup>er</sup> mars, 1<sup>er</sup> juin et 1<sup>er</sup> septembre.

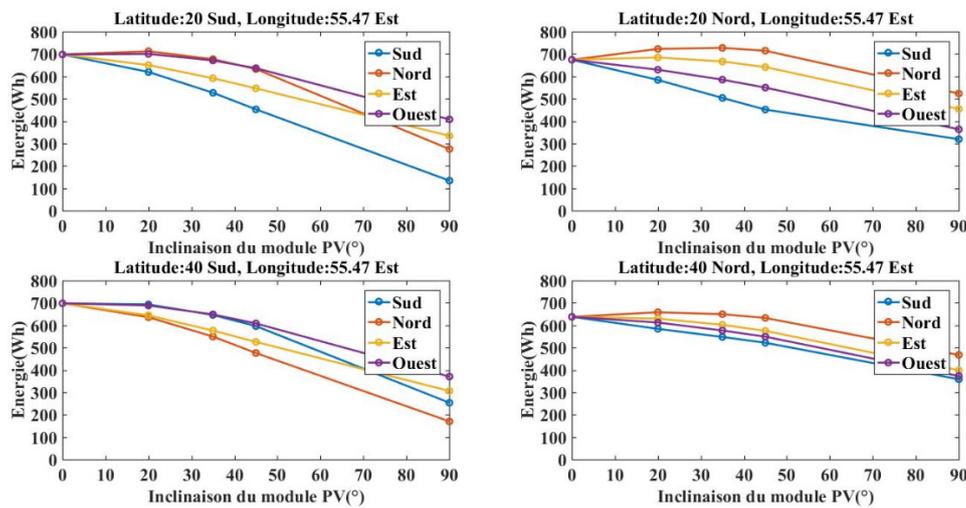


Fig. 10 :: Production journalière d'un panneau solaire de 1m<sup>2</sup> le 1<sup>er</sup> Janvier 2016

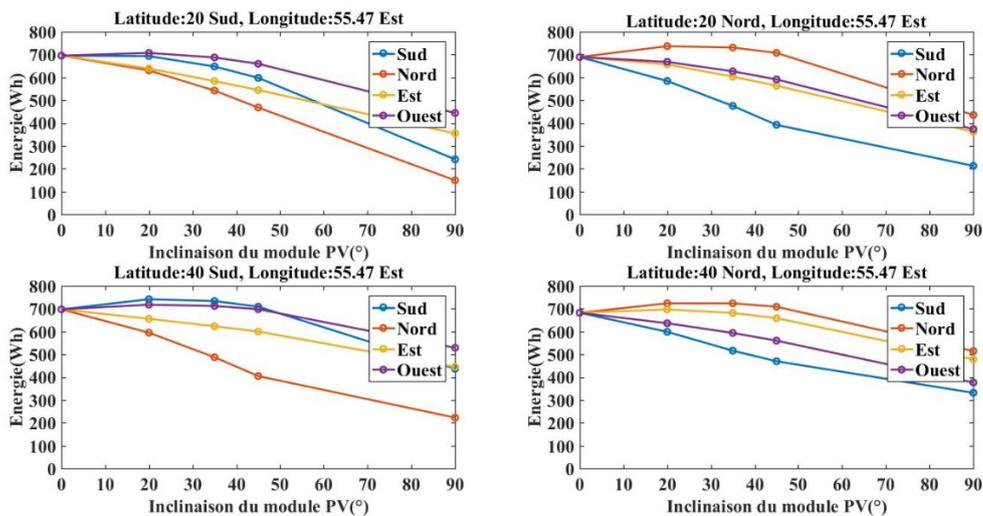
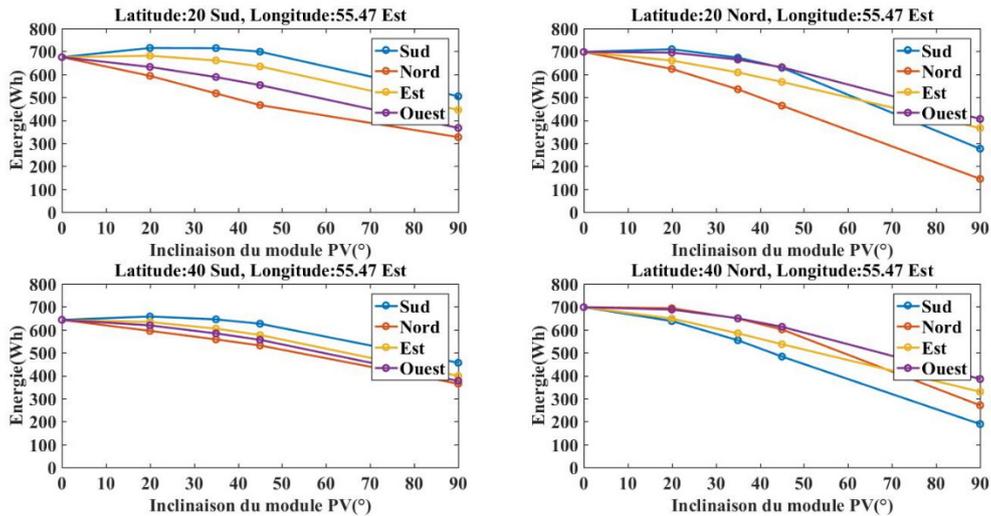
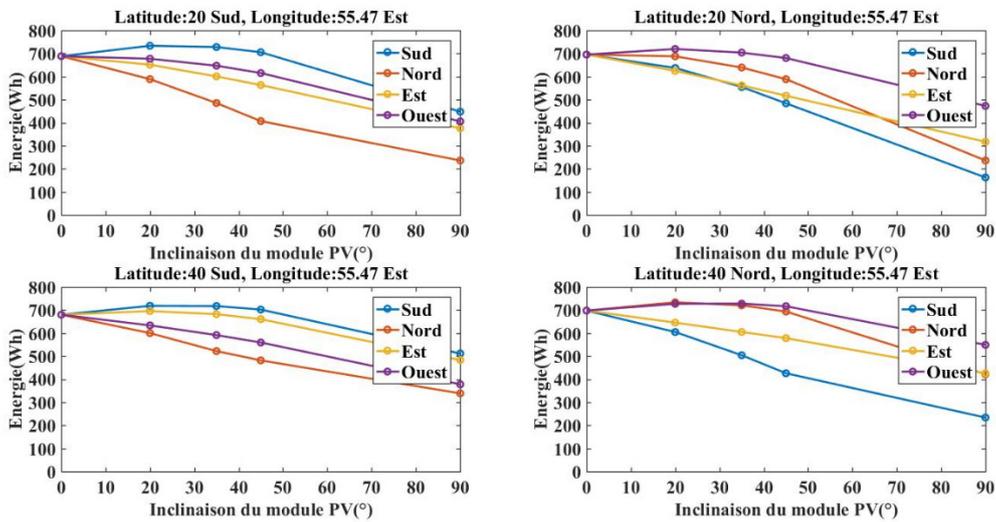


Fig. 11 : Production journalière d'un panneau solaire de 1m<sup>2</sup> le 1<sup>er</sup> Mars 2016



**Fig. 12 : Production journalière d'un panneau solaire de 1m<sup>2</sup> le 1<sup>er</sup> Juin 2016**



**Fig. 13 : Production journalière d'un panneau solaire de 1m<sup>2</sup> le 1<sup>er</sup> septembre 2016**

De façon générale, ces courbes montrant l'évolution de la production énergétique journalière du module PV ne reflètent pas la réalité, car l'ensoleillement global utilisé ne provient pas de ces sites, mais de la Réunion. Cela peut se confirmer aussi en analysant les courbes de la figure correspondante aux coordonnées 20 Sud, 55.47 Est (coordonnées proches de celle de la réunion) du 1<sup>er</sup> janvier qui admettent les mêmes évolutions que les courbes de la Figure 9.

## Annexe 2 – Modélisation de la déperdition thermique

### 1. Calcul de la déperdition thermique du réservoir d'air

La déperdition thermique à travers le réservoir peut se calculer à partir des trois modes de transfert qui sont :

**Conduction thermique** : l'énergie se propage au sein d'un même corps ou passe d'un corps à un autre sous l'influence d'un gradient de température.

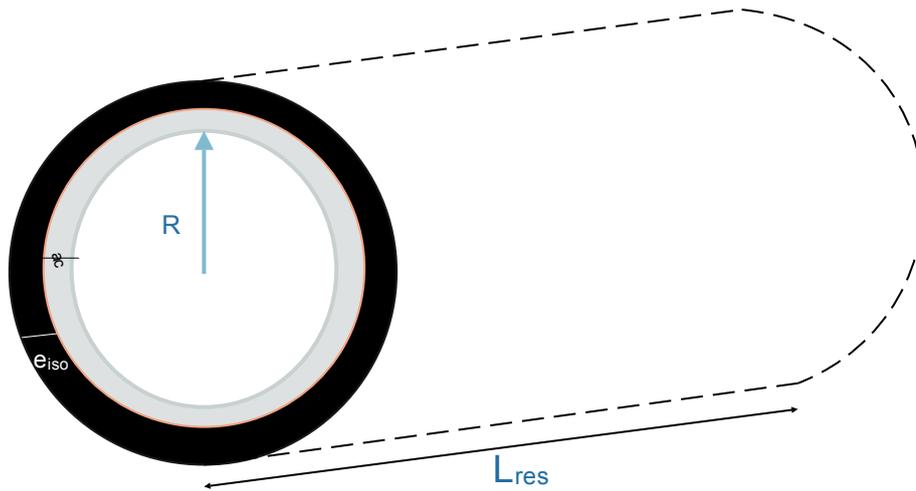
**Convection** : les différences de températures au sein d'un fluide engendrent des différences de masse volumique. Ainsi les particules se mettent naturellement en mouvement, les particules moins denses remontant. Ce déplacement de matière induit un déplacement de la chaleur. La convection est dite forcée si elle est provoquée.

**Rayonnement** : Tous les corps émettent un rayonnement électromagnétique, on parle de rayonnement thermique.

Pour des températures moyennes comme dans le cas de notre étude, le rayonnement ne présente pas un apport important à la déperdition globale. Nous décidons donc de négliger le transfert de chaleur dû au rayonnement thermique.

Nous allons tester deux formes de réservoir différentes à savoir une forme cylindrique et une forme sphérique.

- Réservoir cylindrique
  - $R$  : rayon interne du cylindre (m)
  - $e_{ac}$  : épaisseur du d'acier du cylindre (m)
  - $e_{iso}$  : épaisseur de l'isolant thermique (m)
  - $L_{res}$  : Longueur du cylindre (m)



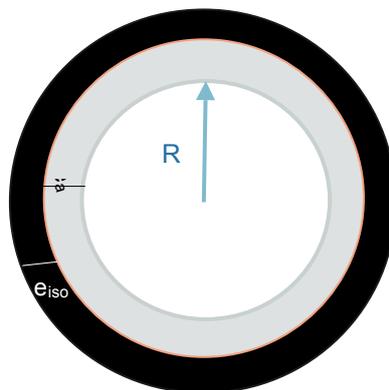
**Fig. 14 : Coupe d'un réservoir cylindrique recouvert d'isolant thermique**

Pour un cylindre creux recouvert d'isolant, le coefficient global d'échange thermique est donné par la formule :

$$KS_{cyl} = \frac{2 \cdot \pi \cdot L_{res}}{\frac{1}{h_{in} \cdot R_{in}} + \frac{\text{Ln}\left(\frac{R_{in} + e_{ac}}{R_{in}}\right)}{\lambda_{ac}} + \frac{\text{Ln}\left(\frac{R_{in} + e_{ac} + e_{iso}}{R_{in} + e_{ac}}\right)}{\lambda_{iso}} + \frac{1}{h_{ex} \cdot (R_{in} + e_{ac} + e_{iso})}} + \frac{\pi \cdot R_{in}^2}{2 \cdot \left(\frac{1}{h_{in}} + \frac{e_{ac}}{\lambda_{ac}} + \frac{e_{iso}}{\lambda_{iso}} + \frac{1}{h_{ex}}\right)} \quad (1)$$

■ Réservoir sphérique

- $R_{in}$  : rayon interne de la sphère (m)
- $e_{ac}$  : épaisseur du d'acier de la sphère (m)
- $e_{iso}$  : épaisseur de l'isolant thermique (m)



**Fig. 15 : Coupe d'un réservoir sphérique recouvert d'isolant thermique**

Pour une sphère creuse recouverte d'isolant, le coefficient global d'échange thermique est donné par la formule :

$$KS_{sph} = \frac{1}{\frac{1}{4 \cdot \pi \cdot R_{in}^2 \cdot h_{in}} + \frac{e_{ac}}{4 \cdot \pi \cdot \lambda_{ac} R_{in} \cdot (R_{in} + e_{ac})} + \frac{e_{iso}}{4 \cdot \pi \cdot \lambda_{iso} (R_{in} + e_{ac}) \cdot (R_{in} + e_{ac} + e_{iso})} + \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot (R_{in} + e_{ac} + e_{iso})^2 \cdot h_{ex}}}$$

(2)

Pour déterminer le coefficient global d'échange thermique dû à la conduction et à la convection, nous devons déterminer les coefficients de convection à l'intérieur et à l'extérieur des réservoirs. Pour cela un nombre adimensionnel appelé nombre de **Nusselt** est calculé en fonction du coefficient de convection comme suit :

$$N_u = \frac{h \times D}{\lambda}$$

(3)

Avec  $h$  qui désigne le coefficient de convection,  $\lambda$  représente la conductivité thermique du fluide et  $D$  le diamètre du réservoir. La connaissance de  $h$  nécessite donc celle du nombre de **Nusselt**. Pour cela, des formules empiriques donnant le nombre de **Nusselt** en fonction de d'autres nombres adimensionnels existent dans la littérature. Nous utiliserons donc ces formules pour déterminer les coefficients de convection.

### ■ Convection naturelle à l'intérieur des réservoirs (cylindre et sphère)

Dans le réservoir, nous considérons que l'air subit une convection naturelle. Ainsi, selon **Churchill et Chu** [1] le nombre de **Nusselt** à l'intérieur du cylindre est calculé par la formule suivante:

$$N_{u,cyl} = \left( 0.60 + 0.387 \left( R_a \left( 1 + \left( \frac{0.559}{Pr} \right)^{\frac{9}{16}} \right)^{-\frac{16}{9}} \right)^{\frac{1}{6}} \right)^2$$

(4)

Pour une sphère creuse avec du fluide à l'intérieur, le nombre de **Nusselt** en convection naturelle peut être calculé selon **Yuge** [2] par la relation :

$$N_u = 2 + 0.43 R_a^{1/4}$$

(5)

Avec :

- $P_r = \frac{c_p \mu}{\lambda}$  qui désigne le nombre de **Prandtl** ;
- $G_r = \frac{g \beta \Delta T D^3 \rho^2}{\mu^2}$  qui s'appelle le nombre de **Grashof**;
- $R_a = P_r \times G_r$  qui représente le nombre de **Rayleigh**;

Dans ces formules  $\mu$  représente la viscosité dynamique de l'air,  $\rho$  la masse volumique de l'air,  $\lambda$  la conductivité de l'air,  $g$ , l'accélération de la pesanteur,  $\beta$  le coefficient d'expansion du volume,  $D$  le diamètre du réservoir, et  $\Delta T$  qui représente la différence de température entre la paroi et l'intérieur du réservoir.

### ■ Convection forcée à l'extérieur des réservoirs (cylindre et sphère)

Pour le calcul du coefficient de convection à l'extérieur, nous considérons une convection forcée sur la surface du réservoir avec une vitesse moyenne de l'air de 1 m/s. Le nombre de **Nusselt** pour une convection forcée sur un cylindre se calcule selon *Churchill et Bernstein* par :

$$N_u = 0.30 + \frac{0.62 R_e^{1/2} P_r^{1/3}}{\left[1 + (0.4 P_r)^{2/3}\right]^{1/4}} \left[1 + \left(\frac{R_e}{282000}\right)^{5/8}\right]^{4/5} \quad (6)$$

Pour un réservoir sphérique, nous calculons le nombre de **Nusselt** à l'aide de la corrélation de **Sohrab** [3] définie comme suit :

$$N_u = 2 + 0.5918 R_e^{1/2} P_r^{1/3} \quad (7)$$

Avec  $R_e$  qui représente le nombre **Reynolds** et vaut  $R_e = \frac{\rho U_m D}{\mu}$ , où  $U_m$  désigne la vitesse moyenne de l'air. Connaissant les nombres de **Nusselt** à l'intérieur et à l'extérieur du réservoir nous déduisons les coefficients de convection à partir de l'équation (3). Soit :  $h = \frac{\lambda \times N_u}{D}$ . La chaleur échangée entre le réservoir et l'extérieur est calculée en fonction de la différence de température entre l'extérieur ( $T_{ext}$ ) et l'intérieur ( $T_{res}$ ) comme suit :

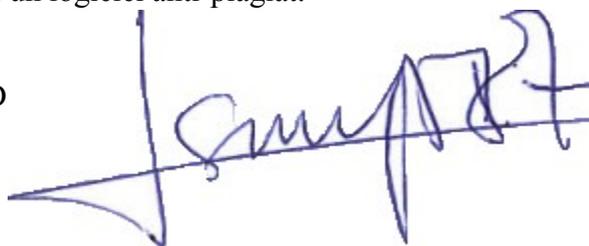
$$Q_{res} = KS \times (T_{ext} - T_{res}) \quad (8)$$

**LETTRE D'ENGAGEMENT DE NON-PLAGIAT**

Je, soussigné(e) **SIMPORE Sidiki** en ma qualité de doctorant(e) de l'Université de La Réunion, déclare être conscient(e) que le plagiat est un acte délictueux passible de sanctions disciplinaires. Aussi, dans le respect de la propriété intellectuelle et du droit d'auteur, je m'engage à systématiquement citer mes sources, quelle qu'en soit la forme (textes, images, audiovisuel, internet), dans le cadre de la rédaction de ma thèse et de toute autre production scientifique, sachant que l'établissement est susceptible de soumettre le texte de ma thèse à un logiciel anti-plagiat.

Fait à Saint-D

Signature :



**Extrait du Règlement intérieur de l'Université de La Réunion**  
(validé par le Conseil d'Administration en date du 11 décembre 2014)

**Article 9. Protection de la propriété intellectuelle – Faux et usage de faux, contrefaçon, plagiat**

L'utilisation des ressources informatiques de l'Université implique le respect de ses droits de propriété intellectuelle ainsi que ceux de ses partenaires et plus généralement, de tous tiers titulaires de ces droits.

En conséquence, chaque utilisateur doit :

- utiliser les logiciels dans les conditions de licences souscrites ;
- ne pas reproduire, copier, diffuser, modifier ou utiliser des logiciels, bases de données, pages Web, textes, images, photographies ou autres créations protégées par le droit d'auteur ou un droit privatif, sans avoir obtenu préalablement l'autorisation des titulaires de ces droits.

**La contrefaçon et le faux**

Conformément aux dispositions du code de la propriété intellectuelle, toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle d'une œuvre de l'esprit faite sans le consentement de son auteur est illicite et constitue un délit pénal.

L'article 444-1 du code pénal dispose : « Constitue un faux toute altération frauduleuse de la vérité, de nature à causer un préjudice et accomplie par quelque moyen que ce soit, dans un écrit ou tout autre support d'expression de la pensée qui a pour objet ou qui peut avoir pour effet d'établir la preuve d'un droit ou d'un fait ayant des conséquences juridiques ».

L'article L335\_3 du code de la propriété intellectuelle précise que : « Est également un délit de contrefaçon toute reproduction, représentation ou diffusion, par quelque moyen que ce soit, d'une œuvre de l'esprit en violation des droits de l'auteur, tels qu'ils sont définis et réglementés par la loi. Est également un délit de contrefaçon la violation de l'un des droits de l'auteur d'un logiciel (...) ».

**Le plagiat** est constitué par la copie, totale ou partielle d'un travail réalisé par autrui, lorsque la source empruntée n'est pas citée, quel que soit le moyen utilisé. Le plagiat constitue une violation du droit d'auteur (au sens des articles L 335-2 et L 335-3 du code de la propriété intellectuelle). Il peut être assimilé à un délit de contrefaçon. C'est aussi une faute disciplinaire, susceptible d'entraîner une sanction.

Les sources et les références utilisées dans le cadre des travaux (préparations, devoirs, mémoires, thèses, rapports de stage...) doivent être clairement citées. Des citations intégrales peuvent figurer dans les documents rendus, si elles sont assorties de leur référence (nom d'auteur, publication, date, éditeur...) et identifiées comme telles par des guillemets ou des italiques.

Les délits de contrefaçon, de plagiat et d'usage de faux peuvent donner lieu à une sanction disciplinaire indépendante de la mise en œuvre de poursuites pénales.