

Rehaussement d'un outil informatique d'aide au
dimensionnement de centrales photovoltaïques autonomes
destinées au pompage de l'eau potable

par

Patrick TURCOTTE

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE, ÉNERGIES RENOUVELABLES ET
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
M. Sc. A.

MONTREAL, LE 22 AVRIL 2024

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Patrick Turcotte, 2024



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Daniel Rousse, directeur de mémoire
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Adrian Ilinca, président du jury
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Ricardo Izquierdo, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 16 AVRIL 2024

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

J'aimerais chaleureusement remercier M. Daniel Rousse pour sa confiance et son grand appui, qui ont été d'une valeur inestimable pour le lancement de ce nouveau chapitre de ma carrière professionnelle.

J'aimerais également affectueusement remercier mes parents et mes proches pour leurs indéfectibles encouragements à entamer cette nouvelle étape.

من النور يأتي الماء، ومن الماء تأتي الحيا

Rehaussement d'un outil informatique d'aide au dimensionnement de centrales photovoltaïques autonomes destinées au pompage de l'eau potable

Patrick TURCOTTE

RÉSUMÉ

Les présents travaux visent à rehausser l'outil d'aide au dimensionnement de systèmes de pompage d'eau potable à énergie photovoltaïque (SPPV) *pvpumpingsystem* par l'ajout d'un simulateur du système de suivi du point de puissance maximale (MPPT) et l'enrichissement des profils de consommation d'eau, et à analyser l'impact de ce rehaussement sur les résultats fournis par l'outil. La simulation du MPPT est effectuée à l'aide de la modélisation détaillée d'un convertisseur *buck-boost* guidé par un algorithme de type *perturb and observe* (P&O). Les options d'utiliser un modèle de consommation d'eau à l'échelle mensuelle ou à l'échelle quotidienne, en plus de profils de consommation horaire au sein de la journée, sont ajoutées. Le tout est programmé à l'aide du langage Python, afin de faciliter l'intégration à *pvpumpingsystem*.

Les résultats ont permis de confirmer que l'algorithme P&O est efficace pour maximiser l'énergie obtenue des panneaux photovoltaïques sous des conditions simples (peu de panneaux solaires, irradiance homogène). Cependant, il est également ressorti que le convertisseur *buck-boost* n'est pas un choix optimal pour la combinaison directe avec des panneaux solaires photovoltaïques, à cause de la fraction de chaque cycle où le circuit laisse l'alimentation en circuit ouvert, ce qui représente une réduction de l'énergie disponible. De plus, la simulation détaillée, bien que précise, exige un temps d'exécution incompatible avec l'utilisation pratique de *pvpumpingsystem*. Les travaux ont néanmoins permis de confirmer que l'emploi d'une efficacité moyenne de 94% pour le MPPT produit des résultats réalistes et utiles sous ces conditions simples.

L'emploi de profils de consommation d'eau plus précis a des impacts importants sur la conception du SPPV, augmentant ou réduisant aisément d'environ 40% la probabilité de défaut dans l'alimentation en eau potable selon les scénarios comparés.

Mots-clés : photovoltaïque, MPPT, pompage, eau potable, *buck-boost*

Enhancement of a photovoltaic drinking water pumping system design software tool

Patrick TURCOTTE

ABSTRACT

The objective of this project is to enhance *pvpumpingsystem*, a software tool designed to assist in the design of photovoltaic drinking water pumping systems (PVPS), through the integration of a maximum power point tracking (MPPT) simulator and the addition of detailed water consumption profiles. The impact of those enhancements on the results generated by the tool are then analysed. The MPPT simulation is performed through the detailed modeling of a buck-boost converter controlled by a perturb and observe (P&O) algorithm. The option to use monthly or daily water consumption profiles, in addition to an hourly water consumption profile within each day, is added. The Python programming language is used, to ease integration with *pvpumpingsystem*.

The results confirm that the P&O algorithm is effective at maximising the energy obtained from the photovoltaic panels under simple conditions (few solar panels, homogeneous irradiance). However, it was also revealed that the buck-boost converter is not an optimal choice for a direct combination with photovoltaic solar panels because of the fraction of each cycle during which the circuit leaves the power source in open-circuit mode, leading to a reduction in available energy. Furthermore, the detailed simulation, while precise, requires a computing time that is incompatible with the practical use of *pvpumpingsystem*. Nevertheless, the work has confirmed that using a simplified MPPT model with a 94% average efficiency is an adequate approach leading to realistic and useful results under those simple conditions.

The use of more precise water consumption profiles has significant impacts on the design of an SPPV, easily raising or lowering by up to 40% the load losses probability depending on the compared scenarios.

Keywords : photovoltaic, MPPT, pumping, drinking water, buck-boost

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	7
1.1 Critères de sélection des articles	7
1.2 Pompage d'eau potable alimenté par énergie solaire photovoltaïque.....	7
1.2.1 Panneaux solaires photovoltaïques	9
1.2.2 Système de contrôle électrique	10
1.2.3 Système d'entreposage d'énergie	11
1.2.4 Moteur électrique	14
1.2.5 Pompe	15
1.2.6 Conception du SPPV.....	16
1.3 État de l'art des technologies MPPT.....	18
1.3.1 Description, caractéristiques et impacts d'un MPPT	18
1.3.2 Algorithmes de fonctionnement des MPPT	24
1.3.3 Modélisation des MPPT.....	33
1.4 Modélisation des profils de consommation d'eau potable.....	34
1.4.1 Consommation individuelle	34
1.4.2 Consommation de la communauté à desservir.....	36
1.4.3 Variations de la consommation.....	38
1.5 Problématique et objectifs poursuivis.....	40
CHAPITRE 2 MÉTHODOLOGIE.....	41
2.1 Outils utilisés	41
2.2 Modélisation du MPPT	43
2.2.1 Modélisation du circuit de contrôle	43
2.2.2 Modélisation du circuit de saisie.....	46
2.2.3 Modélisation du circuit de puissance.....	46
2.3 Intégration des profils de consommation d'eau potable	52
2.4 Intégration à <i>pvpumpingsystem</i>	53
2.5 Données d'essai	53
2.5.1 Simulations MPPT	54
2.5.2 Simulations de consommation d'eau	54
CHAPITRE 3 RÉSULTATS	57
3.1 Vérification du modèle de circuit de puissance	57
3.2 Vérification du modèle MPPT	61
3.3 Comparaison des approches MPPT	69
3.4 Comparaison des profils de consommation d'eau potable	72

CHAPITRE 4	DISCUSSION	75
4.1	Analyse de la comparaison des modèles MPPT	75
4.2	Analyse de la comparaison des profils de consommation d'eau potable.....	79
CONCLUSION.....		81
ANNEXE I	CONCEPTION DU CIRCUIT D'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE	83
ANNEXE II	FORMAT DES DONNÉES DE CONSOMMATION	85
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		91

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 1.1	Liste des catégories et options de conception d'un SPPV	8
Tableau 3.1	Paramètres de simulation du circuit <i>buck-boost</i>	57
Tableau 3.2	Caractéristiques du panneau solaire photovoltaïque Canadian Solar CS5P-220M.....	62
Tableau 3.3	Paramètres du panneau solaire photovoltaïque Canadian Solar CS5P-220M en fonction des conditions d'opération	63
Tableau 3.4	Paramètres du panneau solaire Canadian Solar CS5P-220M en fonction des conditions d'opération obtenues sous <i>pvlip-python</i> (modèle à diode unique De Soto)	63
Tableau 3.5	Paramètres du panneau solaire Canadian Solar CS5P-220M en fonction des conditions d'opération obtenues sous PVsyst (modèle PVsyst).....	64
Tableau 3.6	Volume d'eau pompé en un an aux emplacements de contrôle pour les trois scénarios MPPT	70
Tableau 3.7	LLP sur un an aux emplacements de contrôle pour les trois profils de consommation d'eau implantés.....	73

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 1.1	Courbe I-V typique d'un panneau solaire photovoltaïque.....	19
Figure 1.2	Courbe I-V/P-V d'un panneau solaire photovoltaïque	25
Figure 1.3	Répartition des algorithmes MPPT utilisés dans les SPPV	31
Figure 1.4	Consommation moyenne d'eau en litres par personne par jour des communautés étudiées au Bénin, de août à janvier	39
Figure 2.1	Organigramme de programmation de l'algorithme <i>Perturb and Observe</i>	44
Figure 2.2	Architecture d'un circuit <i>buck-boost</i>	46
Figure 2.3	Les deux modes d'un circuit <i>buck-boost</i>	47
Figure 2.4	Modélisation du circuit <i>buck-boost</i>	48
Figure 2.5	Profil de consommation quotidienne en l/h	55
Figure 2.6	Profil de consommation mensuelle en l/j.....	55
Figure 3.1	Diagramme du circuit <i>buck-boost</i> sous MATLAB/SIMULINK	58
Figure 3.2	Valeurs de V_R en fonction du temps sous MATLAB/SIMULINK (gauche) et Python (droite) avec $DT=0,5$	58
Figure 3.3	Valeurs de V_R en fonction du temps sous MATLAB/SIMULINK (gauche) et Python (droite) avec $DT=0,25$ ($0 < t < 0,05$) et $DT=0,5$ ($0,05 < t < 0,1$)	59
Figure 3.4	Valeurs de V_R en fonction du temps sous MATLAB/SIMULINK (gauche) et Python (droite) avec $DT=0,75$ ($0 < t < 0,05$) et $DT=0,5$ ($0,05 < t < 0,1$)	59
Figure 3.5	Valeurs de V_R en fonction du temps sous Python avec $V_{PV}=24V$ et $V_{ref}=24V$ à une fréquence d'échantillonnage de 1MHz (gauche) et 100KHz (droite).....	60
Figure 3.6	Valeurs de V_R en fonction du temps sous Python avec $V_{PV}=24V$ et $V_{ref}=12V$ à une fréquence d'échantillonnage de 1MHz (gauche) et 100KHz (droite).....	60

Figure 3.7	Valeurs de V_R en fonction du temps sous Python avec $V_{PV}=24V$ et $V_{ref}=48V$ à une fréquence d'échantillonnage de 1MHz (gauche) et 100KHz (droite).....	60
Figure 3.8	Courbes I-V du panneau solaire Canadian Solar CS5P-220M en fonction des conditions d'opération.....	64
Figure 3.9	Valeurs en fonction du temps de V_{PV} (V) et V_R (V) (gauche), P_{PV} (W) et P_R (W) (droite) avec $DT=0,5$, sous Python.....	65
Figure 3.10	Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R (gauche), P_{PV} et P_R (droite) avec $DT=0,5$, sous MATLAB/SIMULINK.....	66
Figure 3.11	Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R (gauche), P_{PV} et P_R (droite) pour $K=0,01$ à 10Hz, sous Python	66
Figure 3.12	Valeurs en fonction du temps de DT pour $K=0,01$ à 10Hz, sous Python..	67
Figure 3.13	Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R (gauche), P_{PV} et P_R (droite) pour $K=0,01$ à 100Hz, sous Python	67
Figure 3.14	Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R (gauche), P_{PV} et P_R (droite) pour $K=0,05$ à 100Hz, sous Python	68
Figure 3.15	Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R pour $G=1W/m^2$ et $T=40^\circ C$, sous Python	68
Figure 3.16	Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R pour $G=10000W/m^2$ et $T=40^\circ C$, sous Python	69
Figure 3.17	Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Tunis	70
Figure 3.18	Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Assouan.....	71
Figure 3.19	Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Nairobi	71
Figure 3.20	Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Lima	71
Figure 3.21	Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Madrid.....	72

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

ANN	<i>Artificial Neural Network</i>
CdTe	<i>Cadmium Telluride</i>
CC-CC	<i>Courant Continu-Courant Continu</i>
CCM	<i>Continuous Conduction Mode</i>
CV	<i>Constant Voltage</i>
DC	<i>Direct Current</i>
FLC	<i>Fuzzy Logic Control</i>
FOCV	<i>Fractional Open-Circuit Voltage</i>
GPL	<i>General Public License</i>
GWO	<i>Grey Wolf Optimisation</i>
IC	<i>Incremental Conductance</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IIR	<i>International Institute of Refrigeration</i>
IHME	<i>Institute for Health Metrics and Evaluation</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCC	<i>Life Cycle Cost</i>
LLP	<i>Load Losses Probability</i>
LPSP	<i>Loss of Power Supply Probability</i>
MOSFET	<i>Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MTBF	<i>Mean Time Between Failures</i>

XVIII

NPV	<i>Net Present Value</i>
NR	Newton-Raphson
P&O	<i>Perturb and Observe</i>
PRI	Période de Retour sur Investissement
PSO	<i>Particle Swarm Optimisation</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
SPICE	<i>Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis</i>
SPPV	Système de Pompage d'eau potable à énergie Photovoltaïque
TOPSIS	<i>Technique for Order Performance by Similarity to Ideal Solution</i>
UNICEF	<i>United Nations International Children's Emergency Fund</i>
WHO	<i>World Health Organization</i>

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

α_{Isc}	Coefficient de température du courant en court-circuit du panneau photovoltaïque (-)
a_{ref}	Caractéristique de référence du panneau photovoltaïque (V)
C	Condensateur du circuit <i>buck-boost</i>
D	Diode du circuit <i>buck-boost</i>
DT	Rapport cyclique du circuit buck-boost (-)
DT'	Rapport cyclique complémentaire du circuit buck-boost (-)
G	Irradiance au panneau photovoltaïque (W/m ²)
I	Courant (A)
I_L	Courant dans l'inducteur du circuit <i>buck-boost</i> (A)
$I_{L,ref}$	Courant de référence du panneau photovoltaïque (A)
I_{LPV}	Courant généré par le panneau photovoltaïque (A)
I_0	Courant de saturation de la diode du panneau photovoltaïque (A)
$I_{0,ref}$	Courant de saturation de référence de la diode du panneau photovoltaïque (A)
I_{MPP}	Courant au point de puissance maximale du panneau photovoltaïque (A)
I_{SC}	Courant en court-circuit du panneau photovoltaïque (A)

XX

K	Pas de changement du rapport cyclique (-)
L	Inducteur du circuit <i>buck-boost</i>
P	Puissance (W)
P_{\max}	Puissance maximale du panneau photovoltaïque (W)
PV	Panneau photovoltaïque
R	Résistance de charge du circuit <i>buck-boost</i> (Ω)
R_C	Résistance équivalente du condensateur du circuit <i>buck-boost</i> (Ω)
R_D	Résistance équivalente de la diode du circuit <i>buck-boost</i> (Ω)
R_L	Résistance équivalente de l'inducteur du circuit <i>buck-boost</i> (Ω)
R_s	Résistance série équivalente du panneau photovoltaïque (Ω)
R_{sh}	Résistance shunt du panneau photovoltaïque (Ω)
$R_{sh,ref}$	Résistance shunt de référence du panneau photovoltaïque (Ω)
R_T	Résistance équivalente du transistor du circuit <i>buck-boost</i> (Ω)
t	Temps (s)
T	Transistor du circuit <i>buck-boost</i>
V	Tension (V)

V_C	Tension aux bornes du condensateur du circuit <i>buck-boost</i> (V)
V_D	Tension de seuil de la diode du circuit <i>buck-boost</i> (V)
V_{MPP}	Tension au point de puissance maximale du panneau photovoltaïque (V)
V_{OC}	Tension en circuit ouvert du panneau photovoltaïque (V)
V_{PV}	Tension aux bornes du panneau photovoltaïque (V)
V_R	Tension aux bornes de la résistance de charge du circuit <i>buck-boost</i> (V)
V_{ref}	Tension de référence du circuit <i>buck-boost</i> (V)
$^{\circ}C$	Degré Celsius
Ω	Ohm
A	Ampère
F	Farad
H	Henry
Hz	Hertz
h	Heure
j	Jour

XXII

Lpcd Litres par personne par jour

l Litres

l/h Litres par heure

l/j Litres par jour

m Mètre

s Seconde

V Volt

W Watt

W/m² Watt par mètre carré

INTRODUCTION

En 2024, de nombreuses communautés sont toujours dépourvues d'un accès fiable et abordable à l'eau potable et/ou à l'électricité, particulièrement dans les régions rurales des pays en développement. Selon l'Organisation Mondiale de la Santé, en 2021, plus de 771 millions d'humains n'avaient pas accès à une source d'eau propre à la consommation à moins de 15 minutes de marche, incluant pour la consommation humaine et les besoins sanitaires (WHO, 2021). Les données de l'Agence Internationale de l'Énergie indiquent qu'en 2022, 770 millions de personnes n'ont pas accès à l'électricité à domicile (IEA, 2022). Dans les deux cas, l'Afrique subsaharienne est particulièrement touchée. Les impacts de ces lacunes sont nombreux et significatifs :

1. Utilisation de sources d'eau contaminée pour la consommation humaine, ce qui comporte des risques élevés de maladie – selon l'Organisation Mondiale de la Santé, en 2020, plus de deux milliards d'humains consommaient de l'eau contaminée, surtout par des matières fécales (WHO statistics, 2022) et en 2019, les complications liées à la consommation d'eau non-potable étaient liées à 1,23 millions de décès à l'échelle mondiale, soit la 13^{ème} cause de décès (IHME, 2019);
2. Augmentation de la charge de travail pour les membres de la communauté pour l'approvisionnement en eau potable, particulièrement les femmes et les enfants (Boone, Glick & Sahn, 2011) qui ont cette responsabilité dans 80% des cas (UNICEF, 2016); les 200 millions d'heures consacrées annuellement à cette corvée diminuent le temps pouvant être consacré aux autres tâches essentielles, à l'éducation et aux loisirs;
3. Utilisation de sources d'énergie fossiles et biochimiques pour l'éclairage, la cuisson et le chauffage (Cravioto et al., 2020), ce qui augmente les dépenses, la pollution et ses impacts sur la santé, et les émissions de gaz à effet de serre (WHO, 2022), en plus de parfois avoir des impacts négatifs sur la végétation et les écosystèmes locaux (Anenberg et al., 2013);

4. Absence de ressources de réfrigération ou de congélation, ce qui réduit les options de conservation de certaines denrées alimentaires, de vaccins et de médicaments (IIR, 2015);
5. Réduction de l'accessibilité aux appareils électroniques, ce qui retarde l'accès aux ressources technologiques de communication, de développement et d'apprentissage (Zomers, 2014).

Plusieurs de ces éléments sont amplifiés par les changements climatiques actuels (Urama & Ozor, 2010; Bates, Kundzewicz & Wu, 2008) et par l'utilisation croissante de barrages hydroélectriques qui peuvent réduire ou tarifer des sources d'eau (Bates, Kundzewicz & Wu, 2008), ce qui renforce d'autant l'urgence de prendre action pour tenter de remédier à ceux-ci, particulièrement l'approvisionnement en eau potable.

Selon (Gleick, 1996; WHO, 2003), l'être humain a quotidiennement besoin d'un minimum de 50 litres d'eau propre et/ou potable pour répondre à ses besoins personnels de base (consommation, cuisine, hygiène, nettoyage et, parfois, jardinage), avec 100 à 150 litres/jour constituant un volume plus réaliste (Singh & Turkiya, 2013). En l'absence d'un réseau de distribution d'eau potable, un système de pompage à partir d'une nappe phréatique est généralement requis pour obtenir une eau propre à la consommation sans traitement grâce à sa filtration naturelle, sa protection de nombreux contaminants, et sa disponibilité (MacDonald & Calow, 2009; Al-Smaïran, 2012); ce pompage peut être effectué manuellement, mais le débit de ces systèmes est généralement de l'ordre de 10 à 30 litres par minute (WaterAid, 2022), et leur utilisation est limitée aux cas où l'eau est disponible à de faibles profondeurs (Ghoneim, 2006), ce qui n'est pas nécessairement avantageux sur le plan de la qualité de l'eau (Dobaradaran, Bina, Mahmoudian, Hatamzadeh & Dehdashti, 2009). Un moteur permet d'utiliser des puits plus profonds et d'arriver à de meilleurs résultats, et ce plus rapidement et à moindre effort; la solution la plus commune à ce jour est l'utilisation de moteurs à combustion interne (Quansah, Adaramola & Mensah, 2016; Al-Smaïran, 2012) à cause de leur simplicité, de leur faible investissement initial et de leur familiarité, mais ceux-ci présentent des contraintes d'approvisionnement en carburant, de dépenses pour l'achat de carburant, d'émission de gaz à effet de serre et de bruit. L'utilisation d'un moteur électrique

alimenté par un réseau de distribution peut résoudre une partie de ces problèmes, mais encore faut-il qu'une telle alimentation soit disponible. De plus, cette électricité peut être coûteuse, particulièrement lorsqu'une ligne de transport doit être mise en place (Chueco-Fernandez & Bayod-Rújula, 2010; Farquharson, Jaramillo & Samaras, 2018), et la fiabilité de ces réseaux est souvent très faible, tant pour la disponibilité que la qualité de l'alimentation (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2019; Quansah, Adaramola & Mensah, 2016; Eberhard & Shkaratan, 2012).

L'emploi d'une alimentation électrique de source locale et renouvelable peut présenter, lorsque les bonnes conditions sont réunies, une excellente solution; avec la chute drastique des coûts par kilowatt-heure de l'électricité de source éolienne ou photovoltaïque dans la dernière décennie (réduction à l'échelle globale de 64% des coûts de 2010 à 2020 pour les installations résidentielles) (Feldman et al., 2021; IRENA, 2021), cette option devient de plus en plus intéressante. Si on considère de plus que ces zones défavorisées bénéficient généralement d'une irradiance solaire élevée (Quansah, Adaramola & Mensah, 2016; Löf, Duffie & Smith, 1966; Mokeddem, Midoun, Kadri, Hiadsi & Raja, 2011), les solutions de pompage d'eau potable alimentées par énergie solaire photovoltaïque deviennent particulièrement attrayantes (Mohammedi, Mezzai, Rekioua & Rekioua, 2014; Ghoneim, 2006). Bien que les solutions à énergie éolienne puissent continuer à fonctionner la nuit, l'abondance de la ressource solaire et la réduction du nombre de composants mécaniques sont des facteurs qui font souvent pencher la balance en faveur du photovoltaïque (Xie, Ringler & Mondal, 2021).

Cependant, malgré la baisse des coûts des panneaux solaires photovoltaïques et de leurs systèmes de contrôle, et leurs faibles coûts d'exploitation (Baurzhan & Jenkins, 2016), ces solutions demandent toujours un investissement initial élevé, particulièrement en comparaison aux revenus moyens de ces communautés (Baurzhan & Jenkins, 2016; Opiyo, 2016). Une façon de favoriser l'accessibilité de ces systèmes est donc d'optimiser la conception d'une telle solution afin d'arriver à la solution la moins coûteuse qui satisfasse les besoins de la communauté. L'atteinte de cette solution doit prendre en compte :

1. La disponibilité locale de l'eau potable (particulièrement la hauteur manométrique totale, les besoins de filtration et de traitement (lorsque requis) et, dans une moindre mesure, la distance entre la source et le point de distribution),
2. Le profil annuel réel de consommation d'eau de la communauté,
3. Le profil annuel de l'irradiance solaire locale,
4. Les performances des composantes disponibles,
5. Les coûts initiaux et les coûts d'exploitation des composantes disponibles.

La bibliothèque logicielle libre (*open-source*) *pvpumpingsystem*, créée par Tanguy Lunel (Lunel & Rousse, 2020) à partir des travaux de Sergio Gualteros et Daniel R. Rousse (Gualteros & Rousse, 2021), est un outil d'aide à la conception d'un système de pompage d'eau potable à énergie photovoltaïque (SPPV). Elle offre de bonnes ressources pour aider à la détermination de la configuration de panneaux solaires et de pompe-moteur la mieux adaptée aux besoins.

Cependant, la première génération de *pvpumpingsystem* peut être améliorée. Dans un premier temps, le calcul de la performance des panneaux solaires emploie une approche très simplifiée lors de l'inclusion d'un contrôleur de suivi du point maximal de puissance (*maximum power point tracker*, ou MPPT), modélisant ceux-ci par un comportement idéal avec une efficacité fixe. Or, bien que ces contrôleurs permettent généralement d'extraire plus d'énergie de la ressource solaire (Kumar Dash, Nema, Nema & Verma, 2015; Elgendy, Zahawi & Atkinson, 2008) et de mieux adapter sa disponibilité aux besoins du moteur électrique (Elgendy, Zahawi, Atkinson & Giaouris, 2009), les impacts de l'implémentation et des algorithmes utilisés peuvent être significatifs sur la quantité d'eau pompée par unité d'énergie produite. Ainsi, l'exploration d'une modélisation plus poussée et précise est souhaitable. Ensuite, la bibliothèque n'accepte que des profils de consommation très simples (consommation constante, ou profil cyclique quotidien) qui ne permettent pas de prendre en compte des variations hebdomadaires, mensuelles ou saisonnières. Puisque ces fluctuations de consommation peuvent avoir d'importants impacts sur le dimensionnement du SPPV, leur intégration aux paramètres de *pvpumpingsystem* présente un grand intérêt.

Dans ce contexte, les objectifs des présents travaux sont donc :

1. Concevoir un modèle réaliste de MPPT, représentatif des produits commerciaux disponibles en 2022;
2. Intégrer ce modèles MPPT à *pvpumpingsystem* et comparer les résultats avec l'implémentation actuelle;
3. Déterminer des modèles détaillés et réalistes de consommation d'eau, représentatifs des communautés visées pour l'implantation de SPPV;
4. Rehausser *pvpumpingsystem* afin de permettre l'utilisation de modèles détaillés de consommation d'eau dans le cadre d'une simulation et/ou de la recherche de la configuration optimale, et comparer les résultats avec l'implémentation actuelle.

Afin de présenter ces travaux, ce mémoire est articulé selon la structure suivante :

1. Une revue de littérature centrée sur les MPPT (incluant les principaux algorithmes utilisés, leur modélisation, et leur utilisation dans le cadre de l'alimentation directe d'un moteur) et sur la modélisation des profils de consommation d'eau potable (particulièrement dans les environnements ruraux des pays en développement);
2. Une description de la méthodologie utilisée pour intégrer l'utilisation d'un MPPT et pour supporter des profils détaillés de consommation d'eau potable;
3. Une présentation des résultats comparatifs entre les données et solutions générées par *pvpumpingsystem* en utilisant les divers modèles MPPT, et en utilisant divers profils de consommation d'eau;
4. Une discussion des modèles utilisés, de leurs forces et de leurs faiblesses, et des résultats obtenus.

Il est à noter que les autres besoins potentiels d'eau des communautés visées, comme l'irrigation ou l'alimentation du bétail, ne font pas partie des considérations spécifiques de cette étude. En effet, l'utilisation d'eau potable, particulièrement de nappes phréatiques, n'est pas essentielle pour ces fins; on réduit ainsi l'impact sur cette ressource qui n'est pérenne que dans la mesure où le taux auquel elle est consommée ne dépasse pas significativement son taux de renouvellement. Cependant, dans le cas de l'Afrique, (MacDonald et al., 2021) indiquent que les réserves d'eau du sous-sol sont substantielles,

bénéficient actuellement d'un bon renouvellement, et pourraient subvenir aux besoins du continent à long terme.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

1.1 Critères de sélection des articles

Afin d'effectuer un tour d'horizon sur l'état de l'art des sujets traités dans le présent mémoire, des recherches ont été effectuées sur les services Google Scholar et ScienceDirect. De plus, des articles référencés par les documents trouvés sur ces services ont été examinés lorsqu'ils semblaient pertinents.

Une série de critères ont été appliqués dans la sélection des articles retenus; seules les publications dans un périodique reconnu, les présentations à un congrès mis sur pied par une organisation établie, les publications par un organisme international (par exemple, l'OMS) ou gouvernemental, ou les ouvrages de référence ont été considérés comme étant des sources fiables. De plus, un seuil minimal de 20 référencements (i.e. le nombre de références faites à l'article considéré), lorsqu'applicable, a été utilisé, sauf pour les articles plus récents (2020 et ultérieurs). Des critères supplémentaires ont été appliqués pour les thèmes spécifiques; ceux-ci sont décrits dans les sections correspondantes.

1.2 Pompage d'eau potable alimenté par énergie solaire photovoltaïque

Étant donné que les présentes recherches sont fondées sur les travaux de Tanguy Lunel et de Sergio Gualteros et que ceux-ci ont déjà exploré et décrit les SPPV, l'emphase a été mise sur des articles plus récents que 2018, afin de limiter le réemploi des sources.

Les SPPV sont une solution de plus en plus populaire et de plus en plus répandue (Verma et al., 2021; Das & Mandal, 2018; Orts-Grau et al., 2021; Kiprono & Llario, 2020) au problème de l'approvisionnement en eau potable des communautés rurales isolées. Grâce à la chute des prix des panneaux solaires (baisse de plus de 95% du coût par watt de 2000 à 2020)

(IEA, 2023), cette solution est devenue très attrayante pour des communautés dont l’approvisionnement en électricité est absent ou peu fiable (Ahmed & Demirci, 2022).

De nombreuses approches sont disponibles au concepteur d’un SPPV; le Tableau 1.1 présente un sommaire des catégories d’approches, des options principales disponibles.

Tableau 1.1 Liste des catégories et options de conception d’un SPPV

Catégorie	Options principales
Type de panneau solaire photovoltaïque	Silicium monocristallin Silicium polycristallin Couche mince tellurure de cadmium (CdTe)
Type de système de contrôle électrique ¹	Aucun Contrôleur de charge/décharge de batterie Onduleur MPPT
Type de système d’entreposage d’énergie ²	Aucun Gravité – réservoir d’eau Batteries – lithium-ion Batteries – plomb-acide
Type de moteur électrique	Courant continu – avec brosse Courant continu – sans brosse Courant alternatif
Type de pompe	Centrifuge Volumétrique

Il est à noter que les caractéristiques du trou de forage (profondeur, diamètre) ne sont pas présentées parmi ces options; on considère que celles-ci sont dictées par des contraintes de conception préalables, et que cette information est fournie au concepteur du SPPV. Elles ont cependant un impact significatif sur les options qui peuvent être retenues.

¹ L’option “Aucun” est mutuellement exclusive des autres options. Les trois autres options peuvent être combinées.

² L’option “Aucun” est mutuellement exclusive des autres options. Une batterie et un réservoir peuvent être combinés.

1.2.1 Panneaux solaires photovoltaïques

De nombreuses technologies de panneaux solaires photovoltaïques sont maintenant disponibles, incluant les cellules à couches minces, multi-jonctions, pérovskites, organiques, au silicium amorphe, etc. (Shubbak, 2019), et la recherche et le développement dans ce domaine sont en constante évolution. Ces technologies présentent diverses caractéristiques (efficacité, flexibilité, coût de fabrication, matériaux requis, impact de la température, durée de vie) qui peuvent les rendre mieux adaptées à un besoin ou un contexte particulier. Cependant, sur le plan des produits commercialement disponibles à ce jour, seules trois technologies sont vraiment à retenir pour leur prix: les cellules à silicium polycristallin, les cellules à silicium monocristallin, et les cellules à couche mince à tellure de cadmium (CdTe) (Ahmadi et al., 2018). Des variations sont offertes sur certains aspects (revêtement antireflet, transparence de la couche de protection, etc.), mais celles-ci sont généralement reflétées dans le rendement du panneau et ne sont donc pas considérées ici. Le fonctionnement et la modélisation des panneaux solaires photovoltaïques ont déjà été présentés dans (Lunel, 2020); puisque cette modélisation n'a pas significativement évolué dans les trois dernières années, ce sujet ne sera pas traité dans le présent mémoire, d'autant plus que les modèles disponibles dans la bibliothèque logicielle *pplib-python* (Holmgren, Hansen & Mikofski, 2018) sont utilisés par *pvpumpingsystem*.

La configuration électrique des panneaux est également un élément qui doit être déterminé lors de la conception; un arrangement en série additionne les tensions fournies par les panneaux, et un arrangement en parallèle additionne le courant. En plus du type de panneau solaire retenu, du nombre d'unités installées et de leur configuration électrique, leur positionnement (angle d'azimut et angle d'altitude) est également à considérer, celui-ci ayant un impact important sur l'énergie produite (Naraghi & Atefi, 2022), ainsi que sur le moment où cette énergie est produite (Doroshenko, Keshav & Rosenberg, 2018).

Bien que certaines installations SPPV fassent appel à une réorientation périodique (saisonnière ou quotidienne) manuelle des panneaux (Kolhe, Joshi & Kothari, 2004), dans le

contexte de la présente étude, seules des installations fixes sont considérées. De même, en raison de leurs coûts, de leur fragilité et de leur intérêt moindre dans les régions ensoleillées à des latitudes tropicales ou équatoriales (Eldin, Abd-Elhady & Kandil, 2016), les systèmes automatisés de positionnement ne sont pas considérés.

1.2.2 Système de contrôle électrique

Diverses approches s'offrent au concepteur pour le système de contrôle électrique. À haut niveau, trois choix doivent être faits :

1. Contrôleur de charge/décharge de batterie : si l'utilisation de batteries est retenue pour l'entreposage d'énergie, un tel circuit est requis. Un contrôleur de charge/décharge est un circuit d'électronique de puissance qui analyse les conditions courantes et détermine l'énergie électrique à envoyer aux batteries ou à extraire de celles-ci, selon l'énergie fournie par les panneaux solaires, la demande présentée par la charge (le moteur qui entraîne la pompe, dans le cas présent), le niveau de charge de la batterie, et la configuration retenue (niveau de décharge ou de charge maximale des batteries, etc.) (Eldahab, Saad & Zekry, 2016). Cette technologie est simple, répandue dans le monde commercial, et ne fera pas l'objet d'une étude spécifique;
2. Onduleur : un onduleur permet de convertir le courant continu obtenu des panneaux solaires photovoltaïques en courant alternatif, ce qui est nécessaire si le moteur employé requiert ce type d'alimentation (Gopal, Mohanraj, Chandramohan & Chandrasekar, 2013). Cette conversion fait généralement appel à un circuit d'électronique de puissance comportant une alimentation à découpage (*switch-mode power supply*) (Bandara, Sweet & Ekanayake, 2012). Ici encore, cette technologie est simple, répandue dans le monde commercial, et ne fera pas l'objet d'une étude spécifique;
3. MPPT : un contrôleur de suivi du point maximal de puissance a pour fonction d'ajuster la charge vue par les panneaux solaires photovoltaïques, afin d'en obtenir la plus grande puissance possible. Cette technologie est un élément important du présent mémoire, et est traitée en détail dans la section 1.3.

Ces trois fonctions peuvent être employées dans un SPPV, individuellement ou de manière combinée (Eldahab, Saad & Zekry, 2016). Plusieurs appareils offrant une, deux ou les trois fonctions sont disponibles sur le marché.

1.2.3 Système d'entreposage d'énergie

De par la nature intermittente et peu prévisible de la ressource solaire (absence de soleil la nuit, minimum d'énergie requise pour faire fonctionner le moteur et la pompe, conditions météorologiques (Das & Mandal, 2018)), et afin de mieux répondre à la demande en eau potable de la communauté desservie, la quasi-totalité des SPPV font appel à une forme d'entreposage d'énergie (Hamidat & Benyoucef, 2009). Ainsi, l'eau potable devient disponible à la demande, plutôt que d'être simplement pompée lorsque la ressource solaire est suffisante au fonctionnement du moteur et de la pompe, et perdue si elle n'est pas recueillie. La présente étude ne retient donc pas l'option de n'avoir aucune forme d'entreposage d'énergie, qui est généralement réservée à des SPPV destinés à l'irrigation (Zavala, López-Luque, Reza, Martinez & Lao, 2020).

L'utilisation d'un réservoir d'eau potable pour l'entreposage de l'eau pompée est la solution la plus commune (Soenen et al., 2021; Kiprono & Llarío, 2020). Bien qu'un simple bassin exposé à l'air libre puisse être utilisé, le risque de contamination de l'eau pompée avant sa collecte est beaucoup plus élevé (Slavik, Oliveira, Cheung & Uhl, 2020), ce qui rend l'utilisation d'un réservoir fermé nettement plus attrayante. Celui-ci peut être en plastique, en béton, en métal, en fibre de verre ou en céramique (Slavik, Oliveira, Cheung & Uhl, 2020). Ces réservoirs ont cependant un coût non-négligeable, représentant souvent la plus grande fraction du coût initial (Gualteros & Rousse, 2021). Afin d'éviter le gaspillage d'eau potable, ces réservoirs peuvent être dotés d'un capteur de niveau d'eau qui interrompt le pompage lorsque le réservoir est plein (Kiprono & Llarío, 2020), ou d'un bassin déversoir secondaire qui reçoit l'eau excédentaire, qui peut alors être utilisée pour des fins autres que la consommation humaine (entretien ménager, arrosage, alimentation du bétail). Un réservoir est donc une solution d'entreposage d'énergie simple, robuste, et qui de plus offre une certaine protection contre un bris du SPPV; si une composante devait faillir, une réserve

d'eau serait disponible pour combler une partie des besoins de la communauté en attendant la remise en fonction du système. Elle offre également l'option d'ajouter du chlore ou un autre désinfectant à l'eau, au besoin (Kiprono & Llario, 2020).

L'utilisation d'une batterie présente de nombreux avantages lors de l'utilisation d'un SPPV. La présence de batteries permet d'absorber la pointe de puissance significative requise lors du démarrage d'un moteur électrique (Orts-Grau et al., 2021), à un moment où la puissance reçue des panneaux solaires photovoltaïques est suffisante pour l'opération du moteur, mais insuffisante à son démarrage. Ceci permet donc un prolongement significatif (2h à 4h de plus, selon (Sontake & Kalamkar, 2016) et (Oi, Anwari & Taufik, 2009)) de la période quotidienne de pompage³. De plus, lorsque l'énergie solaire disponible est près du seuil requis pour le fonctionnement du moteur, une batterie permet de maintenir son opération même si la puissance fournie tombe temporairement sous le seuil minimum, ce qui entraînerait de nombreux arrêts et redémarrages (Orts-Grau et al., 2021). Cependant, (Soensen, 2021) ont observé le comportement opposé dans le cas d'un système purement « sur demande »; en l'absence de réservoir, le moteur doit être démarré à chaque demande d'eau, ce qui augmente considérablement le nombre d'arrêts et redémarrages (de 4 en moyenne pour la solution réservoir à 84 en moyenne pour la solution à la demande). Enfin, en l'absence d'une batterie ou d'un circuit de contrôle, la puissance transmise par les panneaux solaires photovoltaïques au moteur avant son démarrage doit être entièrement dissipée en chaleur par ce dernier, ce qui peut réduire son espérance de vie (Oi, Anwari & Taufik, 2009). L'utilisation de batteries peut donc non seulement augmenter la quantité d'eau qui peut être pompée quotidiennement, mais également réduire significativement l'usure du moteur électrique, ce qui réduit ses besoins d'entretien et surtout augmente sa durée de vie (Oi, Anwari & Taufik, 2009). La présence d'une batterie dans le SPPV permet également d'offrir des services complémentaires, comme l'alimentation d'un système d'éclairage la nuit et la recharge d'appareils électroniques portatifs (Soenen et al., 2021). De

³ Il est à noter qu'un condensateur à haute capacité peut également être employé pour cette fonction (Das & Mandal, 2018), mais cette approche n'est pas retenue ici à cause des circuits spécialisés requis.

nombreuses technologies sont disponibles au-delà du lithium-ion et du plomb-acide (El Kharbachi et al., 2020), mais dans le contexte visé, les autres options ne sont pas retenues, soit à cause de l'ampleur de l'installation requise pour que celle-ci soit financièrement viable, soit parce que les technologies ne sont pas encore commercialement matures.

Cependant, l'utilisation de batteries nécessite l'inclusion d'un contrôleur de charge/décharge, ce qui augmente les coûts du système et ajoute un élément dont la défaillance peut rendre le SPPV inopérant (Ahmed & Demirci, 2022). Tel que mentionné, un système à batteries qui fournit l'eau sur demande risque d'imposer un nombre plus grand d'arrêts et de redémarrages au moteur. De plus, les batteries doivent être remplacées après un certain nombre de cycles de charge et de décharge et/ou d'années d'utilisation (environ 3000 cycles et 12 ans pour les technologies lithium-ion, environ 800 cycles et 4 ans pour les batteries plomb-acide, mais plusieurs valeurs différentes sont rapportées pour ces caractéristiques, et celles-ci dépendent lourdement du profil d'utilisation de la batterie) (Khiareddine, Gam & Mimouni, 2019). (Ahmed & Demirci, 2022) mentionnent également l'impact environnemental lié aux matériaux utilisés dans la construction des batteries et à leur fin de vie, et les risques environnementaux accrus (incendie pour les batteries lithium-ion, fuites de liquides corrosifs pour les batteries plomb-acide).

L'option de combiner batteries et réservoir est également disponible; les avantages et défauts des deux approches individuelles s'additionnent alors, à l'exception du nombre d'arrêts et redémarrages du moteur, qui est minimisé dans ce scénario.

En ce qui a trait aux coûts, l'idée reçue est qu'un SPPV avec réservoir est moins coûteux qu'un système comparable avec batteries; dans leurs articles, (Ahmed & Demirci, 2022) et (Gopal, Mohanraj, Chandramohan & Chandrasekar, 2013) abondent en ce sens, tout comme plusieurs autres auteurs. Cependant, (Soenen et al., 2021) s'inscrivent en faux contre cette position; dans le contexte d'une étude comparative entre le coût d'un SPPV avec réservoir et d'un SPPV avec batterie, ils déterminent que sur le cycle de vie complet d'un système mis en place au Burkina Faso, l'utilisation de batteries plutôt qu'un réservoir réduit les coûts de

l'ensemble de 22,5%. L'étude souligne également d'autres avantages de l'utilisation de batteries, comme une réduction de la quantité d'eau pompée, une plus grande flexibilité, et la disponibilité d'une source d'alimentation électrique la nuit.

1.2.4 Moteur électrique

De nombreux types de moteurs électriques sont disponibles; une analyse exhaustive de ceux-ci dépasse largement le cadre de la présente étude. Cependant, il est pertinent de mentionner certaines catégories dans le contexte de la conception d'un SPPV. Tout d'abord, le choix d'un moteur à courant continu ou à courant alternatif a un impact direct sur le système de contrôle; puisque les panneaux solaires photovoltaïques fournissent un courant continu, un onduleur devient alors nécessaire si un moteur à courant alternatif est sélectionné. Bien que ces derniers soient souvent utilisés en pompage à cause de leur puissance, leur durabilité et la simplicité de leur contrôle (Maddalena et al., 2019), les moteurs à courant continu sont généralement utilisés dans des systèmes SPPV simples afin d'éliminer le besoin d'un onduleur, sans compter leur meilleur rendement et leur facilité d'entretien (Al-Badi et al., 2018; Kiprono & Llario, 2020). Dans le cas de hauteurs manométriques élevées (50m et plus), cependant, les moteurs à courant alternatif peuvent être un meilleur choix à cause de leur puissance plus élevée (Bora, 2017). L'entretien des moteurs à courant continu est d'autant simplifié si un modèle de moteur sans brosses est employé; les moteurs avec brosses demandent un remplacement périodique des brosses qu'ils emploient pour la commutation du courant dans leurs bobines, ce qui peut être très laborieux lorsqu'un assemblage moteur/pompe immergé dans le puits est utilisé. Ainsi, malgré leur coût initial plus élevé, des moteurs sans brosses sont habituellement utilisés dans les SPPV (Oi, Anwari & Taufik, 2009). Enfin, le dernier choix réside dans l'utilisation d'un moteur à aimant permanent ou à bobine. Bien que ces derniers soient capables de plus de puissance (Brinner, McCoy & Kopecky, 2013), dans un SPPV, des moteurs à aimant permanent sont presque systématiquement utilisés à cause de leur plus faible coût, de leur plus petite taille, de leur meilleur rendement (Oi, Anwari & Taufik, 2009; Elgendy, Zahawi & Atkinson, 2008) et de l'absence d'un besoin de puissance mécanique plus élevée des moteurs à bobine. Ainsi, dans

ce mémoire, seuls des moteurs à courant continu sans brosses à aimant permanent sont considérés.

1.2.5 Pompe

La dernière option de conception réside dans le choix du type de pompe à utiliser dans le SPPV. Ici encore, de nombreuses options sont disponibles, et une exploration en détail ne sera pas effectuée dans la présente revue de littérature. Les modèles généralement utilisés en SPPV sont les pompes centrifuge et les pompes volumétriques (Sharma, Parmar & Kumar, 2022; Kiprono & Llarío, 2020):

1. Pompe centrifuge : ce type de pompe utilise une roue à pales qui tourne à haute vitesse, aspirant l'eau en son centre et l'expulsant en périphérie. Ce type de pompe nécessite généralement un amorçage, et a donc avantage à être immergé, surtout dans les scénarios où les arrêts et démarrages sont nombreux. Ce sont des appareils qui permettent des débits élevés, simples et compacts, mais qui doivent être opérées à leur vitesse optimale pour obtenir les meilleurs rendements. Qui plus est, leur pression maximale est limitée, ce qui réduit la plage de hauteurs manométriques sur laquelle elles peuvent être utilisées (Stewart, 2018, p.62);
2. Pompe volumétrique : ces pompes, parfois aussi appelées pompes à déplacement positif, aspirent un certain volume de liquide et l'emprisonnent à l'aide de valves, et refoulent ensuite celui-ci vers leur sortie. Ce type de pompe inclut les pompes à vis ou hélicoïdales. Elles ont un bon rendement et n'ont généralement pas besoin d'être amorcées, et sont généralement utilisées dans des contextes où la hauteur manométrique est élevée. Cependant, ce sont des appareils plus complexes, volumineux et lourds, et leur coût d'entretien est plus élevé (Stewart, 2018, p.311).

Dans la plupart des scénarios de pompage à faible profondeur, les pompes centrifuge sont utilisées en SPPV, car la charge qu'elles imposent au moteur est bien adaptée à la puissance variable fournie par les panneaux solaires photovoltaïques : « *a DC motor driving a centrifugal pump represents a well-matched load for a PV array because this system utilizes most of the available DC power generated by the array* » (Ghoneim, 2006). Dans le cas des pompes volumétriques, « *a load composed of a DC motor driving a constant volume pump*

represents a nonmatched load for a PV array because the motor driving a constant volume pump requires a nearly constant current » (Ghoneim, 2006). De plus, l'entretien simplifié des pompes centrifuge et leur grande fiabilité sont bien adaptés au contexte visé. Cependant, Mohammedi et al. (2014) observent que, lors de leurs essais, « *as compared to the centrifugal pump the positive displacement pump presents a better efficiency under low power conditions* » (Mohammedi, Mezzai, Rekioua & Rekioua, 2014), ce qu'ils attribuent à une plus grande résistance au démarrage des pompes centrifuge.

Il est à noter que, dans la plupart des cas, un assemblage moteur-pompe combiné est utilisé dans les installations SPPV (Al-Badi et al., 2018), particulièrement lorsqu'une pompe submersible est employée. Cette approche permet une meilleure adaptation de la charge mécanique au moteur et simplifie l'installation.

1.2.6 Conception du SPPV

De nombreux auteurs tentent de déterminer une approche optimale pour la conception et le dimensionnement d'un SPPV à l'aide de diverses méthodes d'analyse. Au-delà des travaux de Sergio Gualteros et de Tanguy Lunel, plusieurs approches sont explorées; bien que la présente étude n'envisage pas l'implémentation d'une nouvelle méthode dans *pvpumpingsystem*, un rapide survol des recherches en la matière permet d'approfondir et mieux appréhender le sujet.

La plupart des auteurs utilisent une approche fondée sur deux critères principaux :

1. La probabilité de délestage (*Load Losses Probability*, ou LLP), soit le rapport entre la période de temps où la ressource désirée (dans le cas présent, l'eau potable) n'est pas disponible et la période de temps où la ressource désirée est disponible⁴;
2. Le coût global de durée de vie (*Life Cycle Cost*, ou LCC), soit l'ensemble des coûts et revenus d'installation, d'entretien, d'exploitation et de mise au rancart, généralement

⁴ Certains auteurs définissent le LLP comme étant le rapport entre l'énergie manquante et l'énergie demandée; le présent document utilise cependant la définition ci-haut, puisque la disponibilité de l'eau est ultimement le facteur qui nous intéresse.

ramenés à leur valeur au début du projet. Cet indicateur est parfois présenté sous le nom de valeur présente nette (*Net Present Value*, ou NPV).

L'eau pompée en excédent des besoins est parfois également prise en compte (Muhsen, Khativ & Abdulabbas, 2018), tout comme la probabilité de défaut énergétique (*Loss of Power Supply Probability*, ou LPSP) (Olcan, 2015; Bouzidi, 2013). Le coût par mètre cube d'eau pompée est utilisé en remplacement du LCC par certains auteurs (Muhsen, Khativ & Abdulabbas, 2018). Des critères environnementaux sont parfois pris en compte (Al-Badi et al., 2018), mais ceux-ci ne s'appliquent qu'aux comparaisons de l'énergie solaire photovoltaïque avec d'autres sources d'énergie (éolien, génératrices diesel, etc.) pour alimenter le système de pompage d'eau potable, ce qui n'est pas dans le périmètre des présents travaux.

L'optimisation de la conception et du dimensionnement d'un SPPV se fait à l'aide d'une des méthodes suivantes (Olcan, 2015) :

1. Méthode intuitive : un jeu de données simples (par exemple, l'ensoleillement moyen du mois le moins favorable, ou l'ensoleillement moyen annuel) est utilisé pour déterminer les composantes requises;
2. Méthode analytique : les composantes sont modélisées mathématiquement pour déterminer leur impact sur le LLP et les formules résultantes sont résolues;
3. Méthode numérique : divers scénarios sont simulés et testés à l'aide de données détaillées d'ensoleillement;
4. Méthode heuristique (itérative) : des algorithmes (logique floue, essais particuliers, algorithmes génétiques, etc.) sont utilisés pour accélérer l'atteinte d'une solution optimale dans l'application d'une méthode numérique.

Une approche hybride combinant deux de ces méthodes peut également être employée.

(Ahmed & Demirci, 2022) combinent *pvpumpingsystem* avec une approche d'optimisation par essais particuliers (*particle swarm optimisation*) pour déterminer la solution la moins coûteuse selon les seuils de LLP acceptables, dans le contexte du Soudan; leur constat principal est qu'une augmentation de la tolérance au délestage, même minimale, permet de

réduire significativement les coûts, surtout lorsqu'on optimise l'angle des panneaux à l'aide des outils de simulation.

(Muhsen, Khativ & Abdulabbas, 2018) utilisent une procédure d'analyse hiérarchique pour pondérer les critères décisionnels (LLP, LCC et quantité d'eau pompée en excès) et emploient ceux-ci dans une analyse de performance par similarité avec la solution idéale (*Technique for Order Performance by Similarity to Ideal Solution*, ou TOPSIS), mais avec des modèles de panneaux solaires, de moteur et de pompe fixés. Ici, une corrélation quasi-linéaire est établie entre une baisse du LLP (et donc une hausse de l'eau disponible) entre 0,01 et 0 et une hausse du coût par mètre cube d'eau pompé.

À la lecture des divers articles, il s'avère très rare qu'une analyse complète de conception, incluant des panneaux, moteurs et pompes de différents modèles, soit effectuée; les variables sont généralement la taille du réservoir et la configuration des panneaux solaires (nombre, agencement série/parallèle, angle d'azimut, angle d'altitude). De plus, les variations saisonnières de consommation d'eau sont rarement prises en compte.

1.3 État de l'art des technologies MPPT

Dans le contexte de ses recherches, Tanguy Lunel (Lunel, 2020) a utilisé un modèle extrêmement simplifié pour l'intégration d'un MPPT aux SPPV de *pvpumpingsystem*, ne nécessitant donc pas une exploration en profondeur. Ainsi, pour le présent mémoire, les recherches d'articles ont été effectuées sans critères de sélection supplémentaires; néanmoins, étant donné que le sujet est encore en pleine évolution, les articles récents (2018 ou plus) ont été favorisés.

1.3.1 Description, caractéristiques et impacts d'un MPPT

Lorsqu'ils fonctionnent sous des conditions stables (irradiance constante, température constante), les panneaux solaires comportent deux caractéristiques particulières (Pearsall, 2016, pp. 6-9) :

1. Le courant maximal qu'ils peuvent produire, ce qui survient lorsque leurs bornes sont connectées par une charge présentant une impédance nulle (courant en court-circuit, ou I_{sc});
2. La tension maximale qu'ils peuvent présenter à leurs bornes, ce qui survient lorsque leurs bornes sont connectées par une charge présentant une impédance infinie (tension en circuit ouvert, ou V_{oc}).

V_{oc} correspond à un courant nul ($I=0$), et I_{sc} correspond à une tension nulle ($V=0$). Entre ces points, une courbe peut être tracée pour toutes les tensions entre 0 et V_{oc} et tous les courants entre 0 et I_{sc} . Cette courbe est une caractéristique typique des panneaux solaires photovoltaïques, nommée courbe I-V; un exemple (en bleu) est présenté à la Figure 1.1.

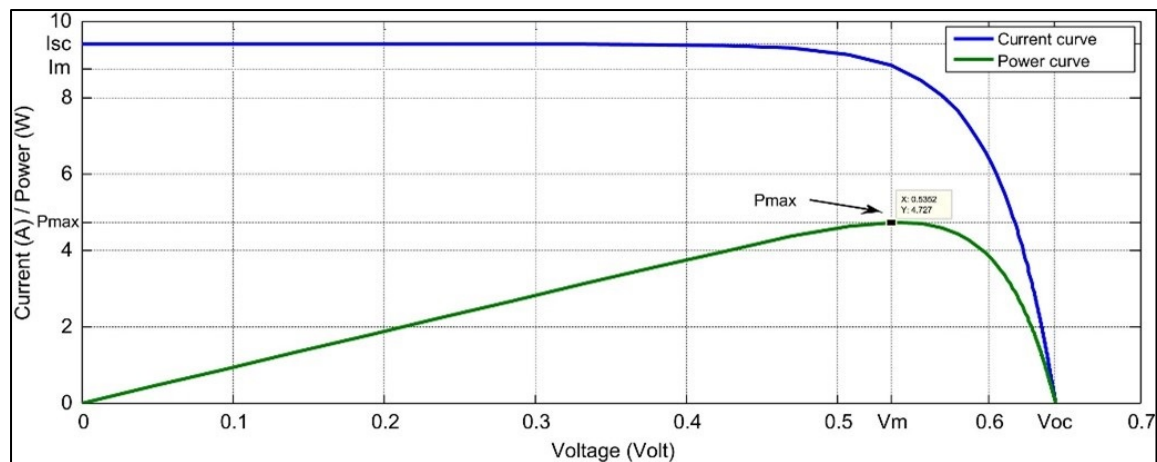


Figure 1.1 Courbe I-V typique d'un panneau solaire photovoltaïque
Adaptée de Verma, Nema, Shandilya & Dash (2016)

Cette combinaison de courant et de tension se traduit en une puissance particulière ($P=VI$) pour chaque point de la courbe I-V. Cette courbe P-V est illustrée en vert sur la Figure 1.1. Afin d'extraire le plus d'énergie possible de la ressource solaire, il est avantageux de rechercher le point d'opération sur la courbe P-V où P est le plus élevé (indiqué sur la Figure 1.1 comme P_{max}) c'est-à-dire de maximiser le rendement du panneau solaire, qui est caractérisé par le rapport entre la puissance de l'irradiance solaire qu'il reçoit et la puissance électrique qu'il produit. Ce point est également appelé le point de puissance maximale (ou *Maximum Power Point*, MPP). À ce P_{max} correspondent une tension V_{MPP} et un courant I_{MPP} (indiqués sur la Figure 1.1 comme V_m et I_m , respectivement).

L'irradiance solaire à laquelle le panneau est exposé⁵ affecte le courant maximal produit (une hausse de l'irradiance entraîne une hausse de I_{sc}), et la température du panneau affecte le V_{oc} (une hausse de la température entraîne une baisse de V_{oc}) (Podder, Roy & Pota, 2019). Ainsi, à une irradiance et à une température spécifique correspondent une courbe I-V spécifique, et donc un MPP spécifique. Or, l'irradiance (tant l'irradiance totale que la répartition de celle-ci sur le panneau, qui a également un impact sur la courbe I-V) et la température sont appelées à évoluer significativement lors de l'opération du panneau solaire; la courbe I-V est donc en constant changement, tout comme le MPP. On ne peut donc se fier sur une caractéristique stable pour déterminer le courant et la tension d'opération optimaux. Il est possible de préparer une table multidimensionnelle présentant le MPP pour toutes les conditions d'opération (*look-up table technique*), mais celle-ci est peu aisée à gérer. De plus, la situation se complique encore lorsque plusieurs panneaux sont utilisés; chacun d'entre eux peut être exposé à une irradiance et une température différentes. Il devient donc beaucoup plus avantageux de gérer la détermination du MPP de manière dynamique plutôt que théorique.

C'est ici qu'intervient le concept du MPPT, un circuit de contrôle qui modifie dynamiquement l'impédance de la charge présentée aux panneaux solaires de manière à maintenir ceux-ci à leur MPP. En ajustant cette charge, on peut fixer le ratio entre tension et courant ($V=RI$) et amener le point d'opération au MPP (Taghvaei, Radzi, Moosavain, Hizam & Marhaban, 2013), dissociant les panneaux solaires de la courbe V-I de la charge réelle qui dicterait normalement le point d'opération. Ainsi, idéalement, les panneaux opèrent toujours au meilleur rendement possible. L'autre fonction importante du MPPT est de présenter une alimentation électrique en sortie dont les caractéristiques sont aussi bien adaptées que possible aux besoins de sa propre charge (moteur, circuit de charge de batterie, appareils électroniques, etc.) afin d'améliorer ses performances et/ou de réduire les risques associés à

⁵ Ceci inclut non seulement l'irradiance solaire directe brute, mais les facteurs environnementaux comme l'irradiance diffuse ou réfléchie et la transparence de la couche de protection (usure, accumulation de salissures comme la poussière, etc.) (Hasan et al., 2022).

une alimentation inadéquate; cette fonction permet également une plus grande flexibilité au niveau de la configuration des panneaux solaires photovoltaïques, puisqu'une connexion directe exige que leurs spécifications et leur arrangement correspondent à la tension d'opération du moteur.

Un MPPT comporte les éléments suivants (Motahhir, El Hammoumi & El Ghzizal, 2020):

1. Un circuit de mesure de la tension et/ou du courant à ses bornes d'entrée, afin de déterminer les caractéristiques de l'alimentation électrique fournie par les panneaux solaires. La température du panneau ou d'autres caractéristiques dynamiques sont parfois également mesurées;
2. Un circuit d'électronique de puissance (convertisseur CC-CC, comme par exemple *boost*, *buck-boost* ou *Ćuk*) qui ajuste la charge présentée à ses bornes d'entrée et les caractéristiques de l'alimentation électrique fournie en sortie du MPPT. Ce circuit peut être multi-niveaux, disposant plusieurs convertisseurs en cascade pour améliorer la qualité de l'alimentation électrique à la sortie;
3. Un circuit de contrôle qui, à partir de l'information obtenue du circuit de mesure, d'un algorithme⁶ de contrôle et de paramètres de configuration, commande le comportement du circuit d'électronique de puissance, généralement au travers d'un rapport cyclique (*duty cycle*).

De nombreux articles font état de gains significatifs dans la performance d'un SPPV lorsqu'un MPPT est utilisé. (Oi, Anwari & Taufik, 2009) mentionnent dans leurs résultats un gain d'efficacité de 35% des panneaux solaires lors de l'intégration d'un MPPT à un SPPV simulé à l'aide de MATLAB/SIMULINK, ainsi qu'une augmentation de 87% de la quantité d'eau pompée. (Ahmed & Demirci, 2022) rapportent une augmentation moyenne de 108,47% de la puissance moyenne générée lorsqu'un MPPT est employé. Dans le contexte de l'analyse d'un SPPV au Maroc, Allouhi et son équipe ont observé des gains de plus de 12% de l'énergie produite (Allouhi et al., 2019) lors de l'intégration d'un MPPT à un SPPV

⁶ Le terme « algorithme » est ici utilisé dans un sens très large; bien que les MPPT font souvent usage d'un véritable algorithme, avec des intrants, des étapes de manipulation, des branches logiques et des extrants, certaines approches font appel à des circuits analogiques ou à des valeurs préétablies.

par rapport à un couplage direct. De plus, « *the missed water ratio was found to be only 4.3% for the MPPT DC configuration against 11% for the direct coupling* » (Allouhi et al., 2019), ce qu'ils attribuent principalement à une meilleure adaptation de l'énergie électrique fournie aux besoins du moteur-pompe. Chandel et al. mentionnent, dans le cas d'un système installé en Inde depuis 28 ans, que « *if a MPPT is included in the pumping system, the conversion efficiency of the electrical power supplied to the motor and the solar radiation is approximately constant* » (Chandel, Naik & Chandel, 2015), ce qui améliore les performances et réduit l'usure du moteur. Néanmoins, (Mokeddem, Midoun, Kadri, Hiadsi & Raja, 2011) observent, suite à l'étude sur une période de quatre mois d'hiver d'un système installé en Algérie, qu'un système sans MPPT est quand même en mesure de fournir de bonnes performances pour du pompage à faible hauteur manométrique, grâce à une bonne correspondance entre le point de puissance maximale des panneaux solaires photovoltaïques et les caractéristiques électromécaniques de l'assemblage moteur-pompe (moteur courant continu à aimants permanents, pompe centrifuge). (Kolhe, Joshi & Kothari, 2004) rapportent également de bonnes performances de leur système expérimental sans MPPT installé en Inde, mais ceux-ci ajustaient le positionnement de leurs panneaux trois fois par jour, leur offrant un gain moyen de 20% de l'eau pompée quotidiennement, comparativement à une solution fixe. Les MPPT comportent également des inconvénients. Des pertes d'énergie au niveau du contrôle et de la conversion sont inévitables; le MPPT présente donc lui-même un rendement inférieur à 100%, surtout à cause du circuit d'électronique de puissance, ce qui vient réduire partiellement les gains qu'il est susceptible d'apporter. Un rendement entre 90% et 96% est habituellement considéré (Taghvaei, Radzi, Moosavain, Hizam & Marhaban, 2013). Plusieurs algorithmes MPPT introduisent également une certaine dégradation de la qualité de l'alimentation, à cause des variations des conditions d'opération souvent utilisées pour déterminer le MPP (Elgendy, Zahawi, Atkinson & Giaouris, 2009); ces ondulations (*ripples*) n'affectent normalement pas le moteur, mais à certaines fréquences et si leur amplitude est suffisante, elles peuvent augmenter le bruit et les vibrations. De plus, l'ajout d'un MPPT à un SPPV implique la présence d'une composante supplémentaire qui peut cesser de fonctionner, interrompant totalement l'alimentation électrique du système. Les MPPT sont généralement considérés comme ayant une durée de vie limitée, principalement à cause de

l'impact des dommages thermiques sur le circuit de conversion (Andresen, Buticchi & Liserre, 2016), particulièrement les condensateurs (Wang & Blaabjerg, 2014); (Abdi, Mirtalaei & Ghasemi, 2013) ont déterminé, dans le cadre d'une étude sur le sujet, une durée de vie de 5 à 10 ans environ. (Priyadarshini & Raju, 2016) déterminent un temps moyen entre pannes (*Mean Time Between Failures*, ou MTBF) entre 120 000 et 163 000 heures sous ensoleillement maximal à une température opérationnelle de 27°C pour un circuit *buck-boost*, soit entre 13,7 et 18,6 ans. Pour un ensoleillement inférieur, le MTBF peut être triplé, voire quadruplé. Dans une étude sur la longévité de ces appareils, Akca et al. estiment qu'une durée de vie de 42 à 47 ans est envisageable dans le contexte météorologique de la Turquie (Akca, Ayaz & Durusu, 2018). Ces études, qui abordent un sujet rarement exploré, sont cependant peu citées. Enfin, les MPPT représentent un coût additionnel qui doit être comptabilisé lors de la conception du système, incluant leur remplacement. Ces coûts peuvent être compensés par la réduction du nombre de panneaux solaires photovoltaïques requis par le SPPV; (Allouhi et al., 2019) rapportent une réduction de 30% de la capacité photovoltaïque nécessaire pour la même production d'eau potable lorsqu'un MPPT est utilisé, et une baisse de la période de retour sur investissement (PRI) de 2,02 ans à 1,89 ans.

En ce qui a trait au circuit d'électronique de puissance, (Amri & Ashari, 2015) et (Seguel, Seleme Jr & Morais, 2022) ont tous deux effectué des comparaisons entre les architectures *buck-boost*, *Ćuk*, SEPIC et Zeta lorsqu'utilisés dans un MPPT. Les simulations de Seguel et al. indiquent que les quatre types de convertisseurs donnent de bons résultats, avec un léger avantage pour le convertisseur *Ćuk* : « *regardless of the MPPT algorithm used, the Cuk converter presented the highest conversion efficiency among all converters* » (Seguel, Seleme Jr & Morais, 2022). À l'opposé, le convertisseur *buck-boost* présente les moins bons résultats : « *the Buck-Boost converter showed the lowest conversion efficiencies* » (Seguel, Seleme Jr & Morais, 2022). Amri et al. confirment que « *four of these converters had a good response in the process of tracking the maximum power point* » (Amri & Ashari, 2015). Bien que les circuits *boost* et *buck* soient intéressants au niveau de leur efficacité et de leur coût inférieur, leurs limitations (augmentation de la tension seulement ou réduction de la tension seulement, respectivement) les empêchent de présenter certaines plages d'impédance aux

panneaux photovoltaïques (Taghvaei, Radzi, Moosavain, Hizam & Marhaban, 2013), ce qui les élimine des options.

1.3.2 Algorithmes de fonctionnement des MPPT

Bien que la détermination du MPP sur la courbe I-V d'un panneau solaire photovoltaïque soit au demeurant un problème simple, sa recherche dynamique en conditions réelles présente des défis. En effet, le MPPT ne dispose que d'informations limitées sur la nature et l'état du système avec lequel il interagit. Certains algorithmes font un balayage de la tension de 0 à V_{oc} ou du courant de 0 à I_{sc} pour tracer la courbe I-V complète à une fréquence fixe ou variable (Verma, Nema, Shandilya & Dash, 2015), mais cette approche nuit aux performances, puisqu'on force délibérément le système à fonctionner dans des conditions non-optimales une partie du temps (Podder, Roy & Pota, 2019). La plupart des algorithmes dynamiques tentent plutôt de déterminer où se situe le MPP par rapport à leur état actuel, et ajustent alors la charge présentée aux panneaux solaires photovoltaïques pour s'en rapprocher progressivement.

Un des enjeux principaux est la présence potentielle d'un maximum de puissance local, qui n'est pas nécessairement le MPP (Tsang & Chan, 2015). Des conditions d'irradiance différentes sur l'ensemble des cellules photovoltaïques peuvent mener à une courbe I-V qui ressemble à celle illustrée à la Figure 1.2; plusieurs algorithmes vont se stabiliser autour de 0,55V, alors que le véritable MPPT est plutôt près de 1,15V.

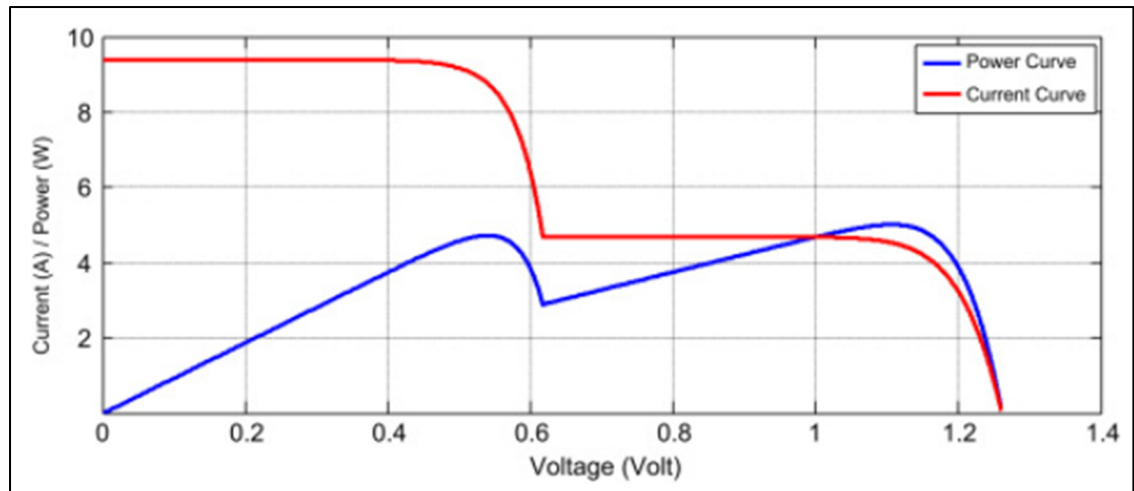


Figure 1.2 Courbe I-V/P-V d'un panneau solaire photovoltaïque
Tirée de Verma, Nema, Shandilya & Dash (2016)

De nombreux algorithmes de suivi ont été proposés pour les MPPT⁷. (Subudhi & Pradhan, 2012) présentent un inventaire de 28 techniques avec une comparaison sommaire de leurs caractéristiques, établi à partir d'une analyse de la littérature disponible. (Verma, Nema, Shandilya & Dash, 2016) en présentent 31 suivant la même démarche, tandis que (Podder, Roy & Pota, 2019) en répertorient 50. Si on examine individuellement les diverses techniques, des centaines d'articles sont disponibles, qui présentent généralement une description de l'algorithme, une implémentation en simulation (habituellement sous MATLAB/SIMULINK ou Python), une analyse des performances, une comparaison avec des algorithmes communément utilisés et, parfois, une implémentation expérimentale. Une liste exhaustive de ces techniques ne présenterait pas un grand intérêt dans le contexte de la présente revue de littérature; en revanche, une présentation des catégories d'algorithmes permet une description à haut niveau des différentes méthodes.

Plusieurs auteurs présentent différentes approches de classification. (Subudhi & Pradhan, 2012) et (Hmidet, Rebei & Hasnaoui, 2015) utilisent le type de contrôle, soit indirect

⁷ Pour faciliter les références et la discussion, les noms anglais des divers algorithmes sont utilisés dans le présent document.

(reposant sur des données préétablies, comme une table des MPP en fonction de la température) ou direct (reposant sur des mesures dynamiques). (Verma, Nema, Shandilya & Dash, 2016) reprennent ces deux types de contrôle, mais y ajoutent les technologies programmables (*soft computing*) qui incluent les approches demandant un traitement plus complexe, comme les techniques heuristiques ou neuronales. Cette approche est similaire à celle qu'avait proposée Elgendy en 2008 en classant les algorithmes selon s'ils sont basés sur un modèle (direct), sur la recherche (indirect), ou sur l'apprentissage (programmables) (Elgendy, Zahawi & Atkinson, 2008). Cette approche est toujours utilisée dans des articles récents, comme (Motahhir, El Hammoumi & El Ghzizal, 2020). (Kordestani, Mirzaee, Safavi & Saif, 2018) reprennent également les catégories indirect et direct, mais y ajoutent les notions de traitement « *on-line* » (l'algorithme utilise seulement les données disponibles en temps réel) et « *off-line* » (l'algorithme nécessite un historique de données pour son entraînement et ajustement), ce qui fait écho à la catégorie « apprentissage ». (Karami, Moubayed & Outbib, 2017) enrichissent la classification en utilisant 5 catégories: paramètres constants, mesure et comparaison, essai-erreur, calculs mathématiques et prédiction intelligente. (Podder, Roy & Pota, 2019) ajoutent 3 catégories à cette liste, soit conventionnel, itératif et analyse numérique. « Conventionnel » est utilisé pour regrouper les algorithmes les plus communément utilisés, mais cette classification ne repose pas sur la stratégie employée, et les algorithmes qu'on y retrouve peuvent être reclassés suivant leur approche fonctionnelle. Les catégories retenues dans la présente recherche sont donc les suivantes :

1. Paramètres constants : ces méthodes simples utilisent une valeur fixée en configuration (par exemple, à partir des spécifications des panneaux solaires photovoltaïques) ou mesurée au démarrage et y appliquent un facteur de conversion simple pour établir un point d'opération. Ces méthodes sont simples d'application mais peu efficaces, et ne s'adaptent pas aux conditions courantes. Exemples : *Constant Voltage (CV)*, *Fractional Open-Circuit Voltage (FOCV)*;
2. Mesure et comparaison : ces méthodes font appel au circuit de mesure pour déterminer certains paramètres environnementaux (température et/ou ensoleillement, généralement) et utilisent ces valeurs pour déterminer le MPP à l'aide de bases de

données préétablies. Ces méthodes sont relativement simples d'application et peuvent être efficaces lorsque les conditions d'opération correspondent aux valeurs anticipées, mais elles demandent une connaissance préalable du comportement des panneaux solaires photovoltaïques et ne s'adaptent pas aux conditions non-mesurées. Exemples : *Look-up Table*, *Linear Current Control*;

3. Essai-erreur : ces méthodes modifient délibérément la charge présentée aux panneaux solaires photovoltaïques, mesurent les impacts du changement, et déterminent la position probable du MPP à partir de cette information. Ces techniques sont, pour la plupart, simples à implémenter et s'ajustent bien aux conditions d'opération. Elles sont cependant généralement très vulnérables à des maxima locaux sur la courbe P-V, et les perturbations utilisées peuvent introduire un bruit électrique indésirable dans l'alimentation de la charge. Exemples : *Perturbe and Observe (P&O)*, *Three-point Weight Comparison*;
4. Calculs mathématiques : ces méthodes font usage des formules mathématiques (généralement une modélisation de la courbe I-V ou P-V) pour calculer la position probable du MPP à partir des valeurs mesurées, incluant parfois l'historique récent des données recueillies. Ces techniques sont nettement plus complexes à implémenter que les précédentes, mais peuvent donner de bons résultats. Exemples : *Incremental Conductance (IC)*, *Beta*;
5. Analyse numérique : ces méthodes utilisent des techniques d'analyse numérique pour calculer la position probable du MPP à partir des valeurs mesurées, incluant parfois l'historique récent des données recueillies. Ces techniques sont similaires aux calculs mathématiques, mais plus simples à implémenter sur un microcontrôleur, et peuvent également donner de bons résultats. Exemples : *Newton-Raphson (NR)*, *Bisection Search*;
6. Itératif : ces méthodes font appel à des algorithmes itératifs de recherche d'une solution, souvent inspirés du comportement d'êtres vivants, utilisant une combinaison des données mesurées et des résultats récents de l'algorithme afin de converger vers le MPP. Ces techniques sont généralement efficaces mais complexes à implémenter. Exemples : *Grey Wolf Optimisation (GWO)*, *Particle Swarm Optimisation (PSO)*;

7. Prédiction intelligente : ces méthodes reposent sur l'emploi d'une logique sophistiquée qui recueille, entrepose et traite les données d'opération pour modéliser le système, déterminer son état et en extrapoler le MPP. L'implémentation de ces techniques demande une grande puissance de traitement de données, mais elles peuvent être efficaces, même dans des contextes d'exploitation complexes. Exemples : *Fuzzy Logic Control (FLC)*, *Artificial Neural Network (ANN)*.

Lorsqu'un article présente un nouvel algorithme MPPT ou examine les options existantes, une évaluation est généralement effectuée à l'aide de divers critères afin de permettre sa comparaison avec les autres approches. (Verma, Nema, Shandilya & Dash, 2016) proposent la liste suivante : catégorie, dépendance aux panneaux solaires photovoltaïques, dépendance aux senseurs, étapes de conversion de l'énergie, réponse à l'obscurcissement partiel, interaction avec le réseau (*grid*), analogique ou numérique, efficacité de suivi, vitesse de suivi, coût et disponibilité en produits commerciaux. (Motahhir, El Hammoumi & El Ghzizal, 2020) utilisent un jeu plus simple : catégorie, oscillations en régime permanent (*steady-state*), efficacité, vitesse de réaction, analogique ou numérique, complexité d'implémentation. (Ahmad, Murtaza & Sher, 2019) simplifient encore en utilisant les critères suivants : catégorie, complexité de l'algorithme, implémentation matérielle, vitesse de suivi, efficacité en régime permanent. (Belhachat, 2019) utilisent ces critères : catégorie, complexité, vitesse de suivi, efficacité moyenne, type de convertisseur, paramètres utilisés, applications (complexité de l'arrangement photovoltaïque) et validation expérimentale.

Les critères retenus dans la présente recherche pour la comparaison des algorithmes sont donc les suivants :

1. Efficacité : ce critère représente le rendement du MPPT (rapport entre la puissance moyenne fournie par le MPPT sur une période de temps et la puissance moyenne maximale qu'il aurait été en mesure de fournir en présentant une charge optimale aux panneaux solaires photovoltaïques) sous son régime permanent, c'est-à-dire lorsque les conditions d'opération du système sont stables sur une période de temps suffisante (de l'ordre de la minute);

2. Vitesse de convergence : ce critère représente la vitesse à laquelle l'algorithme atteint son régime permanent après un changement d'état;
3. Stabilité : ce critère représente la stabilité de l'alimentation électrique que le MPPT fournit à la charge lorsque le régime permanent est atteint;
4. Complexité d'implémentation : ce critère représente la complexité intrinsèque de l'algorithme et de la manière dont il est implémenté (que ce soit par un circuit analogique ou un microcontrôleur). On inclut ici également le nombre de senseurs (tension, courant, température...) requis. Ce critère est directement corrélé au coût d'implémentation;
5. Résistance aux maxima locaux : tel que décrit plus haut, un algorithme MPPT peut se retrouver « piégé » dans un maximum local, tandis que d'autres vont rechercher (et possiblement trouver) le meilleur point d'opération sur l'ensemble de la courbe I-V.

Il est à noter que la performance de plusieurs algorithmes est fortement influencée par les paramètres sélectionnés, comme la fréquence d'échantillonnage ou l'amplitude des perturbations. Le choix d'une valeur spécifique est généralement dicté par un compromis entre divers critères (particulièrement entre l'efficacité et la vitesse de convergence (Houssamo, Locment & Sechilariu, 2013)); des options standardisées sont souvent offertes, mais les spécificités du système peuvent rendre celles-ci inadéquates.

La plupart des auteurs, comme (Karami, Moubayed & Outbib, 2017), effectuent une évaluation purement qualitative (« faible, moyen, bon » ou « lent, moyen, rapide », par exemple); d'autres, comme (Ahmad, Murtaza & Sher, 2019), tentent une évaluation plus quantitative, généralement en comparant à un algorithme commun comme P&O et en assignant des scores aux différents critères par rapport à cette référence. (Belhachat, 2019) listent pour chaque algorithme des données recueillies dans une revue de littérature.

Deux autres caractéristiques sont d'intérêt pour les présents travaux :

1. Dépendance à l'implémentation du SPPV : certains algorithmes nécessitent de l'information sur les autres composantes du SPPV (particulièrement les caractéristiques et/ou l'agencement des panneaux solaires photovoltaïques, les

caractéristiques de l'assemblage moteur-pompe, etc.). On revient ici essentiellement à la classification directe/indirecte;

2. Implémentation analogique ou numérique : certains MPPT emploient un circuit électronique pour leur contrôle, et demeurent donc essentiellement dans le domaine analogique. Cependant, la majorité des algorithmes sont de nature procédurale (méritant donc pleinement le nom « algorithme ») et font appel à un microcontrôleur pour leur implémentation.

Les recherches de (Motahhir, El Hammoumi & El Ghzizal, 2020) étudient spécifiquement la facilité d'implémentation de divers algorithmes numériques sur microcontrôleur, utilisant les modèles Arduino Nano/Uno, STM32F103 « Blue Pill », STM32F4DISCOVERY et Arduino Mkr Vidor 4000. Cette analyse est importante, car elle permet la transition du théorique à l'appliqué en se penchant sur les performances dans un contexte représentatif des appareils commercialement disponibles. Les deux premiers modèles sont des choix appropriés pour les algorithmes simples comme P&O et IC (les auteurs favorisent le STM32F103 pour sa vitesse et ses circuits d'acquisition analogiques), tandis que les deux autres permettent de supporter des approches plus complexes comme les algorithmes itératifs.

(Andresen, Buticchi & Liserre, 2016) se penchent l'impact thermique des algorithmes; en effet, tel que mentionné plus tôt, une température opérationnelle élevée accélère la dégradation du circuit d'électronique de puissance. Parmi leurs conclusions, on relève particulièrement l'importance d'utiliser des composants électroniques de bonne qualité et un système de dissipation thermique efficace. Les algorithmes qui évitent les variations rapides et de grande amplitude (comme celles requises pour la détermination du V_{OC} ou du I_{SC}) sont à privilégier.

Même s'ils ne sont pas nécessairement les plus performants, (Podder, Roy & Pota, 2019) citent P&O et IC comme étant les algorithmes principaux utilisés en général dans les MPPT. La Figure 1.3 présente la répartition des principaux algorithmes MPPT utilisés spécifiquement dans les SPPV, tel que présenté dans (Muralidhar & Rajasekar, 2021). Il est à noter que les auteurs de cet article ne présentent pas clairement d'où viennent les données

utilisées; cependant, la répartition indiquée correspond empiriquement aux observations effectuées durant la présente revue de littérature.

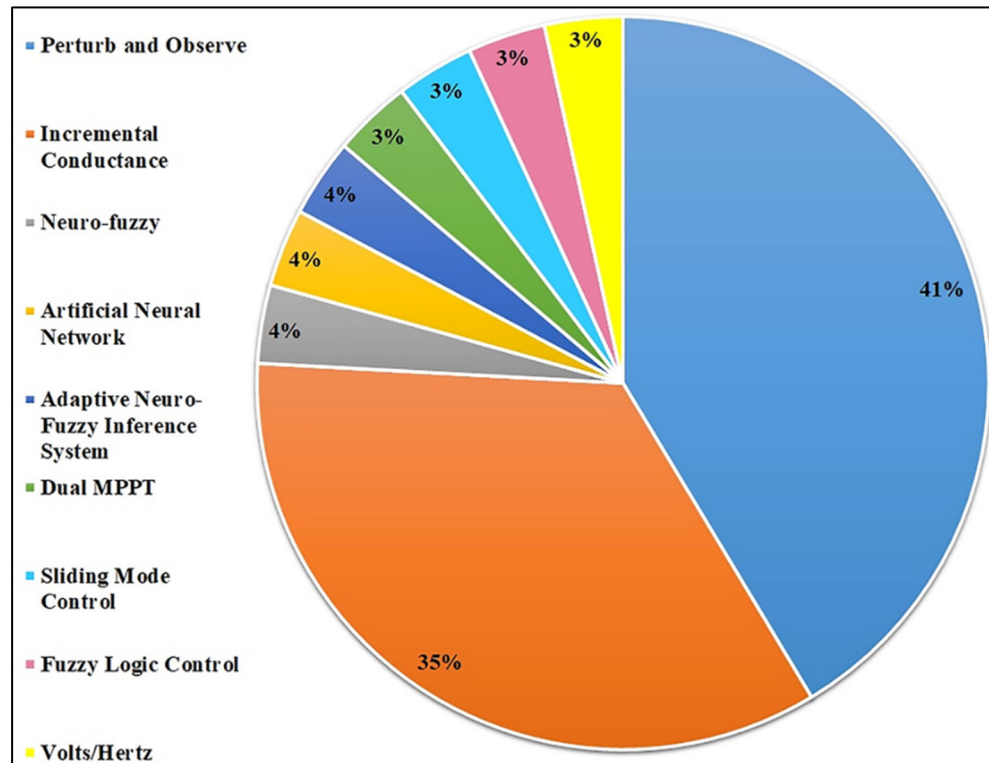


Figure 1.3 Répartition des algorithmes MPPT utilisés dans les SPPV
Tirée de Muralidhar & Rajasekar (2021)

(Antonello, Carraro, Costabeber, Tinazzi & Zigliotto, 2016) présentent une méthode intéressante, qui utilise la vitesse de rotation du moteur comme intrant au contrôleur. La recherche du point d'opération des panneaux solaires photovoltaïques se fait donc dans le but de maximiser la puissance fournie par le moteur plutôt que celle fournie par les panneaux; c'est une approche efficace, qui prend ainsi en compte le comportement dynamique de l'assemblage moteur-pompe plutôt que ses spécifications théoriques. Cependant, cette technologie n'est pas encore disponible dans des produits commerciaux, et demande que le moteur soit équipé d'un circuit de mesure de vitesse et d'une connexion permettant d'acheminer cette information au circuit de contrôle.

Un ajout récent dans les technologies MPPT inclut le réarrangement dynamique de la configuration électrique des panneaux solaires photovoltaïques; selon les conditions, le circuit de contrôle va modifier l'agencement série et/ou parallèle des panneaux (Ahmad, Murtaza & Sher, 2019). Cette approche vise particulièrement les installations plus grandes et complexes, et équipées de nombreux panneaux.

Malgré l'abondance des approches étudiées et présentées dans la littérature, on constate donc que les algorithmes les plus employés sont P&O et IC, incluant dans les produits disponibles sur le marché. Il est à noter que (Sera, Mathe, Kerekes, Spataru & Teodorescu, 2013) démontrent que ces deux algorithmes sont très similaires, tant dans leurs principes que leurs performances :

The results of the analysis have shown that the tracking performances of P&O and INC are largely identical under both static and dynamic conditions.

They both are based on the same mathematical relation of the derivative of power with voltage, and it has been shown that the only difference between them is that the INC neglects the second-order term in the discrete differentiation of the power. Detailed experimental tests have been carried out according to the EN 50530 standard and the resulting efficiency deviations under static conditions are below 0.02% in η_{EUR} and below 0.01 in η_{CEC} . Under dynamic conditions, this deviation is below 0.15%.

Under both static and dynamic conditions, the differences between the two trackers are within the statistical variations among successive tests of the same method.

Considering that they share the same principle, and show equal behavior and equal performance, it can be concluded that the two methods are equivalent. (Sera, Mathe, Kerekes, Spataru & Teodorescu, 2013)

Cependant, Harrag et al., dans leur comparaison expérimentale des algorithmes P&O et IC, rapportent que « *IC outperforms the P&O method in term of convergence speed; while the P&O method presents better performance for the steady state oscillation in case of high level insolation. In case of low level insolation ... the steady state oscillations around the MPP point are less in IC compared to those in P&O algorithm* » (Harrag, Titraoui & Bahri, 2017).

1.3.3 Modélisation des MPPT

De très nombreux articles traitent de la simulation des MPPT, comme (Gupta, Chauhan & Maity, 2018), (Houssamo, Locment & Sechilariu, 2013) et (Mohanty, Bhuvaneshwari, Balasubramanian & Dhaliwal, 2014); celle-ci repose sur la modélisation des trois éléments qui constituent un tel système. Les circuits de mesure requis sont simulés par une lecture directe des variables appropriées, et ne font pas l'objet d'une analyse particulière. Les circuits d'électronique de puissance sont simples et bien connus, et leur modélisation peut être réalisée par l'agencement direct des modèles des composants électroniques, ou l'utilisation de « blocs » logiques disponibles au sein d'outils comme MATLAB/SIMULINK (Gupta, Chauhan & Maity, 2018) ou PySpice/Python (Amaral & Cardoso, 2022).

Les circuits de contrôle, tel que discuté, font appel à des algorithmes de complexité variée, ceux-ci étant destinés à être implémentés soit analogiquement, soit numériquement. Dans le premier cas, la simulation est effectuée de manière similaire au circuit d'électronique de puissance; dans le second, l'algorithme peut simplement être implémenté par un segment de code procédural dans le langage désiré. Ici encore, MATLAB/SIMULINK est l'option dominante.

Il est à noter que la grande majorité des auteurs qui ont comparé les performances de modèles simulés avec des reconstitutions expérimentales rapportent de très bonnes corrélations entre les deux (Sharma, Parmar & Kumar, 2022; Gupta, Chauhan & Maity, 2018); on peut donc considérer que les simulations sont un bon outil. Parfois, les performances réelles des MPPT surpassent même leur modélisation théorique (93-94% d'efficacité pour le MPPT simulé, 95-98% d'efficacité pour le MPPT expérimental, pour (Sharma, Parmar & Kumar, 2022)). (Raedani & Hanif, 2014), cependant, notent une disparité d'environ 12% entre leurs simulations MATLAB/SIMULINK et leurs essais expérimentaux, ces derniers présentant une efficacité inférieure, attribuée à des conditions de température et d'ensoleillement stables dans leurs paramètres de simulation.

1.4 Modélisation des profils de consommation d'eau potable

Lors de la recherche d'informations sur la modélisation des profils de consommation d'eau potable, les critères de sélection de base des documents pertinents n'ont pas été enrichis. Les besoins en eau des communautés ciblées n'évoluant que lentement, des articles remontant jusqu'à 1990 ont été retenus, quoique la majorité des documents sont significativement plus récents (2003-2021). De plus, ce sujet n'ayant pas été exploré en profondeur dans les travaux de Tanguy Lunel et de Sergio Gualteros, le risque de redondance des sources était essentiellement inexistant.

1.4.1 Consommation individuelle

Considérant la nature essentielle du sujet et sa pertinence croissante, le nombre de publications présentant des études sur l'évolution de la consommation d'eau d'une communauté sur un horizon quotidien ou annuel est étonnamment limité. Dans la plupart des cas, les recherches portaient généralement sur les impacts de divers facteurs sur la consommation d'eau d'une petite communauté en milieu rural en voie de développement, tels le nombre, la taille et la composition des ménages (*households*), le revenu, le coût de l'eau commerciale, l'accessibilité aux sources locales et leur qualité, le niveau d'éducation, ou l'appartenance à une religion, une ethnie, une caste ou une tribu particulière et autres facteurs socio-culturels. (Fan, Liu, Wang, Geissen & Ritsema, 2013) présentent un bon sommaire de ces facteurs dans une étude sur le district de Yangling en Chine, ainsi que (Arouna & Dabbert, 2010) dans une étude sur des communautés rurales au Bénin. Ceux-ci sont également renforcés par de nombreux auteurs, dont (Hadjer, Klein & Schopp, 2005) au Bénin et (Sandiford, Gorter, Orozco & Pauw, 1990) au Nicaragua. (Jorgensen, Graymore & O'Toole, 2009), quant à eux, présentent les facteurs susceptibles d'amener un individu à adopter un comportement plus économe en eau potable.

Sandiford mentionne que « *families with the mother having 6 years of elementary education used 17% more water than families where the mother had no formal education. The families with similar education for the father used 12% greater per capita water consumption* » (Sandiford, Gorter, Orozco & Pauw, 1990). Cet effet est expliqué par une plus grande

sensibilisation aux impacts de l'hygiène personnelle sur la santé : « *Neither is it surprising that households with heads who completed primary education use on average more water than households with heads of lesser education. Educated people are better informed of the health benefits of using sufficient water.* » (Nyong & Kanaroglou, 1999). Cependant, un effet antagoniste de l'éducation est aussi observé par certains chercheurs, à cause d'une meilleure conscience des enjeux environnementaux et d'une vision plus forte de l'eau en tant que ressource limitée (Nyong & Kanaroglou, 1999).

Tel que mentionné en introduction, les avis sur la quantité d'eau minimale requise pour un être humain varient beaucoup selon les sources. (Hadjer, Klein & Schopp, 2005) mentionnent une consommation de 18,6 litres par jour par personne en moyenne dans le contexte de son étude au Bénin. (Bates, Kundzewicz & Wu, 2008) citent 20 litres par jour par personne. (Ishaku & Marid, 2011) citent 30 litres par jour par personne au Nigeria; (Omarova, Tussupova, Hjorth, Kalishev & Dosmagambetova, 2019) indiquent 50 à 100 litres par jour par personne. (Fan, Liu, Wang, Geissen & Ritsema, 2013) observent pour leurs communautés analysées en Chine que « *the average levels of water consumption for domestic use were 71.3 liters per capita per day (Lpcd), 52.0 Lpcd, and 46.5 Lpcd for villages with continuous piped water supply, intermittent piped water supply, and public tap access, respectively* ». Il est intéressant de noter que (Andey & Kelkar, 2009) n'observent pas de différence de consommation entre les communautés alimentées par une source d'eau communautaire constante et celles alimentées par une source d'eau communautaire intermittente. À partir du moment où l'eau doit être obtenue hors du foyer, l'intermittence n'est plus un facteur significatif.

Selon nos observations, cette variabilité dans les besoins cités découle principalement des facteurs suivants :

1. Les éléments pris en compte dans le calcul (consommation humaine, cuisine, hygiène personnelle, besoins sanitaires);
2. Le biais des auteurs vers le strict minimum requis pour la survie ou le minimum requis pour une vie « normale » selon les critères locaux;

3. Les facteurs socio-culturels qui affectent la consommation d'eau potable de la communauté observée (Andey & Kelkar, 2009; Jorgensen, Graymore & O'Toole, 2009);
4. Le climat local (un climat plus chaud et sec requiert plus d'eau (Bates, Kundzewicz & Wu, 2008)).

La qualité de l'eau requise pour les diverses activités n'est pas la même; l'utilisation de sources d'eau multiples est une approche répandue, mais l'alimentation à une source d'eau unique est généralement favorisée par les populations visées lorsque les contraintes de coût et de qualité le permettent (Elliott et al., 2017; Daly, Lowe, Hornsby & Harris, 2021), ce qui ramène la qualité minimale nécessaire au plus critère le plus strict, soit la consommation humaine. Les facteurs de qualité généralement utilisés sont les suivants (Damo & Icka, 2013; Singh & Turkiya, 2013):

1. Contamination (pathogènes et minéraux)
2. Turbidité
3. Goût et odeur
4. Perception psychologique (par exemple, une communauté peut préférer ne pas consommer l'eau d'un lac réputé contenir des cadavres, ou être hanté (Hadjer, Klein & Schopp, 2005))

1.4.2 Consommation de la communauté à desservir

En ce qui a trait à la consommation totale de la communauté, (MacKellar, Lutz, Prinz & Goujon, 1995) relèvent que le décompte des ménages est un meilleur facteur d'évaluation des besoins en eau d'une communauté que le décompte des individus, principalement à cause du partage de certains éléments de consommation majeurs comme l'entretien ménager (incluant la lessive et le nettoyage des instruments de cuisson), la préparation des aliments et, dans une certaine mesure, l'hygiène personnelle. Cette corrélation s'applique également dans les projections de croissance de la consommation d'eau; l'augmentation du nombre de ménages est un meilleur facteur de prédiction que l'augmentation du nombre d'individus, mais la combinaison des deux données produit les meilleurs résultats, tel que présenté par (Liu, Savenije & Xu, 2003) dans le cadre de l'élaboration d'un modèle à réseau neuronal dont les

résultats ont été comparés aux données recueillies. Cependant, (Martin, 1999), dans le contexte d'un examen de l'évolution de la population, du nombre de ménages et de la consommation d'eau au Moyen-Orient de 1975 à 1994, n'a pu confirmer cette affirmation de façon statistiquement significative. (Keshavarzi et al., 2006) confirment que la taille du ménage (nombre de personnes en faisant partie) a un lien direct avec sa consommation d'eau, particulièrement le nombre de femmes adultes (Nyong & Kanaroglou, 1999).

La conclusion tirée de ces lectures est qu'une évaluation de la consommation actuelle d'eau potable de la communauté visée est le meilleur indicateur pour le dimensionnement d'un SPPV, en prenant soin d'examiner un échantillon représentatif si l'ensemble de la consommation ne peut être évalué; la combinaison de cet examen avec un plan de communication adéquat et la prise en compte des inquiétudes ou des souhaits de la communauté améliore grandement les chances de succès de l'implantation du nouveau système, en répondant aux besoins de la communauté et en impliquant activement ses membres. (Arouna & Dabbert, 2010) recommandent que « *the participation of the rural population should not be restricted to financial contributions. They should also be involved in the choice of water system and its management* ». (Nyong & Kanaroglou, 1999) abondent dans le même sens et ajoutent qu'il est important de consulter les femmes, qui ont habituellement une plus grande familiarité avec la consommation d'eau, sa qualité, et les mesures d'approvisionnement, et recommande l'intégration avec les pratiques et traditions locales.

Une fois la quantité estimée, on peut alors intégrer la hausse probable de consommation amenée par la facilitation de l'accès à l'eau, tel que présenté par (Sandiford, Gorter, Orozco & Pauw, 1990), qui indiquent qu'une réduction de la distance d'accessibilité à l'eau de 1000m à 10m a été associée à une hausse de 20% de la consommation lors d'une étude au Nicaragua. (Nyong & Kanaroglou, 1999) proposent que « *rainy season water use can be used as a predictor for behaviour when water becomes more abundant* » pour les communautés exposées à une alternance entre une saison sèche et une saison des pluies.

Arouna et al. soulignent que le coût de l'eau, s'il demeure abordable, n'affectera pas énormément la demande, particulièrement lorsque l'accès à l'eau potable est difficile :

The results showed that water demand from purchased sources is price inelastic in the rainy and dry seasons. This indicates that rural households in Benin are less sensitive to increases in water price, and higher prices will not lead to a significant decrease in water use. This implies that households are willing to pay more for a safe and reliable water supply. This can be explained here by the high level of water scarcity. A policy implication is that water projects based on the principle of generating revenue from water sales to maintain and manage a water system are likely to be feasible in the study area. (Arouna & Dabbert, 2010)

Pour les projections à long terme, (Martin, 1999) observe une augmentation annuelle moyenne de 2% de la consommation d'eau potable.

1.4.3 Variations de la consommation

Dans tous les articles recensés, la seule composante chronologique généralement présentée est la différence entre la saison sèche et la saison des pluies. Ceci est dû à deux facteurs; d'une part, la plupart des études ne comportaient qu'une courte présence ou deux sur le terrain, par opposition à la longue présence requise pour l'acquisition de données hebdomadaires ou mensuelles, et d'autre part, les auteurs considèrent que la consommation en saison sèche (consommation minimale) et la consommation en saison des pluies (consommation maximale) représentent les deux extrêmes. Seuls (Hadjer, Klein & Schopp, 2005) présentent un échantillon de 6 mois (Figure 1.4).

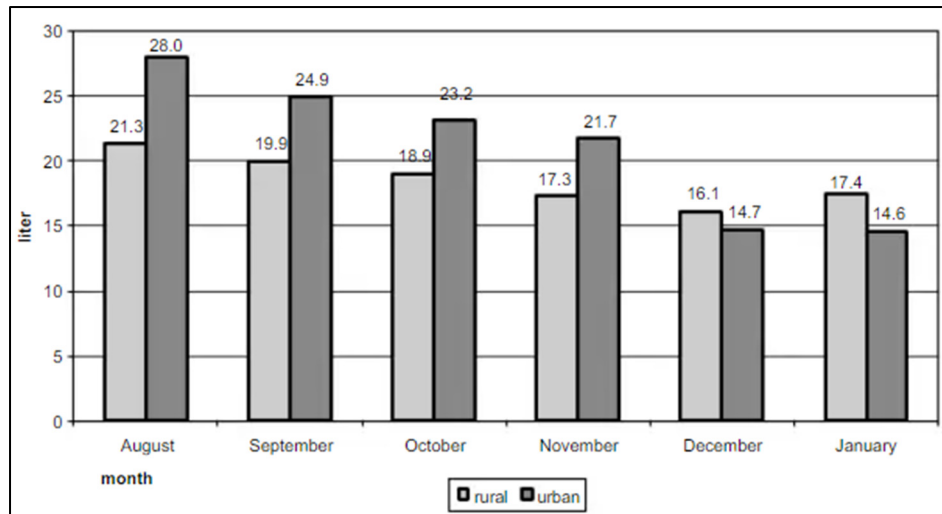


Figure 1.4 Consommation moyenne d'eau en litres par personne par jour des communautés étudiées au Bénin, de août à janvier
Tirée de Hadjer, Klein & Schopp (2005)

On note que la variation entre le maximum (août, saison des pluies) et le minimum (décembre, saison sèche) est à peu près linéaire pour le milieu rural. Andey et al. observent que « *the seasonal variation in the daily demand may vary from $\pm 10\%$ to 30% of the average daily demand for the year. The hourly variations in water demand during the day is much greater compared to the average daily demand. Generally water requirement is more during morning and evening hours than the noon demand.* » (Andey & Kelkar, 2009).

Cependant, une consommation globale plus élevée durant la saison des pluies n'implique pas nécessairement une dépendance plus élevée à un SPPV; en effet, la hausse de consommation est généralement attribuée à une disponibilité plus grande de l'eau de sources naturelles (eau de pluie, rivières, marigots, etc.), ce qui facilite l'utilisation de plus grandes quantités d'eau (Arouna & Dabbert, 2010). Nyong note que « *only 18.8% of the households purchase water from vendors in the rainy season, compared with 37.6% in the dry season* » (Nyong & Kanaroglou, 1999). Il mentionne également que « *the quantity of water used for necessary domestic activities such as cooking, drinking, and ablution does not vary much between the seasons. In contrast, considerable seasonal variation exists in the quantity of water used for activities that pertain to cleanliness and hygiene. In the rainy season, households use about*

twice as much water for activities such as dish washing, clothes washing, and bathing, than during the dry season. » (Nyong & Kanaroglou, 1999)

1.5 Problématique et objectifs poursuivis

La conception d'un SPPV doit prendre en compte plusieurs paramètres :

1. Profil de consommation d'eau potable de la communauté et tolérance à la pénurie;
2. Caractéristiques de la source d'eau et des conduites;
3. Caractéristiques de l'ensoleillement local;
4. Caractéristiques des panneaux solaires utilisés;
5. Caractéristiques du système de contrôle électronique utilisé;
6. Caractéristiques du système d'entreposage d'énergie utilisé;
7. Caractéristiques du moteur-pompe utilisé.

L'atteinte d'une solution optimale représente donc un problème complexe, particulièrement si on considère que chaque élément possède un grand nombre d'options et de caractéristiques, et que de nombreuses interactions et rétroactions doivent être prises en compte. La bibliothèque logicielle *pvpumpingsystem* contribue à la recherche de cette solution; l'objectif de la présente étude est d'enrichir cet outil au niveau des caractéristiques du MPPT et de l'affinement des profils de consommation d'eau potable, et de déterminer si ces ajouts ont un impact significatif sur les résultats obtenus, comparativement aux approches préalables.

CHAPITRE 2

MÉTHODOLOGIE

2.1 Outils utilisés

Étant donné que l'objectif des présents travaux est l'enrichissement de *pvpumpingsystem*, l'utilisation du langage de programmation Python s'impose comme un choix naturel. Ce choix, cependant, présente un défi : la simulation dynamique des éléments analogiques d'un MPPT (tout particulièrement le circuit d'électronique de puissance) n'est pas chose aisée dans un langage de programmation généraliste. C'est pourquoi l'écrasante majorité des simulations présentées dans la littérature sont effectuées à l'aide de MATLAB/SIMULINK, sous lequel ce genre d'opération est trivial. Des options existent sous Python pour éviter de repartir de zéro : des bibliothèques d'arrimage avec des outils de style SPICE (*Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis*, un logiciel classique de simulation de circuits électroniques analogiques) sont disponibles, ce qui permet de grandement simplifier ce volet du développement.

Une recherche Google sur le sujet relève les options principales suivantes :

1. PySpice, disponible dans GitHub, qui est une bibliothèque de fonctions Python sous licence GPL-3.0 qui permet d'intégrer les outils NgSpice ou Xyce. L'outil est bien coté sur GitHub (468 étoiles), mais le projet ne semble plus actif depuis mai 2021, à sa version 1.6.0. Le site web de documentation est cependant disponible;
2. PyLTSpice, disponible dans GitHub, qui est une bibliothèque de fonctions Python sous licence GPL-3.0 qui permet d'intégrer l'outil LTSpice. L'outil est bien coté sur GitHub (113 étoiles) et est encore actif, en version 3.1. Un site web de documentation est également disponible;
3. Ahkab, disponible dans GitHub, qui est une bibliothèque de fonctions permettant la simulation de circuits simples directement en Python. Le projet n'est plus actif depuis 2015, et s'est arrêté à la version 0.18;

4. `circuitsim`, disponible dans GitHub, qui est une bibliothèque de fonctions permettant la simulation de circuits simples directement en Python. Le projet n'est plus actif depuis 2020, et n'a aucune version formelle.

Cependant, ces interfaces font appel à des paramètres fixés en début de simulation, et ne sont pas conçus pour réagir dynamiquement aux changements des conditions d'opération, dont la prise en charge est essentielle à la recherche du MPP. Des approches ont été considérées pour pallier cette situation, comme l'emploi de simulations sur de très courtes périodes de temps. Des tests préliminaires ont indiqué que cette stratégie alourdirait considérablement les simulations, et nuirait à la qualité des résultats. Ainsi, il a été décidé d'effectuer la modélisation et la simulation du circuit d'électronique de puissance directement à l'aide de calculs en Python.

En ce qui a trait au traitement des données de consommation d'eau potable, celui-ci se gère aisément en Python, qui est bien conçu pour ce type d'activité.

La plate-forme retenue est la version courante de production (janvier 2023) du langage Python, soit 3.11.1. Les activités de développement et d'essai sont effectuées sous Windows 11 (version 22H2) sur un microprocesseur Intel Core i5-8365U avec 16 GB de mémoire vive. Cet environnement représente une capacité de traitement moyenne pour un appareil personnel, et représentative d'un poste de travail standard à cette date.

Les bibliothèques de fonctions Python utilisées (hors de la distribution de base) sont les suivantes:

1. `pvpumpingsystem` (0.9) – le code de ce module est modifié par les présents travaux;
2. `pvlib` (0.10.3);
3. `fluids` (1.0.25);
4. `matplotlib` (3.8.0);
5. `numpy` (1.24.3);
6. `numpy-financial` (1.0.0);
7. `pandas` (1.5.3);

8. scipy (1.12.0).

2.2 Modélisation du MPPT

La modélisation du MPPT s'effectue en trois blocs, reflétant ses trois éléments principaux. Chacun d'eux est traité dans une section spécifique.

2.2.1 Modélisation du circuit de contrôle

Tel que mentionné dans la revue de littérature, de nombreuses options sont disponibles au niveau du choix d'un algorithme pour un MPPT. Cependant, les critères de sélection suivants guident le choix pour les présents travaux :

1. Les algorithmes à paramètres constants ne présentent pas d'intérêt, car ils sont fondamentalement similaires à l'approche simplifiée employée dans les travaux de (Lunel, 2020);
2. Les algorithmes de mesure et comparaison demandent l'installation de senseurs supplémentaires, ce qui est à éviter pour une installation SPPV simple comme celles visées par *pvpumpingsystem*. De plus, ils requièrent généralement des informations détaillées sur les panneaux solaires photovoltaïques qui ne sont pas toujours disponibles;
3. Les algorithmes demandant des calculs complexes (algorithmes itératifs, algorithmes à prédiction intelligente) ne sont pas appropriés aux déploiements SPPV simples, car ils demandent une puissance de traitement de données plus élevée que ce qu'un microcontrôleur de base est en mesure de fournir;
4. Puisque les systèmes SPPV visés doivent être assemblés à partir de composants disponibles commercialement, seuls les algorithmes employés par les MPPT disponibles sur le marché sont à retenir.

Ainsi, les options disponibles se ramènent essentiellement à deux algorithmes : *Perturb and Observe* (P&O) et *Incremental Conductance* (IC). Le défaut majeur de ces deux approches est leur faible capacité à gérer les maxima de puissance locaux, qui ne sont pas nécessairement le MPP. Cependant, dans le cas d'un SPPV simple, le faible nombre de panneaux solaires photovoltaïques réduit fortement les risques d'avoir des conditions

d'irradiance différentes sur divers panneaux. Un nuage qui passe va affecter tous les panneaux à peu près en même temps et de la même façon, et une installation dans un lieu bien dégagé et libre de zones d'ombrage à tout moment du jour élimine presque complètement les chances qu'une situation d'irradiance hétérogène se produise.

Le choix entre P&O et IC s'effectue au travers d'un dernier critère de sélection; puisqu'un des objectifs des présents travaux est de déterminer les impacts de l'intégration à *pvpumpingsystem* d'un MPPT représentatif d'un composant physique, il est intéressant d'utiliser l'option la moins avantageuse. Cette approche permet de considérer que l'implémentation réelle sera, au pire, équivalente à la simulation et, au mieux, plus performante que la simulation. Ainsi, c'est l'algorithme P&O qui est retenu.

La Figure 2.1 présente l'organigramme de programmation (*flowchart*) de l'algorithme P&O :

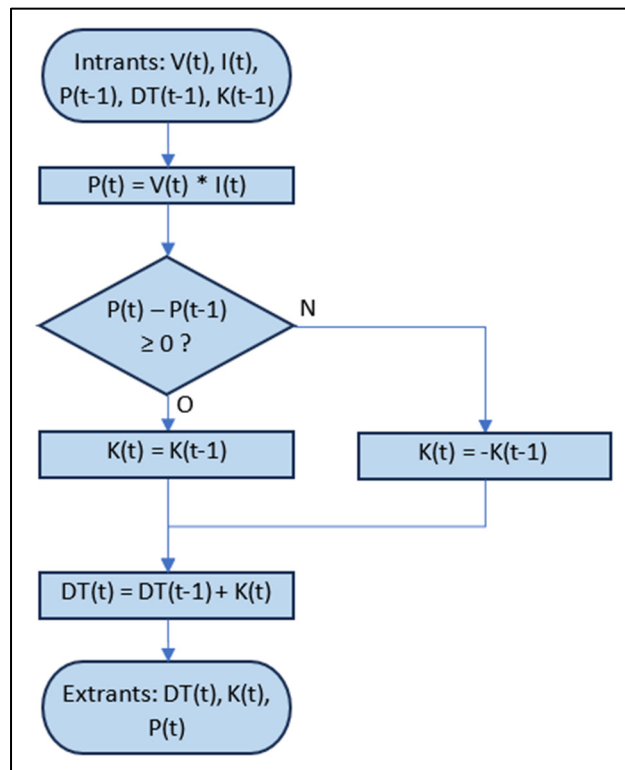


Figure 2.1 Organigramme de programmation de l'algorithme *Perturb and Observe*

Ce processus est aisé à programmer en Python. Dans ce diagramme, « t » représente le cycle d'exécution courant, « $t-1$ » le cycle d'exécution précédent, « DT » est le rapport cyclique imposé au circuit de puissance, « K » est le pas de changement du rapport cyclique, « V » est la tension mesurée aux bornes des panneaux photovoltaïques, et « I » est le courant mesuré à la sortie des panneaux photovoltaïques. À chaque cycle d'exécution, on compare la puissance actuelle avec la puissance obtenue au cycle précédent. Si la puissance actuelle est plus grande que la puissance précédente, on considère que la direction du changement de rapport cyclique nous rapproche du MPP, et on continue dans cette direction; si la puissance actuelle est plus petite que la puissance précédente, on considère que la direction du changement de rapport cyclique nous éloigne du MPP, et on renverse la direction de ce changement.

Le choix du pas de changement du rapport cyclique (la perturbation introduite) est un élément critique dans l'algorithme P&O. Un pas élevé accélère la poursuite du MPP, mais empêche de l'atteindre avec précision. Il introduit également une plus grande oscillation autour du MPP à la stabilisation du système, et donc une perte d'efficacité et une alimentation à la charge qui comporte plus d'ondulations. Divers auteurs (Muhammad et al., 2021; Al-Diab & Sourkounis, 2010) recommandent un pas de 0,01 comme étant un bon compromis, mais (Elgendy, Zahawi & Atkinson, 2011) utilisent également 0,02 et 0,05. Ces derniers notent également que la lenteur d'un plus petit pas peut être compensée par une hausse de la fréquence d'application de l'algorithme P&O, également appelé fréquence de perturbation.

La fréquence de perturbation choisie doit également être un compromis; une période réduite offre une réaction plus rapide et moins d'oscillations autour du MPP, mais a moins de temps pour se stabiliser lors des changements d'irradiance, ce qui peut amener l'algorithme P&O à prendre de mauvaises décisions, et requiert plus de ressources pour l'exécution de l'algorithme, qui doit répondre en temps réel (Muhammad et al., 2021; Elgendy, Zahawi & Atkinson, 2011). Des fréquences de 1Hz à 10Hz sont généralement utilisés.

2.2.2 Modélisation du circuit de saisie

L'algorithme retenu pour le circuit de contrôle ne nécessite que la détermination de la tension et du courant à la sortie des panneaux solaires photovoltaïques. On peut modéliser les senseurs requis comme étant parfaitement précis et instantanés; c'est l'approche qui est systématiquement utilisée dans les simulations MATLAB/SIMULINK analysées en revue de littérature. Les intrants requis par le circuit de contrôle seront donc lus directement au sein du code.

2.2.3 Modélisation du circuit de puissance

Le circuit de puissance ajuste la charge vue par les panneaux solaires photovoltaïques et l'alimentation du moteur. Tel que mentionné dans la revue de littérature, les quatre architectures communément utilisées (*buck-boost*, Ćuk, SEPIC et Zeta) présentent des performances similaires, avec le *buck-boost* étant légèrement moins efficace. Ici encore, il est intéressant d'utiliser la moins efficace des options afin d'étudier le « pire des cas ». De plus, les circuits *buck-boost* sont communément utilisés dans les MPPT commerciaux; ce choix permet donc à la présente analyse d'être plus représentative de la réalité.

La Figure 2.2 présente l'architecture simplifiée d'un tel circuit :

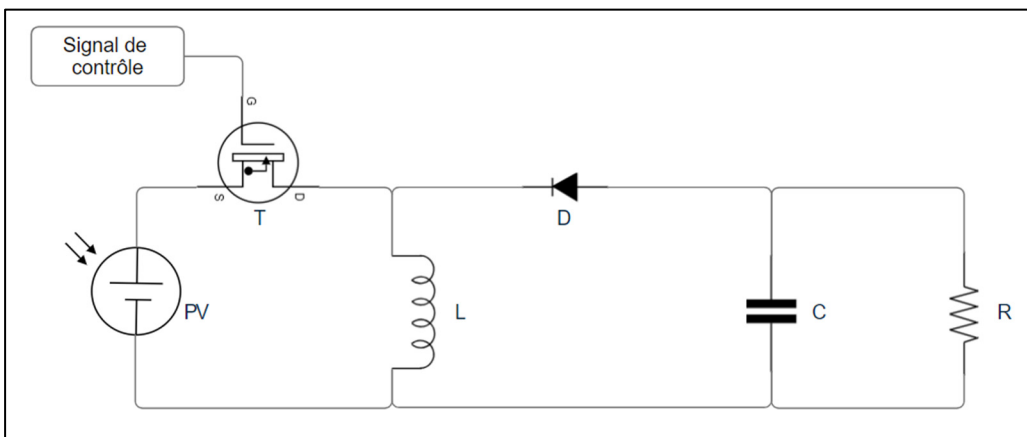


Figure 2.2 Architecture d'un circuit *buck-boost*

Il est composé d'un inducteur « L », d'un condensateur « C », d'une diode « D » et d'un transistor « T » guidé par un signal de contrôle intermittent de type PWM (modulation de largeur d'impulsion, ou *Pulse Width Modulation*) en provenance du circuit de contrôle; c'est le rapport cyclique (DT , *duty cycle*) de ce signal, c'est-à-dire le rapport entre la période où le signal est présent (séquence active) et la période totale du signal de contrôle, qui détermine le comportement du circuit de puissance (Fortin Blanchette, 2016). Sur le diagramme, « R » représente la charge, c'est-à-dire le moteur qui entraîne la pompe, dans le cas d'un SPPV; « PV » représente l'alimentation photovoltaïque. La détermination de la valeur de l'inducteur et du condensateur peut être effectuée à l'aide de formules de référence, présentées à l'Annexe I. Cependant, étant donné que celles-ci reposent sur des valeurs appelées à varier en cours d'opération, des valeurs présentant une bonne marge de sécurité seront sélectionnées pour les simulations.

La modélisation de circuits analogiques dotés de composants réactifs (condensateurs, inducteurs) et non-linéaires (transistors, diodes) est complexe. Puisque, dans le cas d'un circuit *buck-boost*, le rôle du transistor se limite à un rôle d'interrupteur, c'est-à-dire à laisser passer (circuit fermé) ou à bloquer (circuit ouvert) le courant, l'approche standard est de modéliser les deux situations de manière distincte, produisant ainsi deux circuits distincts, présentés à la Figure 2.3, qui peuvent individuellement être traités (Zhou & He, 2015).

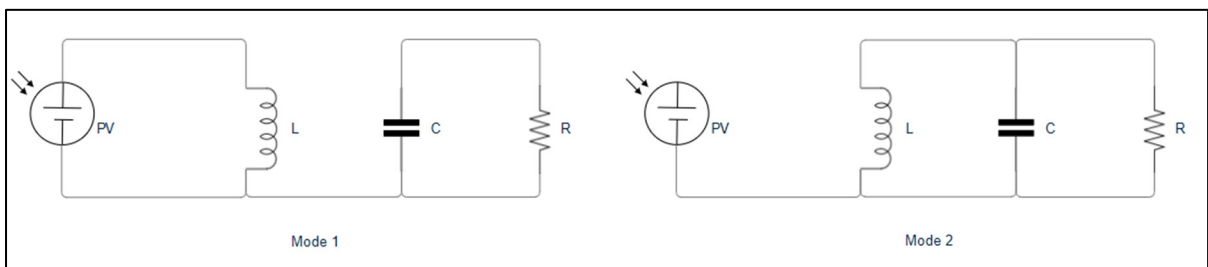


Figure 2.3 Les deux modes d'un circuit *buck-boost*

Dans le mode 1 (le transistor ferme le circuit), la source de tension entrepose de l'énergie dans l'inducteur et la charge est purement alimentée par le condensateur. Dans le mode 2 (le transistor ouvre le circuit), l'inducteur perd de l'énergie au profit du condensateur et de la charge. Cette modélisation est possible si on s'assure de sélectionner un inducteur qui garde

le circuit en mode de conduction continue (*continuous conduction mode*, ou CCM), c'est-à-dire où l'énergie contenue dans l'inducteur ne devient jamais nulle lors de l'opération du circuit (Fortin Blanchette, 2016).

Afin de rendre le modèle plus proche de la réalité, on y ajoute les résistances intrinsèques des divers composants, soit R_L (la résistance équivalente de l'inducteur), R_C (la résistance équivalente du condensateur), R_D (la résistance de la diode en mode passage de courant), et R_T (la résistance du transistor en mode passage de courant). Enfin, la chute de tension aux bornes de la diode en mode passage de courant, V_D , est prise en compte; en revanche, on considère que le transistor est de type MOSFET, et ne présente donc pas de chute de tension autre que sa résistance intrinsèque. La Figure 2.4 illustre ce modèle complet :

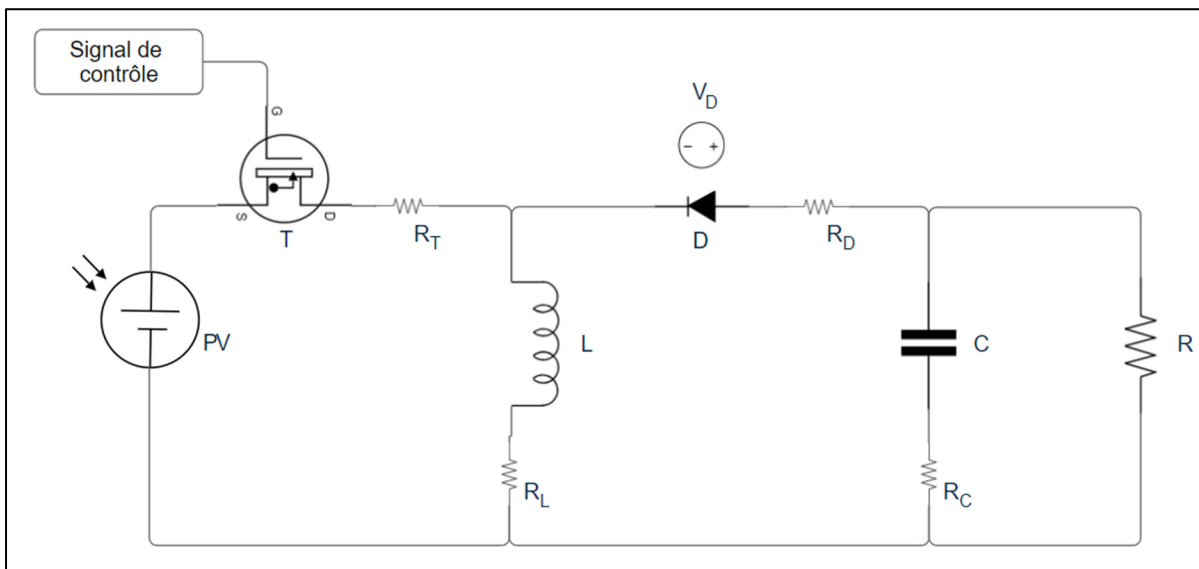


Figure 2.4 Modélisation du circuit *buck-boost*

Il est à noter que dans le présent scénario, le rapport cyclique du circuit *buck-boost* est géré par l'algorithme P&O. Le circuit présenté ne peut pas, par lui-même, amener le panneau photovoltaïque à son MPP en même temps qu'il maintient la tension en sortie à une valeur de référence. Si on voulait atteindre les deux objectifs en même temps, des options seraient disponibles; par exemple, deux circuits *buck-boost* ou un circuit *buck* et un circuit *boost* pourraient être mis en série (le premier consacré à la poursuite du MPP, le second à l'atteinte

en sortie d'une tension de référence), tel que présenté dans (Manuel & İnanç, 2022). Un circuit combinant les deux fonctions peut également être utilisé, tel que présenté par Alli et ses collègues (Alli, Jovanović, Poure & Jamshidpour, 2016); ce circuit combiné, à un transistor unique, gère la poursuite du MPP à l'aide de la fréquence de commutation du signal de contrôle et la tension en sortie à l'aide du rapport cyclique du signal de contrôle. Cependant, dans le contexte de la présente étude, il n'est pas nécessaire de contrôler la tension à la sortie du circuit de puissance; en effet, *pvpumpingsystem* ne prend en compte que la puissance envoyée au moteur de la pompe (Lunel, 2020), et non la tension et le courant.

En séparant le traitement des deux modes (transistor fermé et transistor ouvert) et en utilisant de petits échantillons de temps, on peut considérer que le système se comporte de façon linéaire sur un échantillon de temps (Erickson & Maksimovic, 2001, pp. 213-217).

Le mode 1 (transistor fermé) est relativement simple à modéliser. En effet, il se résume essentiellement à une maille RL et une maille RC, évoluant de manière indépendante. Puisque de petits échantillons de temps sont employés, on peut considérer que l'évolution du courant dans l'inducteur I_L et de la tension aux bornes du condensateur V_C se comporte de façon linéaire. En utilisant V_{PV} pour la tension aux bornes de l'alimentation photovoltaïque PV et V_R pour la tension aux bornes de la charge R, la pente de chaque variation est déterminée en appliquant les lois de Kirchoff et en utilisant les formules de référence suivantes :

$$\frac{di}{dt} = \frac{v}{L} \quad (2.1)$$

$$\frac{dv}{dt} = \frac{i}{C} \quad (2.2)$$

$$V = RI \quad (2.3)$$

L'analyse donne donc :

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{V_L(0)}{L} = \frac{((-R_L - R_T) * I_L(0)) + V_{PV}}{L} \quad (2.4)$$

$$\frac{dV_C}{dt} = \frac{I_C(0)}{C} = \frac{\left(\frac{-V_C(0)}{R_C + R}\right)}{C} \quad (2.5)$$

Les valeurs à la fin d'une période d'échantillonnage Δt dans le mode 1 se calculent donc ainsi :

$$I_L(t) = I_L(0) + \frac{dI_L}{dt} * \Delta t \quad (2.6)$$

$$V_C(t) = V_C(0) + \frac{dV_C}{dt} * \Delta t \quad (2.7)$$

$$V_R(t) = \frac{V_C(t)}{R_C + R} + V_C(t) \quad (2.8)$$

Le mode 2 (transistor ouvert) est un peu plus complexe, puisqu'il implique un condensateur et un inducteur en parallèle; afin d'effectuer la modélisation mathématique, l'approche par analyse des variables d'état (*state-space analysis*) (Fortin Blanchette, 2016) a été retenue. Cette méthode fait appel à la représentation du système par un jeu d'intrants, d'extrants et de variables d'état liées par des équations différentielles de premier ordre, et se transpose très bien aux simulations numériques, tel que présenté dans (Modabbernia, Khoshkbijari, Fouladi & Nejati, 2013).

La représentation de base du système se fait sous cette forme :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx + Du \end{cases} \quad (2.9)$$

où x est le vecteur des variables d'état (et \dot{x} est le vecteur de leurs dérivées par rapport à t), y est le vecteur des variables de sortie, u est le vecteur des variables d'entrée (ou de contrôle), A est la matrice d'état, B est la matrice d'entrée, C est la matrice de sortie, et D est la matrice d'anticipation. Pour les variables d'état, on choisit les caractéristiques des deux composants

réactifs, soit I_L et V_C . Puisque seuls $\frac{dI_L}{dt}$ et $\frac{dV_C}{dt}$ sont requis, on se contente de formuler la première équation. En peuplant le vecteur \dot{x} de ces deux variables et en appliquant de nouveau les lois de Kirchoff, on peut bâtir les matrices :

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} \frac{dI_L}{dt} \\ \frac{dV_C}{dt} \end{bmatrix} \quad x = \begin{bmatrix} I_L(0) \\ V_C(0) \end{bmatrix} \quad u = [V_D] \quad (2.10)$$

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-RR_C - RR_L - R_L R_C - RR_D - R_D R_C}{L(R + R_C)} & \frac{-R}{L(R + R_C)} \\ \frac{R}{C(R + R_C)} & \frac{-1}{C(R + R_C)} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} -1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

L'application de la première ligne de l'équation 2.9 donne donc :

$$\frac{dI_L}{dt} = \left(\frac{-RR_C - RR_L - R_L R_C - RR_D - R_D R_C}{L(R + R_C)} \right) I_L(0) + \left(\frac{-R}{L(R + R_C)} \right) V_C(0) + \left(\frac{-1}{L} \right) V_D \quad (2.12)$$

$$\frac{dV_C}{dt} = \left(\frac{R}{C(R + R_C)} \right) I_L(0) + \left(\frac{-1}{C(R + R_C)} \right) V_C(0) \quad (2.13)$$

Les valeurs à la fin d'une période d'échantillonnage Δt dans le mode 2 se calculent donc ainsi :

$$I_L(t) = I_L(0) + \frac{dI_L}{dt} * \Delta t \quad (2.14)$$

$$V_C(t) = V_C(0) + \frac{dV_C}{dt} * \Delta t \quad (2.15)$$

$$V_R(t) = V_C(t) + \left(R_C * C * \frac{dV_C}{dt} \right) \quad (2.16)$$

Pour les deux modes, l'implémentation des formules en Python est une transposition simple. Les travaux d'Amaral et Cardoso (Amaral & Cardoso, 2022) présentent des exemples qui ont servi d'inspiration pour le développement du code.

2.3 Intégration des profils de consommation d'eau potable

Les options de profil de consommation d'eau disponibles dans *pvpumpingsystem* sont les suivantes :

1. Consommation constante : une consommation constante tout au long de la simulation, en l/min;
2. Consommation répétée : une série de valeurs, chacune représentant une consommation en l/min pendant une heure. Cette série est répétée sur la durée de la simulation; l'utilisation typique de cette option est de fournir 24 valeurs afin d'avoir un profil de consommation sur une journée.

Les présents travaux visent à ajouter les profils suivants :

1. Consommation répétée ajustée mensuellement : une série de 12 valeurs, chacune représentant la consommation d'eau quotidienne en l/j pour un mois particulier. Cette consommation quotidienne est répartie dans la journée suivant le modèle de la consommation répétée présenté ci-haut, qui est alors pondéré pour obtenir un total quotidien correspondant aux valeurs quotidiennes fournies pour le mois. Par exemple, 2880l/j pour chaque jour de janvier réparti suivant le profil quotidien, 2500l/j pour chaque jour de février réparti suivant le profil quotidien, etc.;
2. Consommation répétée ajustée quotidiennement : une série de 365 ou 366 valeurs, chacune représentant la consommation d'eau quotidienne en l/j pour un jour particulier. Cette consommation quotidienne est répartie dans la journée suivant le modèle de la consommation répétée présenté ci-haut, qui est alors pondéré pour obtenir un total quotidien correspondant aux valeurs quotidiennes fournies. Par exemple, 2880l/j pour le 1^{er} janvier réparti suivant le profil quotidien, 2600l/j pour le 2 janvier réparti suivant le profil quotidien, 2650l/j pour le 3 janvier réparti suivant le profil quotidien, etc.

Les données de consommation (mensuelle ou quotidienne) sont communiquées par l'utilisateur à *pvpumpingsystem* soit directement dans le script de configuration, soit à l'aide d'un fichier texte. Le format de ces options est présenté à l'Annexe II.

2.4 Intégration à *pvpumpingsystem*

La première étape requise pour l'intégration des ajouts à *pvpumpingsystem* est de mettre à jour le code existant et ses dépendances pour assurer une exécution sans erreurs ni avertissements. Cette mesure est normale pour du code qui n'a pas été mis à jour depuis quelques années; les bibliothèques sous-jacentes et le langage lui-même sont en constante évolution, et leurs interfaces sont appelées à changer à l'occasion.

Une fois cette activité complétée, les nouveaux modules sont intégrés suivant les étapes suivantes :

1. Conception et documentation de la logique du nouveau module;
2. Conception et documentation des interfaces du nouveau module;
3. Développement du code du nouveau module;
4. Essais unitaires du nouveau module afin de s'assurer de son bon fonctionnement, incluant :
 - a. Essais avec des données connues pour comparer les résultats avec des outils établis;
 - b. Essais avec des données extrêmes pour valider le comportement;
 - c. Essais avec des données impossibles pour valider le comportement;
5. Intégration du nouveau module à *pvpumpingsystem*;
6. Essais intégrés du nouveau module dans le contexte de *pvpumpingsystem*, incluant :
 - a. Essais avec des données connues pour comparer les résultats avec des outils établis;
 - b. Essais avec des données extrêmes pour valider le comportement;
 - c. Essais avec des données impossibles pour valider le comportement.

Une fois ce stade atteint, le code est prêt pour les simulations prévues.

2.5 Données d'essai

Pour tous les essais, des simulations sont effectuées pour les villes de Tunis (Tunisie, 36°N 10°E), Assouan (Égypte, 24°N 33°E), Nairobi (Kenya, 1°S 36°E), Lima (Pérou, 12°S 77°W) et Madrid (Espagne, 40°N 3°W).

Des panneaux solaires de type Canadian Solar CS5C 80M sont utilisés, avec 5 panneaux en série, orientés vers le sud dans l'hémisphère nord et vers le nord dans l'hémisphère sud, à une inclinaison égale à la valeur absolue de la latitude locale. Une pompe Sun Pumps SCB-10-150-120 BL (modélisation Kou) et un tuyau de plastique (longueur 100m, diamètre 0,05m, hauteur manométrique 20m) sont configurés. Les données météorologiques proviennent de la banque PVGIS pour l'année 2005.

2.5.1 Simulations MPPT

Sur le plan du MPPT, l'objectif principal des présents travaux est de déterminer si l'utilisation d'un modèle MPPT plus réaliste altère significativement les résultats comparativement à l'utilisation d'un modèle MPPT simplifié, comme dans (Lunel, 2020). Afin d'y parvenir, les simulations suivantes sont prévues :

1. Exécution de *pvpumpingsystem* sans MPPT et avec MPPT simplifié (efficacité 96%), afin d'établir une base de référence;
2. Exécution de *pvpumpingsystem* avec le nouveau modèle MPPT, afin de déterminer les impacts du nouveau modèle MPPT par rapport au modèle MPPT simplifié.

La comparaison permet de déterminer les impacts du modèle MPPT employé sur la puissance électrique disponible à la pompe à chaque heure d'une journée-type (le 10 janvier 2005) et le volume d'eau total pompé pendant une année (2005).

2.5.2 Simulations de consommation d'eau

Pour la consommation d'eau, l'objectif principal des présents travaux est de déterminer si l'utilisation de profils de consommation variables (particulièrement sur le plan mensuel) altère significativement les résultats comparativement à l'emploi d'une consommation quotidienne stable tout au long de l'année, comme dans (Lunel, 2020). La consommation quotidienne d'eau moyenne sur l'année est maintenue à 2880l/j afin de permettre la comparaison avec les résultats de Tanguy Lunel, avec un réservoir de 2000l. La comparaison vise à déterminer les impacts sur le LLP d'une consommation d'eau variable par rapport à une consommation stable.

Le profil de consommation quotidienne utilisé pour les essais est illustré à la figure 2.5 :

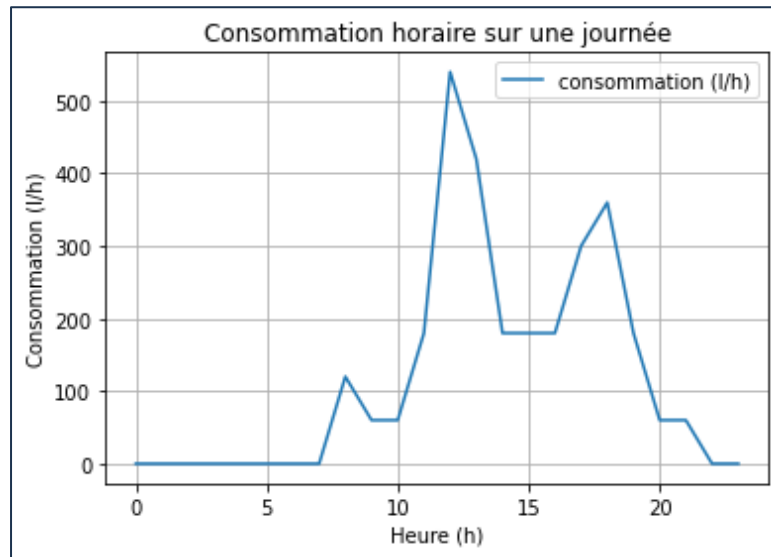


Figure 2.5 Profil de consommation quotidienne en l/h

Le profil de consommation quotidienne mensuelle utilisé pour les essais est extrapolé des travaux de (Hadjer, Klein & Schopp, 2005) et est illustré à la figure 2.6 :

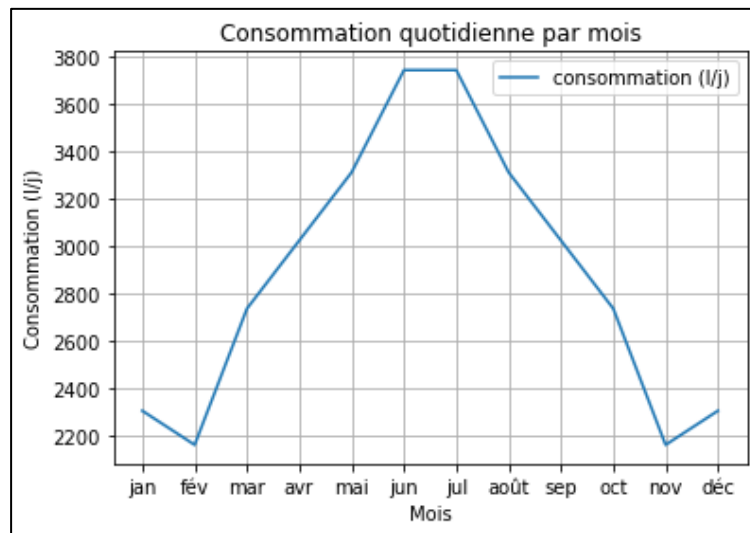


Figure 2.6 Profil de consommation mensuelle en l/j

CHAPITRE 3

RÉSULTATS

3.1 Vérification du modèle de circuit de puissance

Afin de vérifier la validité de la simulation du circuit de puissance sous Python, des comparaisons sont effectuées avec des circuits identiques sous MATLAB/Simulink. Pour ce faire, les valeurs (non-optimisées) suivantes ont été utilisées pour les éléments du circuit :

Tableau 3.1 Paramètres de simulation du circuit *buck-boost*

Paramètre	Valeur
L	50mH
R _L	0,1Ω
C	100μF
R _C	0,2Ω
R _T	0,1Ω
V _D	0,8V
R _D	1mΩ
V _{PV}	24V
R	50Ω
Fréquence du signal de contrôle	1kHz

V_{PV} est, pour l'instant, une source de tension idéale et fixe. Le premier contrôle est une simple comparaison des résultats de la simulation Python et d'un circuit identique sous MATLAB/SIMULINK. Pour un circuit *buck-boost* simplifié, le rapport entre la tension à l'entrée et la tension à la sortie pour un circuit idéal est donné par la formule 3.1 (Fortin Blanchette, 2016) où DT représente le rapport cyclique et DT' le rapport cyclique complémentaire, c'est-à-dire le rapport entre la période où le signal est absent (séquence inactive) et la période totale du signal de contrôle :

$$V_R = -\frac{DT}{DT'} V_{PV} \quad (3.1)$$

En sélectionnant une valeur de 0,5 pour DT (et donc une valeur de 0,5 pour DT'), on peut donc s'attendre pour le circuit complet à une tension en sortie V_R à peu près égale à la tension en entrée V_{PV} . La figure 3.1 présente le circuit sous MATLAB/SIMULINK :

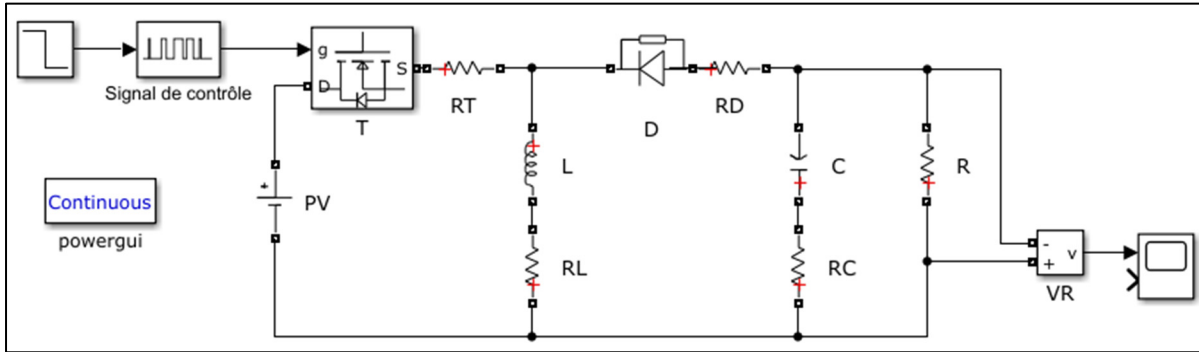


Figure 3.1 Diagramme du circuit *buck-boost* sous MATLAB/SIMULINK

Une fréquence de 1000Hz est utilisée pour le signal de contrôle pour l'ensemble des essais. Les figures 3.2, 3.3 et 3.4 présentent le résultat de simulations d'une durée de 0,1s sous MATLAB/SIMULINK (mode continu) et sous Python (fréquence d'échantillonnage 1MHz), respectivement :

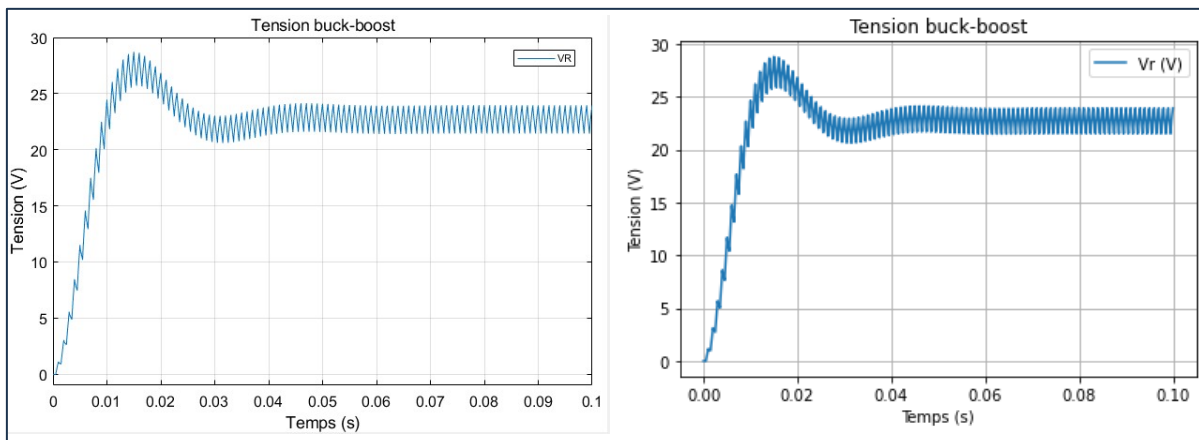


Figure 3.2 Valeurs de V_R en fonction du temps sous MATLAB/SIMULINK (gauche) et Python (droite) avec $DT=0,5$

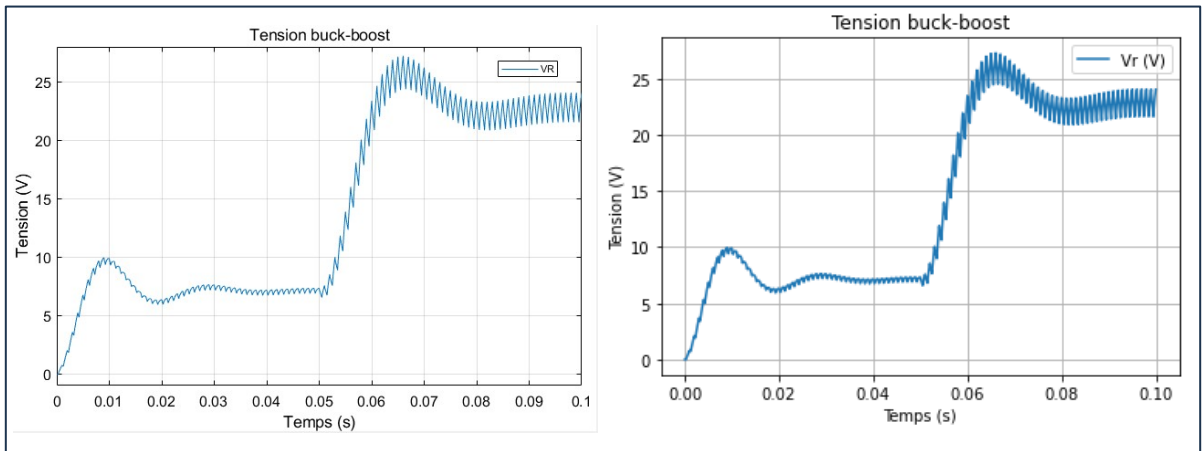


Figure 3.3 Valeurs de V_R en fonction du temps sous MATLAB/SIMULINK (gauche) et Python (droite) avec $DT=0,25$ ($0 < t < 0,05$) et $DT=0,5$ ($0,05 < t < 0,1$)

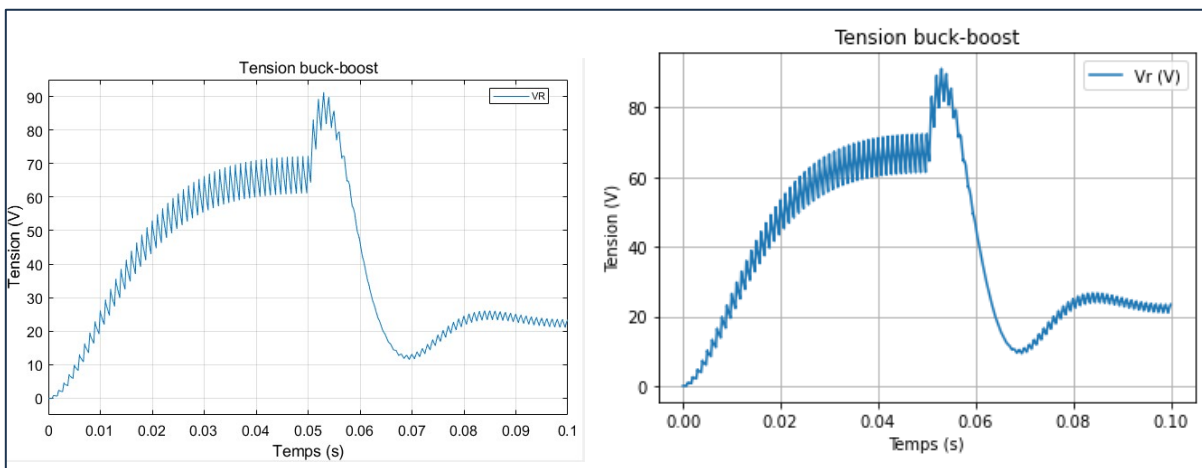


Figure 3.4 Valeurs de V_R en fonction du temps sous MATLAB/SIMULINK (gauche) et Python (droite) avec $DT=0,75$ ($0 < t < 0,05$) et $DT=0,5$ ($0,05 < t < 0,1$)

Le temps d'exécution du code Python pour chacune des trois simulations est inférieur à 0,28s.

Les essais suivants du code Python sont effectués à l'aide d'une tension de référence V_{ref} ; à chaque période du signal de contrôle, un simple algorithme augmente DT de 0,001 si la tension en sortie est inférieure à la tension de référence, et diminue DT de 0,001 si la tension en sortie est supérieure à la tension de référence. La valeur initiale de DT est 0,5. Les figures 3.5, 3.6 et 3.7 présentent le résultat de simulations d'une durée de 0,5s sous Python :

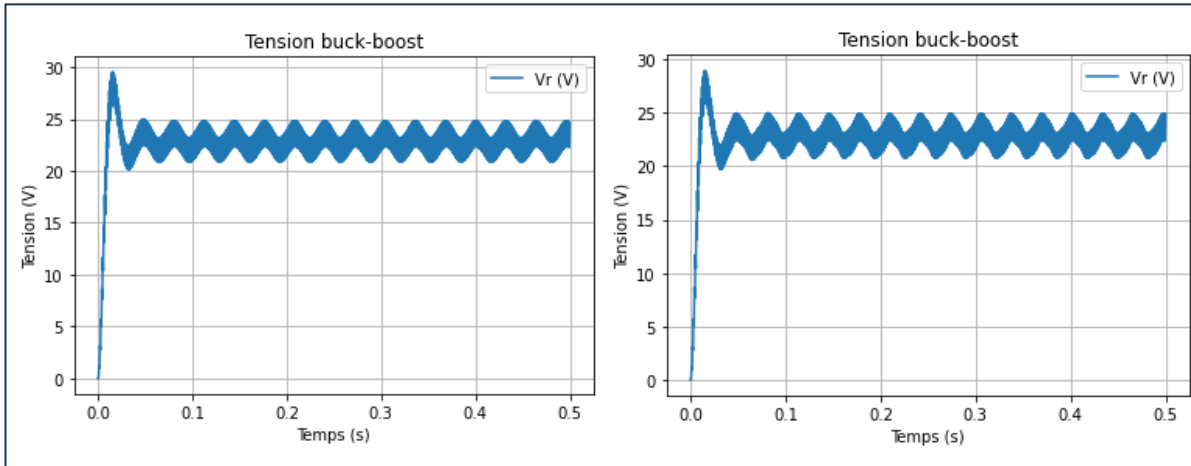


Figure 3.5 Valeurs de V_R en fonction du temps sous Python avec $V_{PV}=24V$ et $V_{ref}=24V$ à une fréquence d'échantillonnage de 1MHz (gauche) et 100KHz (droite)

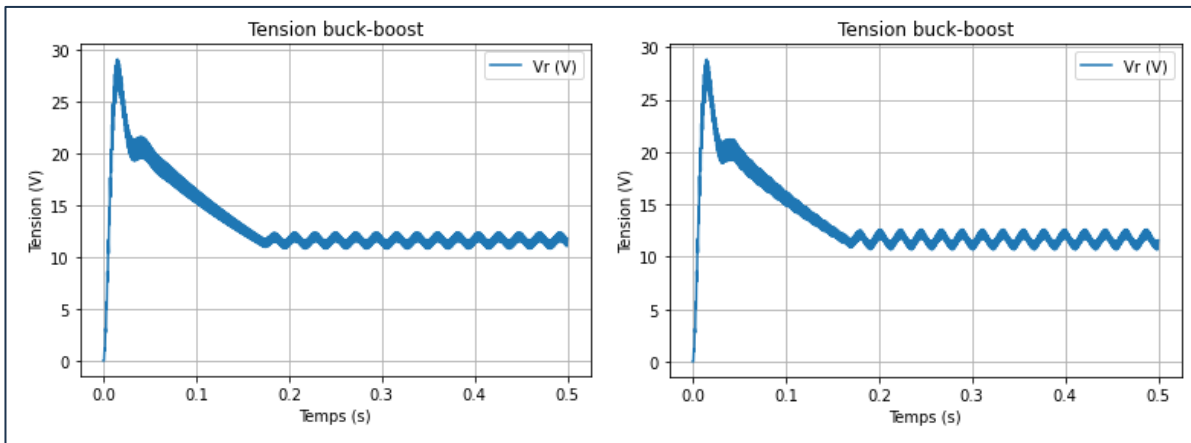


Figure 3.6 Valeurs de V_R en fonction du temps sous Python avec $V_{PV}=24V$ et $V_{ref}=12V$ à une fréquence d'échantillonnage de 1MHz (gauche) et 100KHz (droite)

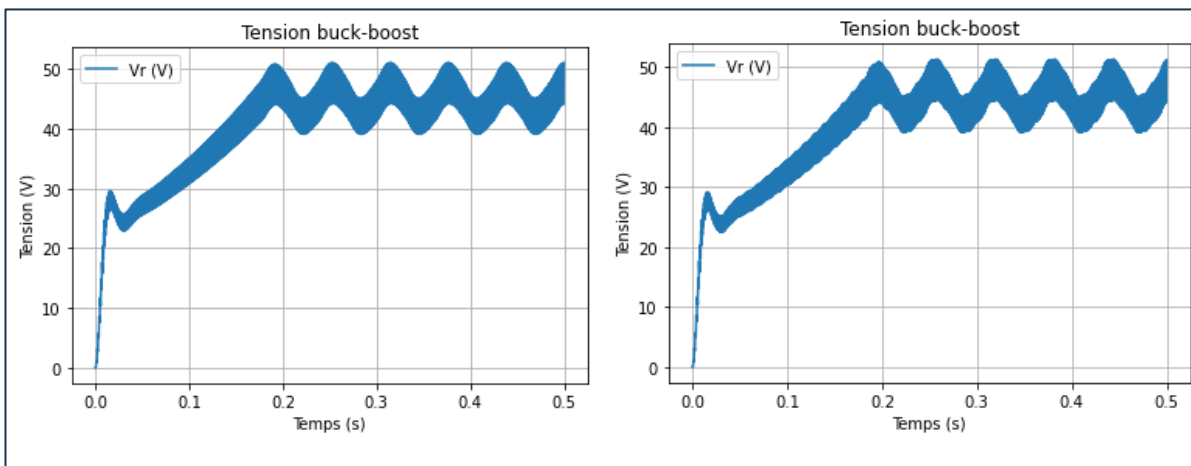


Figure 3.7 Valeurs de V_R en fonction du temps sous Python avec $V_{PV}=24V$ et $V_{ref}=48V$ à une fréquence d'échantillonnage de 1MHz (gauche) et 100KHz (droite)

La différence entre les résultats des simulations à une fréquence d'échantillonnage de 1MHz et 100KHz est minimale; en revanche, l'amélioration de performance est significative, passant d'une moyenne de 1,6s à une moyenne de 0,14s.

Des simulations avec une variation de 0,01 de DT (plutôt que 0,001) confirment les observations rapportées à la section 2.2.1 : la stabilisation autour de la tension de référence est plus rapide (approximativement 0,03s contre 0,17s pour V_{ref} à 12V), mais l'amplitude des oscillations autour de celle-ci est nettement plus importante (approximativement $\pm 4V$ contre $\pm 1V$ pour V_{ref} à 12V).

3.2 Vérification du modèle MPPT

Afin de tester le modèle MPPT, une simulation de source d'énergie photovoltaïque doit maintenant être intégrée, puisque son comportement ne correspond pas à une source de tension parfaite. La bibliothèque logicielle *pplib-python* est une excellente option pour cette simulation, puisqu'elle est déjà utilisée dans *pvpumpingsystem* et offre la flexibilité nécessaire.

Pour les essais, les caractéristiques d'un panneau solaire photovoltaïque commercial commun à silicium monocristallin (Canadian Solar CS5P-220M) sont utilisées, tel que présenté au tableau 3.2.

Tableau 3.2 Caractéristiques du panneau solaire photovoltaïque
Canadian Solar CS5P-220M

Caractéristique	Valeur
α_{Isc}	0,004539A/K
a_{ref}	2,6373V
$I_{L,ref}$	5,114A
$I_{0,ref}$	$8,196 \cdot 10^{-10} A$
$R_{sh,ref}$	381,68 Ω
R_s	1,065 Ω

La formule proposée par De Soto (De Soto, Klein & Beckman, 2006) est utilisée pour calculer les paramètres à employer dans le modèle à diode unique (*single-diode model*), qui nous permet de déterminer la courbe I-V du panneau simulé sous diverses conditions d'opération (irradiance G, température T); l'explication de cette formule et de l'équation de diode idéale est présentée dans (Lunel, 2020). Les valeurs de référence de 1,121eV pour la largeur de la bande interdite du silicium à 25°C et de $-0.0002677^{\circ}C^{-1}$ pour le coefficient de dépendance à la température de la bande interdite du silicium sont également utilisées.

Les paramètres pour les conditions d'opération sélectionnées sont obtenus par *pvlb-python* en utilisant la fonction en W de Lambert et présentés au tableau 3.3 :

Tableau 3.3 Paramètres du panneau solaire photovoltaïque
Canadian Solar CS5P-220M en fonction des conditions d'opération

Irradiance W/m²	T° °C	I_{LPV} A	I₀ A	R_s Ω	R_{sh} Ω	nNsVth⁸ -
400	40	2,07	9,07*10 ⁻⁹	1,065	954,2	2,77
600	40	3,11	9,07*10 ⁻⁹	1,065	636,13	2,77
800	40	4,15	9,07*10 ⁻⁹	1,065	477,1	2,77
800	50	4,18	3,99*10 ⁻⁸	1,065	477,1	2,86
1000	40	5,18	9,07*10 ⁻⁹	1,065	381,68	2,77

L'application du modèle à diode unique permet de déterminer les caractéristiques électriques du panneau, présentées au tableau 3.4, et les courbes I-V, présentées à la figure 3.8, sous les diverses conditions d'opération retenues.

Tableau 3.4 Paramètres du panneau solaire Canadian Solar CS5P-220M
en fonction des conditions d'opération obtenues
sous *pvlb-python* (modèle à diode unique De Soto)

Irradiance W/m²	Température °C	I_{SC} A	V_{OC} V	I_{MPP} A	V_{MPP} V	P_{MPP} W
400	40	2,07	53,24	1,90	43,49	82,68
600	40	3,10	54,36	2,85	43,66	124,26
800	40	4,14	55,16	3,79	43,53	164,81
800	50	4,17	52,71	3,80	41,08	156,12
1000	25	5,10	59,40	4,69	46,90	219,96
1000	40	5,17	55,77	4,72	43,24	204,11

⁸ Le produit du facteur d'idéalité de la diode, du nombre de cellules en série et du voltage thermique d'une cellule.

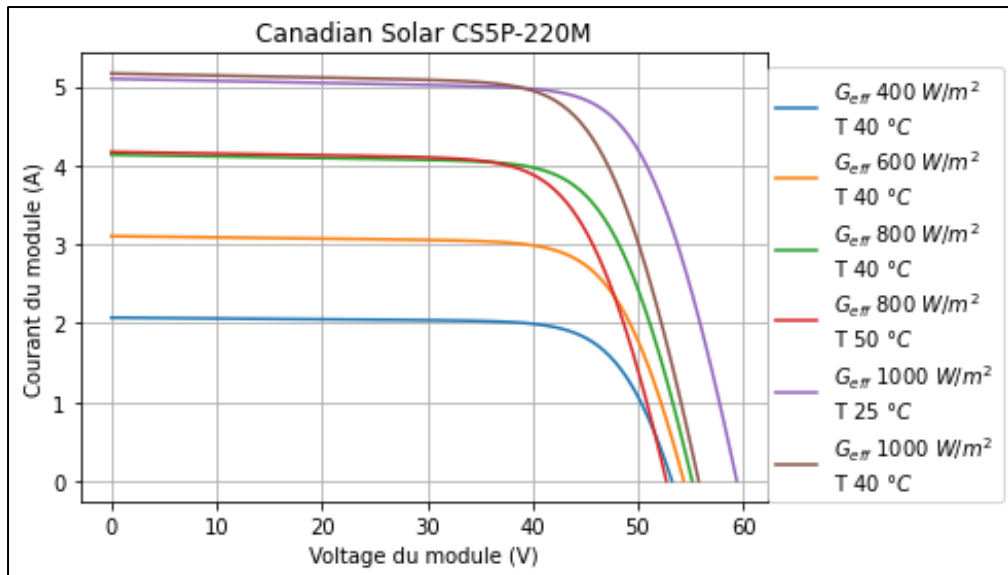


Figure 3.8 Courbes I-V du panneau solaire Canadian Solar CS5P-220M en fonction des conditions d'opération

Pour le même modèle de panneau solaire, l'outil PVsyst génère les valeurs présentées au tableau 3.5 :

Tableau 3.5 Paramètres du panneau solaire Canadian Solar CS5P-220M en fonction des conditions d'opération obtenues sous PVsyst (modèle PVsyst)

Irradiance W/m²	Température °C	I_{SC} A	V_{OC} V	I_{MPP} A	V_{MPP} V	P_{MPP} W
400	40	2,02	52,8	1,85	43,2	80,1
600	40	3,03	54,0	2,79	43,8	122,1
800	40	4,04	54,9	3,73	44,0	163,9
800	50	4,07	52,6	3,73	41,8	155,8
1000	25	5,01	58,8	4,66	47,3	220,0
1000	40	5,06	55,5	4,66	44,0	205,3

Pour intégrer le panneau solaire photovoltaïque dans la simulation du circuit de puissance, V_{PV} est calculé au début de chaque cycle d'échantillonnage à partir d' I_L . Le comportement du circuit simulé est d'abord vérifié à l'aide d'un rapport cyclique fixe à 0,5. En fixant

l'irradiance à 800 W/m^2 et la température à 40°C , sur une simulation de $0,1\text{s}$, on obtient la tension V_{PV} , la tension V_R , la puissance P_{PV} (puissance moyenne fournie par le panneau sur un cycle du signal de contrôle) et la puissance P_R (consommée par la charge R) illustrées à la figure 3.9 :

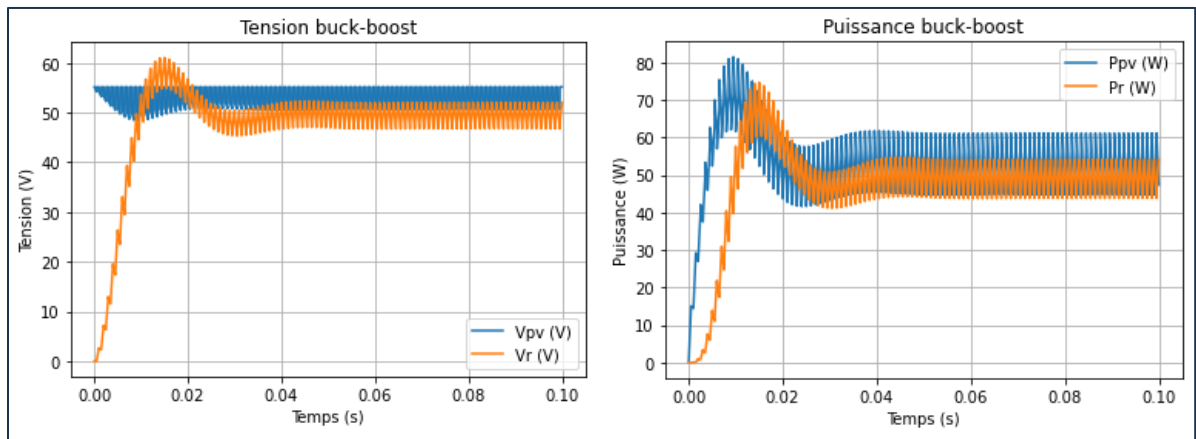


Figure 3.9 Valeurs en fonction du temps de V_{PV} (V) et V_R (V) (gauche), P_{PV} (W) et P_R (W) (droite) avec $DT=0,5$, sous Python

La puissance moyenne sur un cycle du signal de contrôle est utilisée pour P_{PV} afin de rendre le graphique plus lisible et intelligible.

À cause des appels répétés à *pvlib-python*, à une fréquence d'échantillonnage de 100KHz , le temps d'exécution passe maintenant à environ $1,8\text{s}$.

Afin de contrôler les résultats obtenus, le modèle MATLAB/SIMULINK utilisé pour valider le circuit de puissance est repris, en remplaçant la source de tension idéale par un panneau solaire photovoltaïque en parallèle avec un condensateur C_{PV} de $50 \mu\text{F}$, requis pour l'exécution de la simulation. La banque de données du logiciel inclut le panneau Canadian Solar CS5P-220M; ses caractéristiques correspondent exactement à celles employées dans la simulation Python. En fixant l'irradiance à 800 W/m^2 et la température à 40°C , sur une simulation de $0,1\text{s}$, le modèle MATLAB/SIMULINK fournit les valeurs illustrées à la figure 3.10 pour V_{PV} , V_R , P_{PV} et P_R :

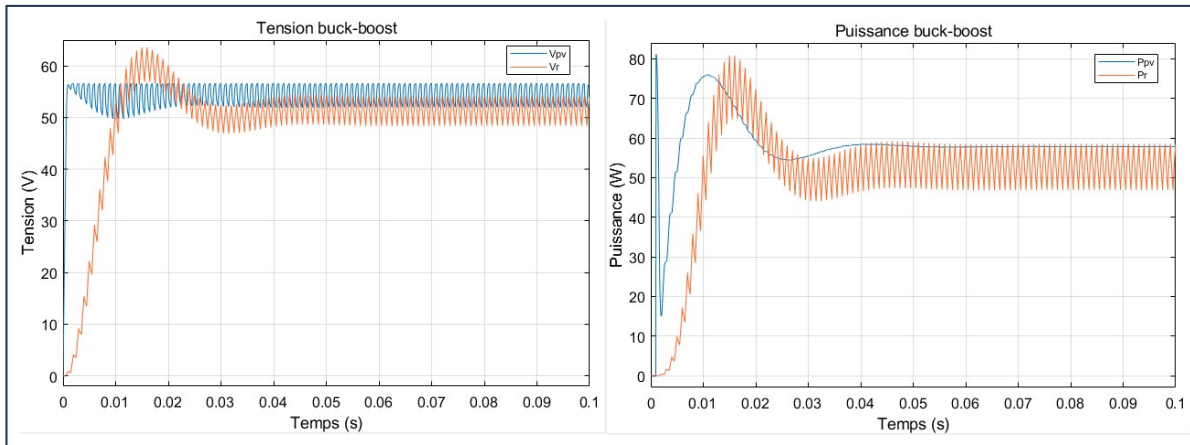


Figure 3.10 Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R (gauche), P_{PV} et P_R (droite) avec $DT=0,5$, sous MATLAB/SIMULINK

Plutôt que de calculer la puissance moyenne à chaque cycle du signal de contrôle pour P_{PV} , sous MATLAB/SIMULINK, la puissance moyenne sur la période de 0,001s précédente est affichée, ce qui explique l'adoucissement du tracé.

L'étape suivante consiste à intégrer l'algorithme P&O dans le code Python. En utilisant toujours une irradiance de 800 W/m^2 et une température à 40°C , une valeur de 0,01 est retenue pour K (le pas de changement du rapport cyclique), et l'algorithme est appliqué à une fréquence de 10Hz. Une analyse préliminaire permet de constater une stabilisation du système autour de $t=1,5\text{s}$; la figure 3.11 présente donc les moyennes de V_{PV} , V_R , P_{PV} et P_R à chaque cycle d'échantillonnage sur une durée de simulation de 3s :

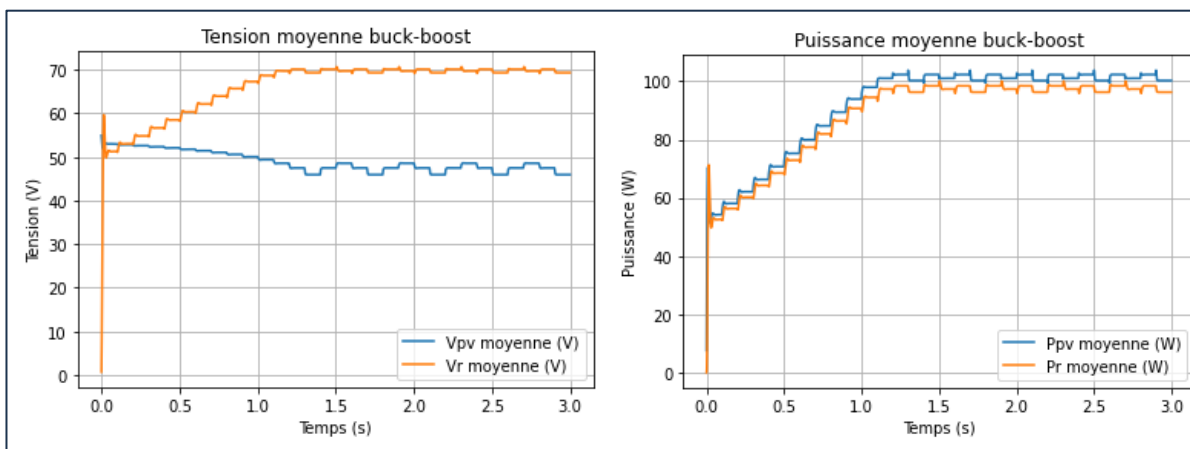


Figure 3.11 Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R (gauche), P_{PV} et P_R (droite) pour $K=0,01$ à 10Hz, sous Python

Pour référence, la figure 3.12 présente la valeur du rapport cyclique à chaque période totale du signal de contrôle :

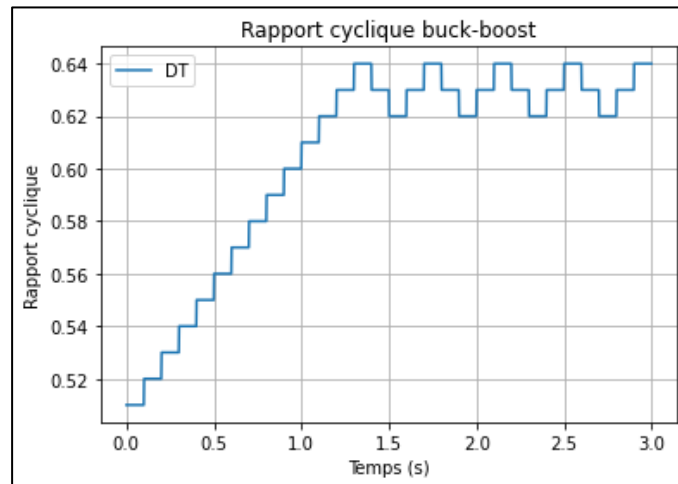


Figure 3.12 Valeurs en fonction du temps de DT pour $K=0,01$ à 10Hz, sous Python

Tel qu'anticipé, l'emploi d'une fréquence plus élevée d'application de l'algorithme (100Hz) accélère l'atteinte du point de stabilisation et réduit légèrement l'amplitude des oscillations, ce qu'illustre la figure 3.13 :

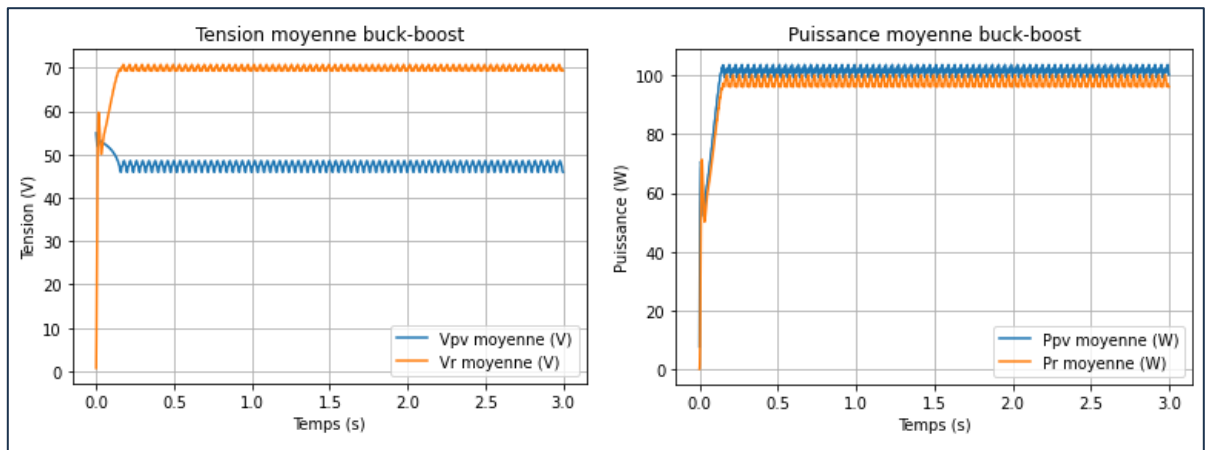


Figure 3.13 Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R (gauche), P_{PV} et P_R (droite) pour $K=0,01$ à 100Hz, sous Python

L'emploi d'une valeur plus élevée pour K (0,05) accélère encore plus l'atteinte du point de stabilisation, mais augmente l'amplitude des oscillations, tel qu'illustré à la figure 3.14 :

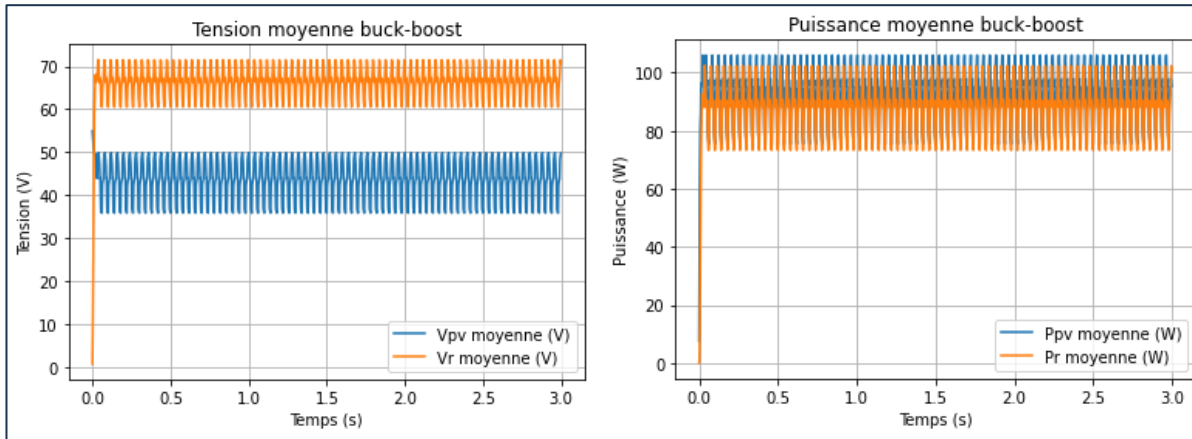


Figure 3.14 Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R (gauche), P_{PV} et P_R (droite) pour $K=0,05$ à 100Hz, sous Python

L'exécution de ces simulations prend environ 31 secondes. Même en ramenant la durée de la simulation à 0,5s, l'exécution prend encore environ 6 secondes à être complétée.

Pour compléter les essais, des simulations sont effectuées avec des valeurs extrêmes et impossibles. Puisque les seuls intrants sont l'irradiance et la température, les figures 3.15 et 3.16 présentent V_{PV} et V_R pour une irradiance de $1W/m^2$ et $10000W/m^2$ en utilisant $K=0,01$ et une fréquence d'application de l'algorithme de 100Hz :

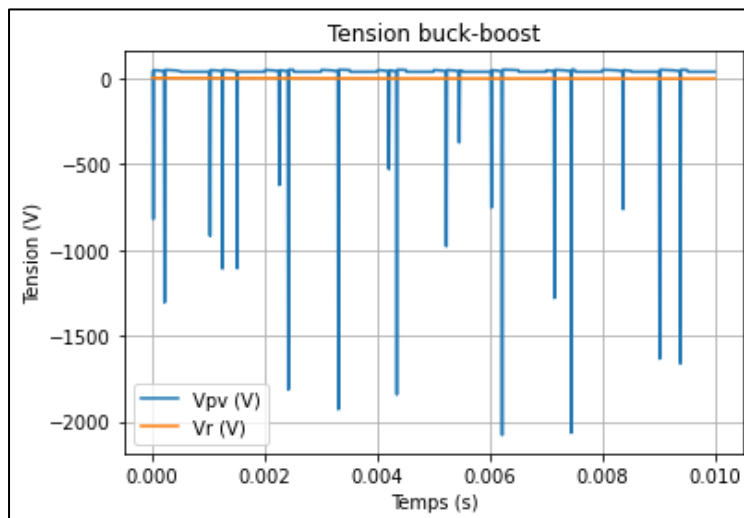


Figure 3.15 Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R pour $G=1W/m^2$ et $T=40^\circ C$, sous Python

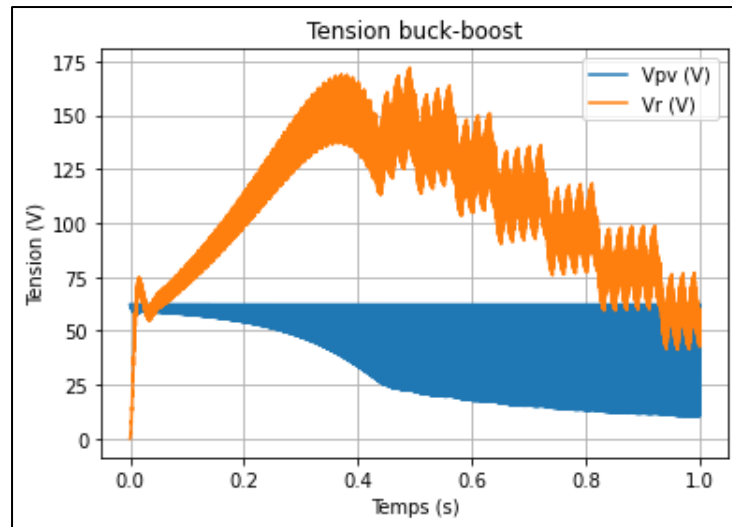


Figure 3.16 Valeurs en fonction du temps de V_{PV} et V_R pour $G=10000W/m^2$ et $T=40^\circ C$, sous Python

L'exécution du code échoue avec une erreur de division par 0 pour une valeur de $G=0W/m^2$, à cause d'une des formules de l'approche De Soto qui implique une division par l'irradiance.

3.3 Comparaison des approches MPPT

La comparaison du comportement de *pvpumpingsystem* sans MPPT, avec le MPPT simplifié (configuré à 96% d'efficacité) et avec le MPPT modélisé s'effectue en calculant le volume total d'eau pompé en une année et la puissance électrique disponible au moteur à chaque heure d'une journée à différents emplacements. Pour référence, l'irradiance à chaque heure est également présentée. Le tableau 3.6 présente le sommaire des volumes d'eau pompés :

Tableau 3.6 Volume d'eau pompé en un an aux emplacements de contrôle pour les trois scénarios MPPT

Emplacement	Eau pompée (sans MPPT) l	Eau pompée (MPPT simple) l	Eau pompée (MPPT modelé) l
Tunis	2 488 034	2 645 250	351 514
Assouan	3 384 703	3 611 701	611 402
Nairobi	2 708 110	2 869 420	463 955
Lima	1 969 246	2 088 440	304 650
Madrid	2 560 211	2 736 773	424 482

Les figures 3.17, 3.18, 3.19, 3.20 et 3.21 présentent l'irradiance et les puissances électriques disponibles :

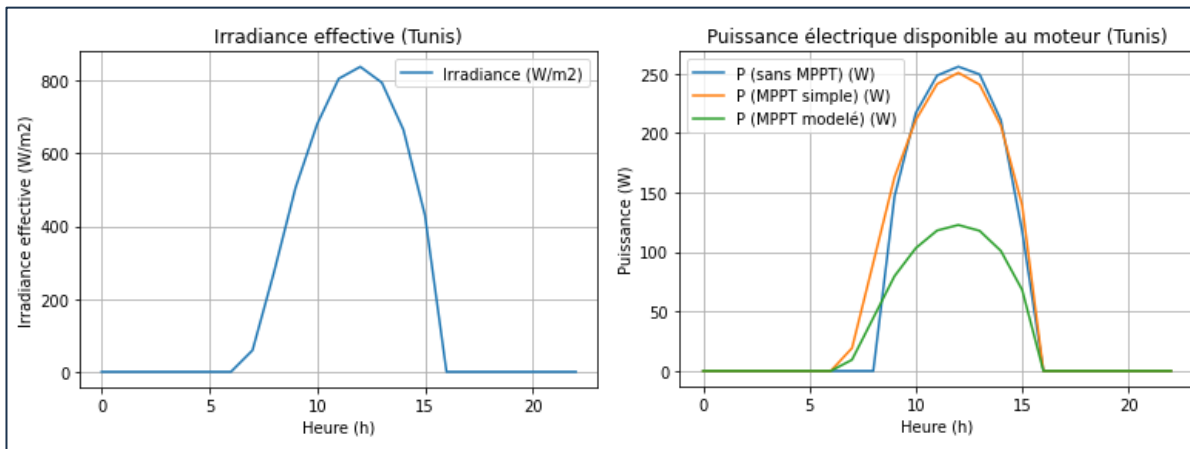


Figure 3.17 Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Tunis (10 janvier)

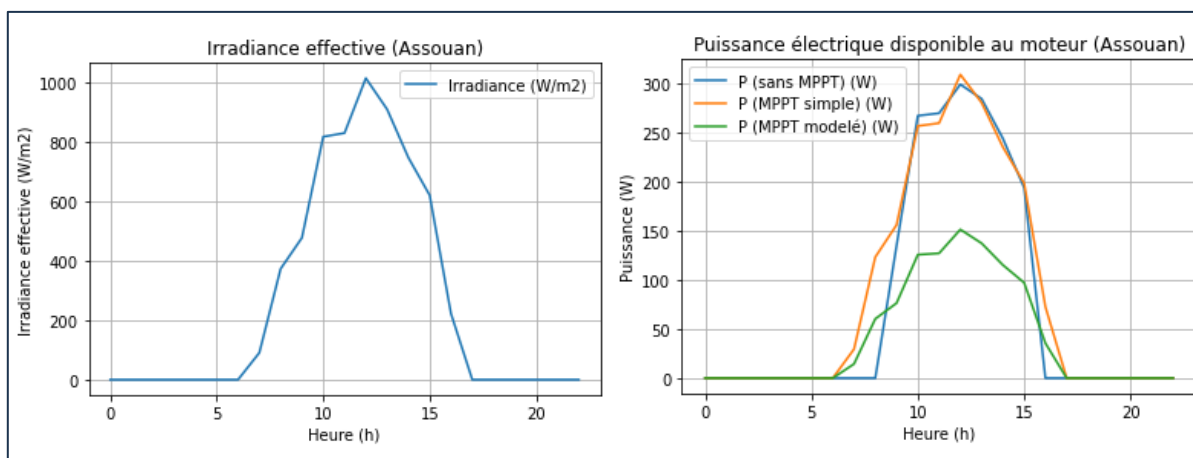


Figure 3.18 Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Assuan (10 janvier)

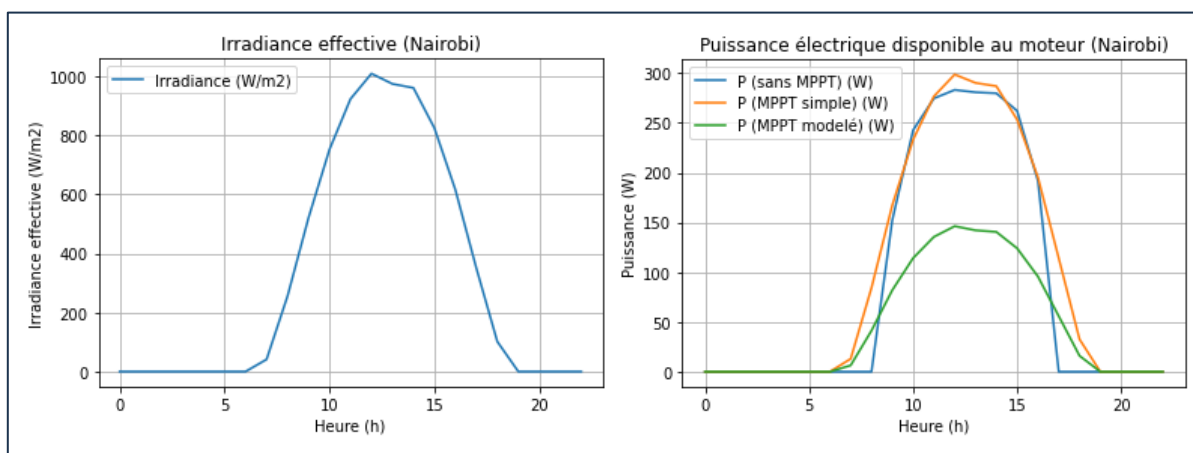


Figure 3.19 Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Nairobi (10 janvier)

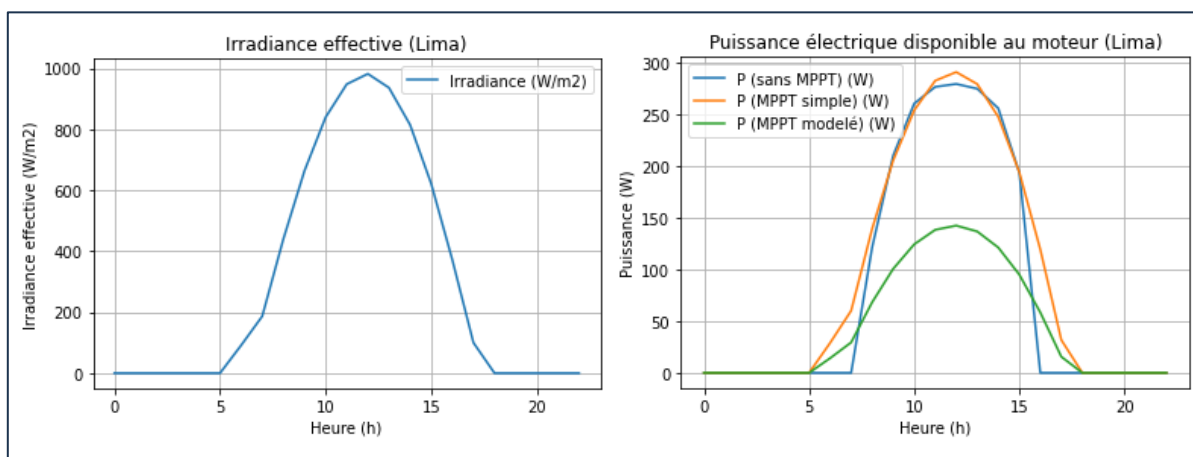


Figure 3.20 Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Lima (10 janvier)

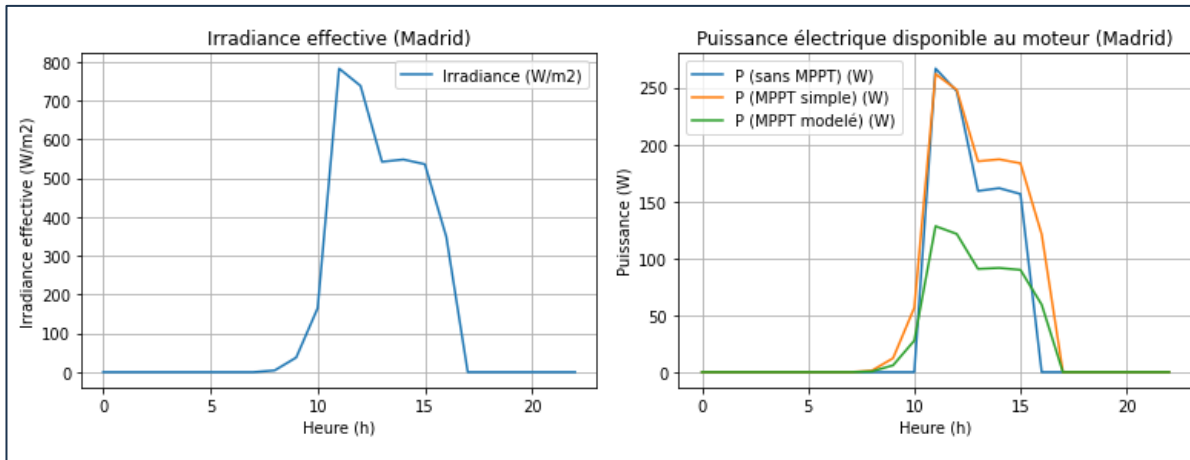


Figure 3.21 Irradiance et puissance électrique disponible au moteur à Madrid (10 janvier)

L'exécution des simulations prend environ 10s pour le scénario sans MPPT, environ 2s pour le scénario avec MPPT simple, et environ 2h30 pour le scénario avec MPPT modelé.

3.4 Comparaison des profils de consommation d'eau potable

Afin de comparer le comportement de *pvpumpingsystem* sous divers scénarios de consommation d'eau, on calcule le LLP (la probabilité de manque d'eau) sur une période d'un an à Tunis (Tunisie, 36°N 10°E), Assouan (Égypte, 24°N 33°E), Nairobi (Kenya, 1°S 36°E), Lima (Pérou, 12°S 77°W) et Madrid (Espagne, 40°N 3°W). Les scénarios de consommation suivants sont utilisés :

1. consommation constante : une consommation constante à 2l/min (ou 120l/h) pour toutes les heures de tous les jours de l'année;
2. consommation quotidienne stable : la consommation de chaque heure présentée à la figure 2.5 est répétée à tous les jours de l'année;
3. consommation quotidienne variable par mois : le profil de consommation de chaque heure présenté à la figure 2.5 est répété à tous les jours du mois, avec la consommation quotidienne pour chaque mois présentée à la figure 2.6. Pour ajuster la consommation horaire à la consommation quotidienne de chaque mois, une pondération est effectuée. Des exemples sont présentés à l'annexe II.

Le tableau 3.7 présente le sommaire des résultats :

Tableau 3.7 LLP sur un an aux emplacements de contrôle pour les trois profils de consommation d'eau implantés

Emplacement	Eau pompée totale l	LLP (consommation constante)	LLP (consommation quotidienne stable)	LLP (consommation quotidienne variable par mois)
Tunis	2 488 034	0,0958	0,0578	0,0397
Assouan	3 384 703	0,0031	0,0010	0,0001
Nairobi	2 708 110	0,0816	0,0473	0,0611
Lima	1 969 246	0,2523	0,2067	0,2326
Madrid	2 560 211	0,1280	0,0930	0,0729

L'exécution des simulations prend environ 13s pour le scénario consommation constante, environ 13s pour le scénario avec consommation quotidienne stable, et environ 13s pour le scénario avec consommation quotidienne variable mensuellement.

CHAPITRE 4

DISCUSSION

4.1 Analyse de la comparaison des modèles MPPT

Les résultats des simulations du circuit *buck-boost* avec rapport cyclique imposé (figures 3.2, 3.3 et 3.4) indiquent que le modèle se comporte conformément aux attentes :

1. les légers dépassements de la courbe avant la stabilisation générale correspondent au comportement d'un système de second ordre;
2. la stabilisation et les oscillations autour de la valeur moyenne correspondent à la fréquence du signal de contrôle, soit 1000Hz;
3. la stabilisation s'effectue près des valeurs pour un circuit idéal, calculées à l'aide de la formule 3.1.

De plus, la comparaison avec les graphiques produits sous MATLAB/SIMULINK confirme que le modèle produit des résultats similaires à ceux d'un outil fiable et éprouvé. On note un léger écart d'environ 4% entre les valeurs de V_R observées à $t=0,069s$ sur la figure 3.4, durant la phase de transition; cette différence est attribuable aux techniques de simulation différentes utilisées par les deux outils et n'est pas alarmante, surtout si on considère la durée de celle-ci et la stabilisation des deux simulations à la même valeur, ce qui est beaucoup plus important dans le contexte d'un MPPT.

Les résultats des essais avec la tension de référence V_{ref} (figures 3.5, 3.6 et 3.7) sont également probants; dans les trois cas, le système se stabilise autour de V_{ref} , avec des oscillations plus importantes lorsque le rapport cyclique DT est plus élevé. Cette situation s'explique par le pas de changement K qui est fixe; plus DT est élevé, plus les changements K sont proportionnellement petits, ce qui ralentit les ajustements du système. Cette situation pourrait être corrigée par l'utilisation d'une valeur de K variable et proportionnelle à la valeur de DT .

Les dépassements initiaux observés sur les figures 3.5 et 3.6 s'expliquent par l'initialisation de V_R à 0V et de DT à 0,5; V_R est inférieur à V_{ref} pendant quelques centièmes de seconde, et le système réagit en augmentant DT au-delà de 0,5, jusqu'à ce que V_R rattrape V_{ref} .

Ces essais nous permettent également de constater que les simulations à une fréquence d'échantillonnage de 100KHz produisent des résultats extrêmement proches de ceux obtenus par les simulations à 1MHz. La faible perte de précision (inférieure à 1% pour la valeur moyenne de V_R à la stabilisation) est compensée par un gain de temps considérable (réduction du temps d'exécution d'environ 90%, puisque le modèle n'effectue que 10% des calculs). Ce gain de temps est important pour l'intégration à *pvpumpingsystem*, puisque la simulation doit y être effectuée plusieurs milliers de fois; c'est donc cette fréquence d'échantillonnage qui est retenue pour la suite des essais.

On considère donc que le modèle de circuit *buck-boost* est valide et génère des valeurs fiables.

La comparaison des tableaux 3.4 et 3.5 permettent de confirmer que le modèle utilisé pour le panneau solaire (*pvlib-python*) produit des résultats comparables à ceux de PVsyst, un outil de référence dans le domaine. Les valeurs diffèrent généralement par moins de 1% pour les courants et tensions de référence, et par moins de 2% pour les puissances maximales. Ces écarts ne sont pas anormaux, vu l'utilisation de modèles de simulation différents, et ne sont pas considérés comme problématiques pour la fiabilité des résultats fournis par *pvpumpingsystem*. De même, les courbes I-V produites à l'aide de *pvlib-python* correspondent aux attentes théoriques :

1. une irradiance plus élevée mène à une valeur I_{sc} plus élevée;
2. une température plus élevée mène à une valeur V_{oc} plus faible.

On considère donc que le modèle de panneau solaire photovoltaïque de *pvlib-python* est valide et génère des valeurs fiables.

La combinaison du modèle *buck-boost* et du modèle photovoltaïque sous un rapport cyclique fixé à 0,5 est illustrée à la figure 3.9. Ici encore, les résultats correspondent aux attentes :

1. V_{PV} ne dépasse pas la valeur de V_{OC} associée aux conditions d'irradiance et de température configurées (55,16V);
2. V_R se stabilise autour d'une valeur un peu inférieure à la valeur moyenne de V_{PV} , tel qu'attendu pour $DT=0,5$;
3. P_R se stabilise autour d'une valeur (49,1W) un peu inférieure à la valeur moyenne de P_{PV} (52,5W), puisque le circuit n'est pas idéal et qu'il y a quelques pertes dans les composants.

La comparaison avec les résultats obtenus par un circuit identique simulé sous MATLAB/SIMULINK, illustrés à la figure 3.10, confirme le bon comportement du modèle élaboré et implanté. La forme générale des courbes est la même, et les valeurs moyennes à la stabilisation sont comparables; les puissances sont plus élevées d'environ 10%, ce qui est attribuable à la présence du condensateur aux bornes du panneau dans cette simulation.

Cependant, c'est ici qu'on note un problème fondamental avec l'approche retenue. En effet, la structure d'un circuit *buck-boost* fait en sorte que, durant la période du cycle où le transistor est ouvert (mode 2), le source d'énergie est en circuit ouvert, et ne contribue donc pas d'énergie au système. Pour une source de tension idéale, ce n'est pas un problème, puisque cette énergie reste « en banque ». En revanche, pour un panneau solaire photovoltaïque, cette période en circuit ouvert représente une perte, étant donné que le panneau lui-même n'entrepose pas d'énergie. Dès que DT est inférieur à 1, la puissance moyenne fournie par le panneau est réduite par rapport à la puissance qu'il pourrait théoriquement offrir. L'ajout d'un élément permettant l'entreposage d'énergie aux bornes du panneau solaire photovoltaïque pourrait mitiger ce problème, mais il rend le système considérablement plus complexe.

On peut donc conclure que le circuit *buck-boost* n'était pas un bon choix pour le MPPT, et qu'un autre type d'architecture (Ćuk ou SEPIC, puisque Zeta dispose également le transistor en série avec l'alimentation) devrait être utilisé. Cependant, le reste des simulations comporte néanmoins des données utiles pour l'atteinte des objectifs de la présente recherche, ce qui nous mène à poursuivre l'analyse.

Les résultats des simulations incluant l'algorithme P&O sont présentés aux figures 3.11, 3.13 et 3.14. À l'exception de la puissance maximale atteinte, les résultats correspondent aux attentes; le système se stabilise rapidement à une puissance moyenne, avec P_R (97.76W) encore une fois légèrement inférieur à P_{PV} (101.63W) à cause des pertes du système. Il est intéressant de noter que si on divise la valeur moyenne de P_{PV} à la stabilisation par la valeur moyenne de DT à la stabilisation (0,63, tel qu'illustré à la figure 3.12), on obtient une valeur de 161W, ce qui est proche de la puissance maximale du panneau à ces conditions d'opération (163,9W). Cette extrapolation de la puissance maximale théorique à partir de la puissance fournie pendant les périodes où le transistor est fermé renforce la présente analyse du problème lié à l'utilisation du circuit *buck-boost*, et fournit une autre bonne indication du fonctionnement adéquat de la simulation et de l'algorithme P&O proposés et implantés.

La comparaison des résultats pour $K=0,01$ et $K=0,05$ confirme que la première option est un bon choix, offrant un compromis acceptable entre le temps d'atteinte de la stabilité et l'amplitude des oscillations autour de celui-ci. De même, une fréquence d'application de l'algorithme P&O de 100Hz est un bon compromis; elle accélère significativement l'atteinte de la stabilité par rapport à une fréquence de 10Hz (0,15s contre 1,1s), ce qui permet de réduire la durée de simulation requise, sans demander une augmentation de la fréquence d'échantillonnage, ce qui augmenterait considérablement le temps d'exécution de la simulation.

Les résultats pour des irradiances de $1W/m^2$ et $10000W/m^2$ (figures 3.15 et 3.16) permettent d'observer le comportement de la simulation à des valeurs extrêmes. Pour de faibles irradiances, les limitations des types de variables employés empêchent d'obtenir des résultats fiables, à cause des très petites valeurs de tension et de courant obtenues de *pvlb-python*; les opérations de division et de multiplication effectuées par la simulation perdent rapidement leur valeur significative. Pour de très fortes irradiances, l'algorithme P&O tente d'amener DT à 1, ce qui sature le circuit *buck-boost*. Il est à noter que PVsyst n'accepte que des irradiances comprises entre $10W/m^2$ et $1300W/m^2$; le présent modèle produit des résultats

plausibles entre 50W/m^2 et 2000W/m^2 , bien que cette dernière valeur dépasse largement le maximum d'irradiance possible à la surface de la Terre.

Étant donné qu'il a déjà été établi que le MPPT simulé présente une efficacité⁹ à peu près égale à la valeur de DT, il n'est pas étonnant que les quantités d'eau pompée annuellement présentées au tableau 3.6 soient nettement inférieures à celles obtenues dans les scénarios sans MPPT ou avec le MPPT simplifié. De plus, bien que chacune des exécutions du MPPT simulé se fasse rapidement (temps d'exécution d'environ 1s pour une simulation d'une durée de 0,2s, ce qui est normalement suffisant pour atteindre la stabilisation), la simulation doit être répétée pour chaque heure de la période de temps analysée par *pvpumpingsystem*, qui est généralement un an. Ceci explique les durées d'exécution élevées des scénarios avec MPPT simulé (2h30) par rapport aux scénarios sans MPPT (10s) ou avec MPPT simple (2s), et ce malgré de nombreuses optimisations visant à améliorer les performances. Considérant que l'utilisation de *pvpumpingsystem* pour la recherche de solutions optimales demande l'exécution de plusieurs dizaines de scénarios, les délais ne sont tout simplement plus acceptables.

Cependant, les divers essais du MPPT simulé ont permis de constater que le MPPT simple configuré avec une efficacité autour de 94% représente une approximation satisfaisante du comportement d'un MPPT réel.

4.2 Analyse de la comparaison des profils de consommation d'eau potable

Le tableau 3.7 présente les résultats d'une série de simulations *pvpumpingsystem*. On constate que l'emploi de scénarios de consommation affecte fortement le LLP.

Dans le cas de la consommation quotidienne stable, le fait que la consommation d'eau se fasse principalement autour du milieu de la journée (et donc au moment où l'irradiance

⁹ L'efficacité est ici calculée comme étant la puissance moyenne fournie à la charge à la stabilisation divisée par la puissance maximale du panneau sous les conditions d'irradiance et de température sélectionnées.

quotidienne est la plus élevée, ce qui entraîne une amélioration de la performance de la pompe) réduit systématiquement le LLP par rapport à une consommation constante, avec une réduction moyenne de 39% pour les cas étudiés. À l'inverse, un scénario où la même quantité d'eau serait plutôt consommée la nuit entraînerait une hausse du LLP.

Le scénario de consommation quotidienne variable par mois réduit également le LLP par rapport à une consommation constante; la réduction moyenne est cette fois de 46%. Cependant, pour deux emplacements (Nairobi et Lima), ce scénario produit des LLP plus élevés que dans le cas de la consommation quotidienne stable; ceci est dû au fait que le profil mensuel utilisé comporte une consommation d'eau plus élevée de mai à août, ce qui désavantage les emplacements situés dans l'hémisphère sud. Le phénomène est plus prononcé pour Nairobi que pour Lima, ce qui semble contre-intuitif (la réduction de l'énergie solaire disponible en hiver est plus prononcée lorsqu'on s'éloigne de l'équateur), mais il est possible que d'autres facteurs climatiques saisonniers (comme, par exemple, une couverture nuageuse plus forte en hiver) entrent en compte.

Considérant de plus que l'emploi des scénarios de consommation d'eau plus réalistes ne ralentit aucunement *pvpumpingsystem*, il est clairement avantageux d'utiliser ceux-ci pour obtenir des résultats qui reflètent mieux la réalité.

CONCLUSION

Les objectifs des présents travaux étaient de déterminer les impacts de l'application de différents modèles de MPPT et les impacts de l'emploi de profils de consommation d'eau plus détaillés sur les résultats produits par l'outil *pvpumpingsystem*.

Le premier objectif n'a été que partiellement atteint; bien qu'un modèle fonctionnel ait été conçu, programmé et intégré à *pvpumpingsystem*, le choix d'un circuit de puissance de type *buck-boost* s'est avéré incompatible avec la production efficace d'énergie par les panneaux solaires photovoltaïques. De plus, l'explosion du temps d'exécution des simulations entraînée par la simulation détaillée (environ 2h à 3h pour une simulation horaire sur une période d'un an) rend l'outil difficilement utilisable pour la recherche du scénario optimal, qui peut demander l'exécution de plusieurs dizaines, voire de centaines de simulations selon les paramètres configurés. Cependant, la simulation du comportement et des performances de l'algorithme *Perturb & Observe* a permis de confirmer que l'emploi d'un modèle simplifié pour le MPPT à 94% offre des résultats utilisables et fiables.

Le second objectif a été pleinement atteint; l'outil *pvpumpingsystem* est maintenant en mesure de supporter des profils de consommation d'eau plus réalistes, et il a été démontré que ces profils ont des impacts significatifs sur les projections de LLP, qui sont un élément clé dans la détermination de la solution PVPS la plus avantageuse sur le plan financier.

Bien que la création d'un nouveau modèle de simulation faisant usage d'un autre type de circuit de puissance (particulièrement *Ćuk* ou *SEPIC*, ou un système combiné qui gère à la fois la poursuite du point de puissance maximale et la tension en sortie) serait intéressante et permettrait de compléter le premier objectif, il est extrêmement probable que celui-ci présenterait des délais d'exécution similaires.

Parmi les avenues d'exploration possibles, l'étude des impacts de l'utilisation d'un MPPT contrôlé par la vitesse de rotation du moteur de la pompe ou par le débit d'eau pompée par rapport aux approches conventionnelles pourrait être intéressante. De plus, une exploration

plus poussée des impacts de l'intégration d'un MPPT à un SPPV, par opposition à l'emploi d'un plus grand nombre de panneaux solaires, serait judicieuse au-delà des aspects financiers; en effet, une analyse complète du cycle de vie des panneaux et des modules MPPT permettrait une décision plus éclairée.

ANNEXE I

CONCEPTION DU CIRCUIT D'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE

Calcul de la valeur minimale de l'inducteur pour maintenir celui-ci en CCM (mode de conduction continue) :

$$L_{min} = \frac{R * (1 - DT_{min})^2}{2 * F_{SC}} \quad (A I-1)$$

Dans cette formule, L_{min} est la valeur minimale de l'inducteur (en H), F_{SC} est la fréquence du signal de contrôle (en Hz), R est la charge à la sortie du circuit de puissance (en Ω) et DT_{min} est la valeur minimale du rapport cyclique.

Calcul de la valeur minimale du condensateur :

$$C_{min} = \frac{DT_{max}}{F_{SC} * R} * \frac{V_{PV}}{V_{cpp}} \quad (A I-2)$$

Dans cette formule, C_{min} est la valeur minimale du condensateur (en F), F_{SC} est la fréquence du signal de contrôle (en Hz), R est la charge à la sortie du circuit de puissance (en Ω), DT_{max} est la valeur maximale du rapport cyclique, V_{PV} est la tension à l'entrée du circuit de puissance (en V) et V_{cpp} est l'amplitude pointe à pointe de la tension aux bornes du condensateur (en V).

Ces formules sont adaptées de (Dinniyah, Wahab & Alif, 2017).

ANNEXE II

FORMAT DES DONNÉES DE CONSOMMATION

Consommation répétée ajustée mensuellement : une série de 12 valeurs, chacune représentant la consommation d'eau quotidienne en l/j pour un mois particulier. Cette consommation quotidienne est répartie dans la journée suivant le modèle de la consommation répétée présenté dans le paramètre `repeated_flow`, qui est alors pondéré pour obtenir un total quotidien correspondant aux valeurs quotidiennes fournies. Si `repeated_flow` est absent, la consommation quotidienne est divisée par 24 afin d'obtenir la consommation pour chaque heure.

Format du paramètre dans le code :

```
monthly_daily_flow=[2304, 2160, 2736, 3024, 3312, 3744, 3744, 3312, 3024,  
2736, 2160, 2304]
```

Format du fichier :

```
2304  
2160  
2736  
3024  
3312  
3744  
3744  
3312  
3024  
2736  
2160  
2304
```

Exemple :

```
consumption_daily = cs.Consumption(  
    repeated_flow=[0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 4, 2,  
                  2, 6, 18, 14, 6, 6, 6, 10, 12, 6, 2, 2, 0, 0],
```

```
monthly_daily_flow=[2304, 2160, 2736, 3024, 3312, 3744, 3744, 3312,  
                    3024, 2736, 2160, 2304],  
length=8760)
```

Consommation d'eau pour chaque heure du 1^{er} janvier au 3 janvier (en litres par minute) :

2005-01-01 0:00	0
2005-01-01 1:00	0
2005-01-01 2:00	0
2005-01-01 3:00	0
2005-01-01 4:00	0
2005-01-01 5:00	0
2005-01-01 6:00	0
2005-01-01 7:00	0
2005-01-01 8:00	1.6
2005-01-01 9:00	0.8
2005-01-01 10:00	0.8
2005-01-01 11:00	2.4
2005-01-01 12:00	7.2
2005-01-01 13:00	5.6
2005-01-01 14:00	2.4
2005-01-01 15:00	2.4
2005-01-01 16:00	2.4
2005-01-01 17:00	4
2005-01-01 18:00	4.8
2005-01-01 19:00	2.4
2005-01-01 20:00	0.8
2005-01-01 21:00	0.8
2005-01-01 22:00	0
2005-01-01 23:00	0
2005-01-02 0:00	0
2005-01-02 1:00	0
2005-01-02 2:00	0
2005-01-02 3:00	0
2005-01-02 4:00	0
2005-01-02 5:00	0
2005-01-02 6:00	0
2005-01-02 7:00	0
2005-01-02 8:00	1.6
2005-01-02 9:00	0.8
2005-01-02 10:00	0.8
2005-01-02 11:00	2.4

2005-01-02 12:00	7.2
2005-01-02 13:00	5.6
2005-01-02 14:00	2.4
2005-01-02 15:00	2.4
2005-01-02 16:00	2.4
2005-01-02 17:00	4
2005-01-02 18:00	4.8
2005-01-02 19:00	2.4
2005-01-02 20:00	0.8
2005-01-02 21:00	0.8
2005-01-02 22:00	0
2005-01-02 23:00	0
2005-01-03 0:00	0
2005-01-03 1:00	0
2005-01-03 2:00	0
2005-01-03 3:00	0
2005-01-03 4:00	0
2005-01-03 5:00	0
2005-01-03 6:00	0
2005-01-03 7:00	0
2005-01-03 8:00	1.6
2005-01-03 9:00	0.8
2005-01-03 10:00	0.8
2005-01-03 11:00	2.4
2005-01-03 12:00	7.2
2005-01-03 13:00	5.6
2005-01-03 14:00	2.4
2005-01-03 15:00	2.4
2005-01-03 16:00	2.4
2005-01-03 17:00	4
2005-01-03 18:00	4.8
2005-01-03 19:00	2.4
2005-01-03 20:00	0.8
2005-01-03 21:00	0.8
2005-01-03 22:00	0
2005-01-03 23:00	0

Consommation répétée ajustée quotidiennement : une série de 365 ou 366 valeurs, chacune représentant la consommation d'eau quotidienne en l/j pour un jour particulier.

Cette consommation quotidienne est répartie dans la journée suivant le modèle de la consommation répétée présenté dans le paramètre `repeated_flow`, qui est alors pondéré pour obtenir un total quotidien correspondant aux valeurs quotidiennes fournies. Si `repeated_flow` est absent, la consommation quotidienne est divisée par 24 afin d'obtenir la consommation horaire pour chaque heure.

Format du paramètre dans le code :

```
daily_daily_flow=[2880, 2600, 2700, 2600, ... 2800]
```

Format du fichier :

```
2880
2600
2700
...
2800
```

Exemple :

```
consumption_daily = cs.Consumption(
    repeated_flow=[0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 4, 2,
                  2, 6, 18, 14, 6, 6, 6, 10, 12, 6, 2, 2, 0, 0],
    daily_daily_flow=[2304, 2200, 2400,... 2300],
    length=8760)
```

Consommation d'eau pour chaque heure du 1^{er} janvier au 3 janvier (en litres par minute) :

2005-01-01 0:00	0
2005-01-01 1:00	0
2005-01-01 2:00	0
2005-01-01 3:00	0
2005-01-01 4:00	0
2005-01-01 5:00	0
2005-01-01 6:00	0
2005-01-01 7:00	0
2005-01-01 8:00	1.6
2005-01-01 9:00	0.8

2005-01-01 10:00	0.8
2005-01-01 11:00	2.4
2005-01-01 12:00	7.2
2005-01-01 13:00	5.6
2005-01-01 14:00	2.4
2005-01-01 15:00	2.4
2005-01-01 16:00	2.4
2005-01-01 17:00	4
2005-01-01 18:00	4.8
2005-01-01 19:00	2.4
2005-01-01 20:00	0.8
2005-01-01 21:00	0.8
2005-01-01 22:00	0
2005-01-01 23:00	0
2005-01-02 0:00	0
2005-01-02 1:00	0
2005-01-02 2:00	0
2005-01-02 3:00	0
2005-01-02 4:00	0
2005-01-02 5:00	0
2005-01-02 6:00	0
2005-01-02 7:00	0
2005-01-02 8:00	1.527777777777778
2005-01-02 9:00	0.763889
2005-01-02 10:00	0.763889
2005-01-02 11:00	2.2916666666666665
2005-01-02 12:00	6.875
2005-01-02 13:00	5.347222222222222
2005-01-02 14:00	2.2916666666666665
2005-01-02 15:00	2.2916666666666665
2005-01-02 16:00	2.2916666666666665
2005-01-02 17:00	3.8194444444444444
2005-01-02 18:00	4.583333333333333
2005-01-02 19:00	2.2916666666666665
2005-01-02 20:00	0.763889
2005-01-02 21:00	0.763889
2005-01-02 22:00	0
2005-01-02 23:00	0
2005-01-03 0:00	0
2005-01-03 1:00	0

2005-01-03 2:00	0
2005-01-03 3:00	0
2005-01-03 4:00	0
2005-01-03 5:00	0
2005-01-03 6:00	0
2005-01-03 7:00	0
2005-01-03 8:00	1.666666666666667
2005-01-03 9:00	0.8333333333333334
2005-01-03 10:00	0.8333333333333334
2005-01-03 11:00	2.5
2005-01-03 12:00	7.5
2005-01-03 13:00	5.833333333333333
2005-01-03 14:00	2.5
2005-01-03 15:00	2.5
2005-01-03 16:00	2.5
2005-01-03 17:00	4.166666666666667
2005-01-03 18:00	5
2005-01-03 19:00	2.5
2005-01-03 20:00	0.8333333333333334
2005-01-03 21:00	0.8333333333333334
2005-01-03 22:00	0
2005-01-03 23:00	0

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Abdi, Mirtalaei & Ghasemi, 2013: Abdi, B., Mirtalaei, S. M. M., & Ghasemi, R. (2013). Reliability of MPPT converter in different operating modes. *International Journal of Machine Learning and Computing*, 3(3), 274.
- Ahmad, Murtaza & Sher, 2019: Ahmad, R., Murtaza, A. F., & Sher, H. A. (2019). Power tracking techniques for efficient operation of photovoltaic array in solar applications– A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 82-102.
- Ahmadi et al., 2018: Ahmadi, M. H., Ghazvini, M., Sadeghzadeh, M., Alhuyi Nazari, M., Kumar, R., Naeimi, A., & Ming, T. (2018). Solar power technology for electricity generation: A critical review. *Energy Science & Engineering*, 6(5), 340-361.
- Ahmed & Demirci, 2022: Ahmed, E. E., & Demirci, A. (2022). Multi-stage and multi-objective optimization for optimal sizing of stand-alone photovoltaic water pumping systems. *Energy*, 252, 124048.
- Akca, Ayaz & Durusu, 2018: Akca, H., Ayaz, R., & Durusu, A. (2018). Lifetime analysis of semiconductor switch of MPPT for different photovoltaic technologies considering ambient conditions. *Electrical Engineering*, 100(3), 1881-1889.
- Al-Badi et al., 2018: Al-Badi, A., Yousef, H., Al Mahmoudi, T., Al-Shammaki, M., Al-Abri, A., & Al-Hinai, A. (2018). Sizing and modelling of photovoltaic water pumping system. *International Journal of Sustainable Energy*, 37(5), 415-427.
- Al-Diab & Sourkounis, 2010 : Al-Diab, A., & Sourkounis, C. (2010). Variable step size P&O MPPT algorithm for PV systems. *2010 12th international conference on optimization of electrical and electronic equipment* (pp. 1097-1102). IEEE.
- Al-Smairan, 2012 : Al-Smairan, M. (2012). Application of photovoltaic array for pumping water as an alternative to diesel engines in Jordan Badia, Tall Hassan station: Case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), 4500-4507.
- Alli, Jovanović , Poure & Jamshidpour, 2016 : Alli, S. S., Jovanović, S., Poure, P., & Jamshidpour, E. (2016). MPPT and output voltage control of Photovoltaic systems using a Single-Switch DC-DC converter. *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)* (pp. 1-6). IEEE.
- Allouhi et al., 2019 : Allouhi, A., Buker, M. S., El-Houari, H., Boharb, A., Amine, M. B., Kousksou, T., & Jamil, A. (2019). PV water pumping systems for domestic uses in remote areas: Sizing process, simulation and economic evaluation. *Renewable Energy*, 132, 798-812.

- Amaral & Cardoso, 2022 : Amaral, A. M., & Cardoso, A. J. M. (2022). Using Python for the Simulation of a Closed-Loop PI Controller for a Buck Converter. *Signals*, 3(2), 313-325.
- Amri & Ashari, 2015: Amri, B., & Ashari, M. (2015, October). The comparative study of Buck-boost, Cuk, Sepic and Zeta converters for maximum power point tracking photovoltaic using P&O method. *2015 2nd International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering (ICITACEE)* (pp. 327-332). IEEE.
- Andey & Kelkar, 2009: Andey, S. P., & Kelkar, P. S. (2009). Influence of intermittent and continuous modes of water supply on domestic water consumption. *Water Resources Management*, 23(12), 2555-2566.
- Andresen, Buticchi & Liserre, 2016: Andresen, M., Buticchi, G., & Liserre, M. (2016). Thermal stress analysis and MPPT optimization of photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(8), 4889-4898.
- Anenberg et al., 2013: Anenberg, S. C., Balakrishnan, K., Jetter, J., Masera, O., Mehta, S., Moss, J., & Ramanathan, V. (2013). Cleaner cooking solutions to achieve health, climate, and economic cobenefits. *Environmental Science & Technology* 47(9), 3944-3952.
- Antonello, Carraro, Costabeber, Tinazzi & Zigliotto, 2016: Antonello, R., Carraro, M., Costabeber, A., Tinazzi, F., & Zigliotto, M. (2016). Energy-efficient autonomous solar water-pumping system for permanent-magnet synchronous motors. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(1), 43-51.
- Arouna & Dabbert, 2010: Arouna, A., & Dabbert, S. (2010). Determinants of domestic water use by rural households without access to private improved water sources in Benin: A seemingly unrelated Tobit approach. *Water resources management*, 24(7), 1381-1398.
- Bandara, Sweet & Ekanayake, 2012: Bandara, K., Sweet, T., & Ekanayake, J. (2012). Photovoltaic applications for off-grid electrification using novel multi-level inverter technology with energy storage. *Renewable Energy*, 37(1), 82-88.
- Bates, Kundzewicz & Wu, 2008: Bates, B., Kundzewicz, Z., & Wu, S. (2008). *Climate change and water*. Genève, Suisse: Intergovernmental Panel on Climate Change Secretariat.
- Baurzhan & Jenkins, 2016: Baurzhan, S., & Jenkins, G. P. (2016). Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries?. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 1405-1418.

- Blimpo & Cosgrove-Davies, 2019: Blimpo, M. P., & Cosgrove-Davies, M. (2019). *Electricity access in Sub-Saharan Africa: Uptake, reliability, and complementary factors for economic impact*. Washington, DC: World Bank Publications, pp.19-23
- Boone, Glick & Sahn, 2011: Boone, C., Glick, P., & Sahn, D. E. (2011). Household water supply choice and time allocated to water collection: Evidence from Madagascar. *Journal of Development Studies*, 47(12), 1826-1850.
- Bouzidi, 2013: Bouzidi, B. (2013). New sizing method of PV water pumping systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 4, 1-10.
- Brinner, McCoy & Kopecky, 2013: Brinner, T. R., McCoy, R. H., & Kopecky, T. (2013). Induction versus permanent-magnet motors for electric submersible pump field and laboratory comparisons. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 50(1), 174-181.
- Chandel, Naik & Chandel, 2015: Chandel, S. S., Naik, M. N., & Chandel, R. (2015). Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 1084-1099.
- Chueco-Fernandez & Bayod-Rújula, 2010: Chueco-Fernández, F. J., & Bayod-Rújula, Á. A. (2010). Power supply for pumping systems in northern Chile: Photovoltaics as alternative to grid extension and diesel engines. *Energy*, 35(7), 2909-2921.
- Cravioto et al., 2020: Cravioto, J., Ohgaki, H., Che, H. S., Tan, C., Kobayashi, S., Toe, H., ... & Farzeneh, H. (2020). The effects of rural electrification on quality of life: A southeast Asian perspective. *Energies*, 13(10), 2410.
- Daly, Lowe, Hornsby & Harris, 2021: Daly, S. W., Lowe, J., Hornsby, G. M., & Harris, A. R. (2021). Multiple water source use in low-and middle-income countries: a systematic review. *Journal of Water and Health*, 19(3), 370-392.
- Damo & Icka, 2013: Damo, R., & Icka, P. (2013). Evaluation of Water Quality Index for Drinking Water. *Polish Journal of Environmental Studies*, 22(4).
- Das & Mandal, 2018: Das, M., & Mandal, R. (2018). A comparative performance analysis of direct, with battery, supercapacitor, and battery-supercapacitor enabled photovoltaic water pumping systems using centrifugal pump. *Solar Energy*, 171, 302-309.
- De Soto, Klein & Beckman, 2006: De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar energy*, 80(1), 78-88.
- Dinniyah, Wahab & Alif, 2017: Dinniyah, F. S., Wahab, W., & Alif, M. (2017). Simulation of buck-boost converter for solar panels using PID controller. *Energy Procedia*, 115, 102-113.

- Dobaradaran, Bina, Mahmoudian, Hatamzadeh & Dehdashti, 2009: Dobaradaran, S., Bina, B., Mahmoudian, M. H., Hatamzadeh, M., & Dehdashti, S. (2009). The Effect of Well Depth on Water Quality in Neiboring Zone of Zayandehroud, Iran. *World Applied Sciences Journal* 5, 80-83.
- Doroshenko, Keshav & Rosenberg, 2018: Doroshenko, M., Keshav, S., & Rosenberg, C. (2018, June). Flattening the duck curve using grid-friendly solar panel orientation. *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems* (pp. 375-377).
- Eberhard & Shkaratan, 2012: Eberhard, A., & Shkaratan, M. (2012). Powering Africa: Meeting the financing and reform challenges. *Energy Policy*, 42, 9-18.
- El Kharbachi et al., 2020: El Kharbachi, A., Zavorotynska, O., Latroche, M., Cuevas, F., Yartys, V., & Fichtner, M. (2020). Exploits, advances and challenges benefiting beyond Li-ion battery technologies. *Journal of Alloys and Compounds*, 817, 153261.
- Eldahab, Saad & Zekry, 2016: Eldahab, Y. E. A., Saad, N. H., & Zekry, A. (2016). Enhancing the design of battery charging controllers for photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 646-655.
- Eldin, Abd-Elhady & Kandil, 2016: Eldin, S. S., Abd-Elhady, M. S., & Kandil, H. A. (2016). Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions. *Renewable Energy*, 85, 228-233.
- Elgendy, Zahawi & Atkinson, 2008: Elgendy, M. A., Zahawi, B., & Atkinson, D. J. (2008). Analysis of the performance of DC photovoltaic pumping systems with maximum power point tracking. *4th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2008)* (pp. 426-430). IET.
- Elgendy, Zahawi & Atkinson, 2011: Elgendy, M. A., Zahawi, B., & Atkinson, D. J. (2011). Assessment of perturb and observe MPPT algorithm implementation techniques for PV pumping applications. *IEEE transactions on sustainable energy*, 3(1), 21-33.
- Elgendy, Zahawi, Atkinson & Giaouris, 2009: Elgendy, M. A., Zahawi, B., Atkinson, D. J., & Giaouris, D. (2009, March). Dynamic behaviour of DC motor-based photovoltaic pumping systems under searching MPPT algorithms. *2009 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives* (pp. 413-418). IEEE.
- Elliott et al., 2017: Elliott, M., MacDonald, M. C., Chan, T., Kearton, A., Shields, K. F., Bartram, J. K., & Hadwen, W. L. (2017). Multiple household water sources and their use in remote communities with evidence from Pacific Island countries. *Water Resources Research*, 53(11), 9106-9117.
- Erickson & Maksimovic, 2001: Erickson, R. W., Maksimovic, D. (2001). *Fundamentals of Power Electronics*. Norwell, MA: Springer.

- Fan, Liu, Wang, Geissen & Ritsema, 2013: Fan, L., Liu, G., Wang, F., Geissen, V., & Ritsema, C. J. (2013). Factors affecting domestic water consumption in rural households upon access to improved water supply: Insights from the Wei River Basin, China. *PloS one*, 8(8), e71977.
- Farquharson, Jaramillo & Samaras, 2018: Farquharson, D., Jaramillo, P., & Samaras, C. (2018). Sustainability implications of electricity outages in sub-Saharan Africa. *Nature Sustainability*, 1(10), 589-597.
- Feldman et al., 2021: Feldman, D., Ramasamy, V., Fu, R., Ramdas, A., Desai, J. & Margolis, R. (2021). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2020 (No. NREL/TP-6A20-77324)*. Washington, DC: EERE Publication and Product Library.
- Fortin Blanchette, 2016: Fortin Blanchette, A. (2016). ENR830 : Convertisseurs d'énergie. École de technologie supérieure.
- Ghoneim, 2006: Ghoneim, A. A. (2006). Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems. *Energy conversion and management*, 47(11-12), 1449-1463.
- Gleick, 1996: Gleick, P. H. (1996). Basic water requirements for human activities: Meeting basic needs. *Water international*, 21(2), 83-92.
- Gopal, Mohanraj, Chandramohan & Chandrasekar, 2013: Gopal, C., Mohanraj, M., Chandramohan, P., & Chandrasekar, P. (2013). Renewable energy source water pumping systems—A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 351-370.
- Gualteros & Rouse, 2021: Gualteros, S., & Rouse, D. R. (2021). Solar water pumping systems: A tool to assist in sizing and optimization. *Solar Energy*, 225, 382-398.
- Gupta, Chauhan & Maity, 2018: Gupta, A. K., Chauhan, Y. K., & Maity, T. (2018). Experimental investigations and comparison of various MPPT techniques for photovoltaic system. *Sādhanā*, 43, 1-15.
- Hadjer, Klein & Schopp, 2005: Hadjer, K., Klein, T., & Schopp, M. (2005). Water consumption embedded in its social context, north-western Benin. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 30(6-7), 357-364.
- Hamidat & Benyoucef, 2009: Hamidat, A., & Benyoucef, B. (2009). Systematic procedures for sizing photovoltaic pumping system, using water tank storage. *Energy Policy*, 37(4), 1489-1501.
- Harrag, Titraoui & Bahri, 2017: Harrag, F. A., Titraoui, S. A., & Bahri, T. H. (2017, May). P&O or IC for PV pumping system: What MPPT algorithm to improve performances?. *2017 6th International Conference on Systems and Control (ICSC)* (pp. 220-225). IEEE.

- Hasan et al., 2022: Hasan, K., Yousuf, S. B., Tushar, M. S. H. K., Das, B. K., Das, P., & Islam, M. S. (2022). Effects of different environmental and operational factors on the PV performance: A comprehensive review. *Energy Science & Engineering*, 10(2), 656-675.
- Hmidet, Rebei & Hasnaoui, 2015: Hmidet, A., Rebei, N., & Hasnaoui, O. (2015, March). Experimental studies and performance evaluation of MPPT control strategies for solar-powered water pumps. *2015 Tenth international conference on ecological vehicles and renewable energies (EVER)* (pp. 1-12). IEEE.
- Holmgren, Hansen & Mikofski, 2018: Holmgren, W. F., Hansen, C. W., & Mikofski, M. A. (2018). pvlib python: A python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29), 884.
- Houssamo, Locment & Sechilariu, 2013: Houssamo, I., Locment, F., & Sechilariu, M. (2013). Experimental analysis of impact of MPPT methods on energy efficiency for photovoltaic power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 46, 98-107.
- Ishaku & Marid, 2011: H T, Ishaku., & M R, Marid. (2011). Water supply dilemma in Nigerian rural communities: looking towards the sky for an answer. *Journal of Water Resource and Protection*, 2011.
- IEA, 2022: International Energy Agency (2022). SDG7: Data and Projections, IEA, Paris. Repéré à <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections>
- IEA, 2023: International Energy Agency (2023). Evolution of solar PV module cost by data source, 1970-2020. Repéré à <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>
- IHME, 2019: IHME (2019). Global burden of disease 2019. Repéré à <https://vizhub.healthdata.org/gbd-results/>
- IIR, 2015: Institut International du Froid (2015). 29th Informatory Note on Refrigeration Technologies / November 2015: The Role of Refrigeration in the Global Economy. Repéré à https://sainttrofee.nl/wp-content/uploads/2019/01/NoteTech_29-World-Statistics.pdf
- IRENA, 2021: IRENA (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jorgensen, Graymore & O'Toole, 2009: Jorgensen, B., Graymore, M., & O'Toole, K. (2009). Household water use behavior: An integrated model. *Journal of environmental management*, 91(1), 227-236.

- Karami, Moubayed & Outbib, 2017: Karami, N., Moubayed, N., & Outbib, R. (2017). General review and classification of different MPPT Techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 1-18.
- Keshavarzi et al., 2006: Keshavarzi, A. R., Sharifzadeh, M., Haghghi, A. K., Amin, S., Keshtkar, S., & Bamdad, A. (2006). Rural domestic water consumption behavior: A case study in Ramjerd area, Fars province, IR Iran. *Water research*, 40(6), 1173-1178.
- Khiareddine, Gam & Mimouni, 2019: Khiareddine, A., Gam, O., & Mimouni, M. F. (2019, March). Techno-economic analysis of the lithium-ion and lead-acid battery in Photovoltaic pumping system. *2019 19th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)* (pp. 417-422). IEEE.
- Kiprono & Llario, 2020: Kiprono, A. W., & Llario, A. I. (2020). *Solar Pumping for Water Supply: Harnessing solar power in humanitarian and development*. Rugby, UK: Practical Action Publishing. (p.1, p.45)
- Kolhe, Joshi & Kothari, 2004: Kolhe, M., Joshi, J. C., & Kothari, D. P. (2004). Performance analysis of a directly coupled photovoltaic water-pumping system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(3), 613-618.
- Kordestani, Mirzaee, Safavi & Saif, 2018: Kordestani, M., Mirzaee, A., Safavi, A. A., & Saif, M. (2018, June). Maximum power point tracker (MPPT) for photovoltaic power systems-a systematic literature review. *2018 European Control Conference (ECC)* (pp. 40-45). IEEE.
- Kumar Dash, Nema, Nema & Verma, 2015: Kumar Dash, S., Nema, S., Nema, R. K., & Verma, D. (2015). A comprehensive assessment of maximum power point tracking techniques under uniform and non-uniform irradiance and its impact on photovoltaic systems: A review. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7(6), 063113.
- Liu, Savenije & Xu, 2003: Liu, J., Savenije, H. H., & Xu, J. (2003). Forecast of water demand in Weinan City in China using WDF-ANN model. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/b/c*, 28(4-5), 219-224.
- Löf, Duffie & Smith, 1966: Löf, G. O., Duffie, J. A., & Smith, C. O. (1966). World distribution of solar radiation. *Solar Energy*, 10(1), 27-37.
- Lunel, 2020: Lunel, T. R. (2020). *A Flexible, Genuine Software for the Simulation and Sizing of Photovoltaic Pumping Systems*. Document inédit, Département de Génie Mécanique, École de Technologie Supérieure, Montréal.

- Lunel & Rousse, 2020: Lunel, T. R., & Rousse, D. R. (2020). pvpumpingsystem: A Python package for modeling and sizing photovoltaic water pumping systems. *Journal of Open Source Software*, 5(54), 2637.
- MacDonald & Calow, 2009: Macdonald, Alan & Calow, Roger. (2009). Developing groundwater for secure rural water supplies in Africa. *Desalination*. 248. 546-556.
- MacDonald et al., 2021: MacDonald, A. M., Lark, R. M., Taylor, R. G., Abiye, T., Fallas, H. C., Favreau, G., ... & West, C. (2021). Mapping groundwater recharge in Africa from ground observations and implications for water security. *Environmental Research Letters*, 16(3), 034012.
- MacKellar, Lutz, Prinz & Goujon, 1995 : MacKellar, F. L., Lutz, W., Prinz, C., & Goujon, A. (1995). Population, households, and CO2 emissions. *Population and Development Review*, 849-865.
- Maddalena et al., 2019 : Maddalena, E. T., da Silva Moraes, C. G., Bragança, G., Junior, L. G., Godoy, R. B., & Pinto, J. O. P. (2019). A battery-less photovoltaic water-pumping system with low decoupling capacitance. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55(3), 2263-2271.
- Manuel & İnanç, 2022 : Manuel, N. L., & İnanç, N. (2022). Sliding Mode Control-Based MPPT and Output Voltage Regulation of a Stand-alone PV System. *Power Electronics and Drives*, 7(1), 159-173.
- Martin, 1999 : Martin, N. (1999). *Population, households and domestic water use in countries of the Mediterranean Middle East (Jordan, Lebanon, Syria, the West Bank, Gaza and Israel)*. Laxenburg, Autriche: IIASA.
- Modabbernia, Khoshkbijari, Fouladi & Nejati, 2013: Modabbernia, M. R., Khoshkbijari, F. K., Fouladi, R., & Nejati, S. S. (2013). The state space average model of buck-boost switching regulator including all of the system uncertainties. *International Journal on Computer Science and Engineering*, 5(2), 120.
- Mohammed, Mezzai, Rekioua & Rekioua, 2014 : Mohammed, A., Mezzai, N., Rekioua, D., & Rekioua, T. (2014). Impact of shadow on the performances of a domestic photovoltaic pumping system incorporating an MPPT control: A case study in Bejaia, North Algeria. *Energy Conversion and Management*, 84, 20-29.
- Mohanty, Bhuvanewari, Balasubramanian & Dhaliwal, 2014 : Mohanty, P., Bhuvanewari, G., Balasubramanian, R., & Dhaliwal, N. K. (2014). MATLAB based modeling to study the performance of different MPPT techniques used for solar PV system under various operating conditions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 581-593.

- Mokeddem, Midoun, Kadri, Hiadsi & Raja, 2011: Mokeddem, A., Midoun, A., Kadri, D., Hiadsi, S., & Raja, I. A. (2011). Performance of a directly-coupled PV water pumping system. *Energy conversion and management*, 52(10), 3089-3095.
- Motahhir, El Hammoumi & El Ghzizal, 2020: Motahhir, S., El Hammoumi, A., & El Ghzizal, A. (2020). The most used MPPT algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm. *Journal of cleaner production*, 246, 118983.
- Muhammad et al., 2021: Muhammad, N. A., bin Tajuddin, M. F. N., Boukenoui, R., Nalini, C., Azmi, S. A., & Aziz, A. S. (2021). Investigation on Perturbation Step-Size and Frequency of P&O Algorithm for MPPT under Dynamic Weather Conditions. *2021 Fourth International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)* (pp. 1-8). IEEE.
- Muhsen, Khativ & Abdulabbas, 2018: Muhsen, D. H., Khatib, T., & Abdulabbas, T. E. (2018). Sizing of a standalone photovoltaic water pumping system using hybrid multi-criteria decision making methods. *Solar Energy*, 159, 1003-1015.
- Muralidhar & Rajasekar, 2021: Muralidhar, K., & Rajasekar, N. (2021). A review of various components of solar water pumping system: Configuration, characteristics, and performance. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 31(9), e13002.
- Naraghi & Atefi, 2022: Naraghi, M. H., & Atefi, E. (2022). Optimum Solar Panel Orientation and Performance: A Climatic Data-Driven Metaheuristic Approach. *Energies*, 15(2), 624.
- Nyong & Kanaroglou, 1999: Nyong, A. O., & Kanaroglou, P. S. (1999). Domestic water demand in rural semiarid northeastern Nigeria: identification of determinants and implications for policy. *Environment and Planning A*, 31(12), 2127-2144.
- Oi, Anwari & Taufik, 2009: Oi, A., Anwari, M., & Taufik, M. (2009, May). Modeling and simulation of photovoltaic water pumping system. *2009 Third Asia International Conference on Modelling & Simulation* (pp. 497-502). IEEE.
- Olcan, 2015: Olcan, C. (2015). Multi-objective analytical model for optimal sizing of stand-alone photovoltaic water pumping systems. *Energy Conversion and Management*, 100, 358-369.
- Omarova, Tussupova, Hjorth, Kalishev & Dosmagambetova, 2019: Omarova, A., Tussupova, K., Hjorth, P., Kalishev, M., & Dosmagambetova, R. (2019). Water supply challenges in rural areas: a case study from Central Kazakhstan. *International journal of environmental research and public health*, 16(5), 688.
- Opiyo, 2016: Opiyo, N. (2016). A survey informed PV-based cost-effective electrification options for rural sub-Saharan Africa. *Energy Policy*, 91, 1-11.

- Orts-Grau et al., 2021: Orts-Grau, S., Gonzalez-Altozano, P., Gimeno-Sales, F. J., Balbastre-Peralta, I., Márquez, C. M., Gasque, M., & Segui-Chilet, S. (2021). Photovoltaic water pumping: comparison between direct and lithium battery solutions. *IEEE Access*, 9, 101147-101163.
- Pearsall, 2016: Pearsall, N. (Ed.). (2016). *The performance of photovoltaic (PV) systems: modelling, measurement and assessment*. Cambridge, MA: Woodhead Publishing.
- Podder, Roy & Pota, 2019: Podder, A. K., Roy, N. K., & Pota, H. R. (2019). MPPT methods for solar PV systems: a critical review based on tracking nature. *IET Renewable Power Generation*, 13(10), 1615-1632.
- Priyadarshini & Raju, 2016: Priyadarshini, K., & Raju, A. B. (2016, October). Reliability of DC-DC converters used as MPPT in grid connected photovoltaic systems. *2016 International Conference on Circuits, Controls, Communications and Computing (I4C)* (pp. 1-6). IEEE.
- Quansah, Adaramola & Mensah, 2016: Quansah, D. A., Adaramola, M. S., & Mensah, L. D. (2016). Solar photovoltaics in sub-Saharan Africa—addressing barriers, unlocking potential. *Energy Procedia*, 106, 97-110.
- Raedani & Hanif, 2014: Raedani, R., & Hanif, M. (2014, October). Design, testing and comparison of P&O, IC and VSSIR MPPT techniques. *2014 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)* (pp. 322-330). IEEE.
- Sandiford, Gorter, Orozco & Pauw, 1990: Sandiford, P., Gorter, A. C., Orozco, J. G., & Pauw, J. P. (1990). Determinants of domestic water use in rural Nicaragua. *The Journal of tropical medicine and hygiene*, 93(6), 383-389.
- Seguel, Seleme Jr & Morais, 2022: Seguel, J. L., Seleme Jr, S. I., & Morais, L. M. (2022). Comparative study of Buck-Boost, SEPIC, Cuk and Zeta DC-DC converters using different MPPT methods for photovoltaic applications. *Energies*, 15(21), 7936.
- Sera, Mathe, Kerekes, Spataru & Teodorescu, 2013: Sera, D., Mathe, L., Kerekes, T., Spataru, S. V., & Teodorescu, R. (2013). On the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods for PV systems. *IEEE journal of photovoltaics*, 3(3), 1070-1078.
- Sharma, Parmar & Kumar, 2022: Sharma, A., Parmar, R., & Kumar, S. (2022). *Solar Water Pumping System Real-Time Testing & MATLAB Simulink Validation*. Repéré à https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4238828
- Shubbak, 2019: Shubbak, M. H. (2019). Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 115, 109383.

- Singh & Turkiya, 2013: Singh, O., & Turkiya, S. (2013). A survey of household domestic water consumption patterns in rural semi-arid village, India. *GeoJournal*, 78(5), 777-790.
- Slavik, Oliveira, Cheung & Uhl, 2020: Slavik, I., Oliveira, K. R., Cheung, P. B., & Uhl, W. (2020). Water quality aspects related to domestic drinking water storage tanks and consideration in current standards and guidelines throughout the world—a review. *Journal of water and health*, 18(4), 439-463.
- Soenen et al., 2021: Soenen, C., Reinbold, V., Meunier, S., Cherni, J. A., Darga, A., Dessante, P., & Quéval, L. (2021). Comparison of tank and battery storages for photovoltaic water pumping. *Energies*, 14(9), 2483.
- Sontake & Kalamkar, 2016: Sontake, V. C., & Kalamkar, V. R. (2016). Solar photovoltaic water pumping system-A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1038-1067.
- Stewart, 2018: Stewart, M. (2018). *Surface Production Operations: Volume IV: Pumps and Compressors*. Cambridge, MA: Gulf Professional Publishing.
- Subudhi & Pradhan, 2012: Subudhi, B., & Pradhan, R. (2012). A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems. *IEEE transactions on Sustainable Energy*, 4(1), 89-98.
- Taghvaei, Radzi, Moosavain, Hizam & Marhaban, 2013: Taghvaei, M. H., Radzi, M. A. M., Moosavain, S. M., Hizam, H., & Marhaban, M. H. (2013). A current and future study on non-isolated DC–DC converters for photovoltaic applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, 17, 216-227.
- Tsang & Chan, 2015: Tsang, K. M., & Chan, W. L. (2015). Maximum power point tracking for PV systems under partial shading conditions using current sweeping. *Energy conversion and management*, 93, 249-258.
- UNICEF, 2016: UNICEF: Collecting water is often a colossal waste of time for women and girls. Repéré à <https://www.unicef.org/press-releases/unicef-collecting-water-often-colossal-waste-time-women-and-girls>
- Urama & Ozor, 2010: Urama, K. C., & Ozor, N. (2010). Impacts of climate change on water resources in Africa: the role of adaptation. *African Technology Policy Studies Network*, 29(1), 1-29.
- Verma, Nema, Shandilya & Dash, 2015: Verma, D., Nema, S., Shandilya, A. M., & Dash, S. K. (2015). Comprehensive analysis of maximum power point tracking techniques in solar photovoltaic systems under uniform insolation and partial shaded condition. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7(4), 042701.

- Verma, Nema, Shandilya & Dash, 2016: Verma, D., Nema, S., Shandilya, A. M., & Dash, S. K. (2016). Maximum power point tracking (MPPT) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 1018-1034.
- Verma et al., 2021: Verma, S., Mishra, S., Chowdhury, S., Gaur, A., Mohapatra, S., Soni, A., & Verma, P. (2021). Solar PV powered water pumping system—A review. *Materials Today: Proceedings*, 46, 5601-5606.
- Wang & Blaabjerg, 2014: Wang, H., & Blaabjerg, F. (2014). Reliability of capacitors for DC-link applications in power electronic converters—An overview. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 50(5), 3569-3578.
- WHO statistics, 2022: World Health Statistics (2022). Repéré à <https://apps.who.int/iris/rest/bitstreams/1435584/retrieve>
- WHO, 2003: World Health Organization (WHO), The right to water (2003). Repéré à https://www2.ohchr.org/english/issues/water/docs/Right_to_Water.pdf
- WHO, 2021: World Health Organization (2021). Progress on household drinking water, sanitation and hygiene 2000-2020: five years into the SDGs. Repéré à <https://www.who.int/publications/i/item/9789240030848>
- WHO, 2022: Household air pollution (2022). Repéré à <https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/household-air-pollution-and-health>
- WaterAid, 2022: WaterAid Technical brief – Handpumps (2022). Repéré à <https://www.wateraid.org/uk/publications/technical-brief-hand-pumps>
- Xie, Ringler & Mondal, 2021: Xie, H., Ringler, C., & Mondal, M. A. H. (2021). Solar or diesel: a comparison of costs for groundwater-fed irrigation in sub-Saharan Africa under two energy solutions. *Earth's Future*, 9(4), e2020EF001611.
- Zavala, López-Luque, Reca, Martinez & Lao, 2020: Zavala, V., López-Luque, R., Reca, J., Martínez, J., & Lao, M. T. (2020). Optimal management of a multisector standalone direct pumping photovoltaic irrigation system. *Applied Energy*, 260, 114261.
- Zhou & He, 2015: Zhou, X., & He, Q. (2015). Modeling and simulation of buck-boost converter with voltage feedback control. *MATEC web of conferences* (Vol. 31, p. 10006). EDP Sciences.
- Zomers, 2014: Zomers, A. (2014). Remote Access: Context, Challenges, and Obstacles in Rural Electrification. *IEEE Power and Energy Magazine*, 12, 26-34.