

Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Energies renouvelables

Travail de bachelor Diplôme 2019

Amine Weibel

*Développement d'un outil de prédimensionnement
des systèmes énergétiques renouvelables*

■ Professeur
Nicolas Jordan

■ Expert

■ Date de la remise du rapport
16.08.2019

Développement d'un outil de prédimensionnement des systèmes énergétiques renouvelables.



Diplômant

Amine Weibel

Objectif du projet

Ce travail a pour objectif de développer un outil de prédimensionnement des systèmes énergétiques renouvelables, par optimisation technico-économique. Puis, de mettre en œuvre l'outil sur différents cas d'applications.

Méthodes | Développement | Résultats

La première partie du travail a consisté à faire un état de l'art sur les notions théoriques de l'optimisation, le dimensionnement des systèmes énergétiques et les problèmes liés aux flux optimaux de puissance. La deuxième partie a été consacrée à la description du processus de conception de l'outil, à la modélisation énergétique, et à la formulation du problème d'optimisation. Finalement, la dernière partie a porté sur la mise en œuvre de l'outil sur des études de cas.

Afin d'illustrer les résultats, nous prenons l'exemple de l'étude sur les containers d'UTOPIA. Le but était de déterminer les capacités de production et de stockage optimales, pour permettre à ces containers habitables, d'être les plus autonomes en énergie.

Travail de diplôme
| édition 2019 |

Filière

Énergie et techniques
environnementales

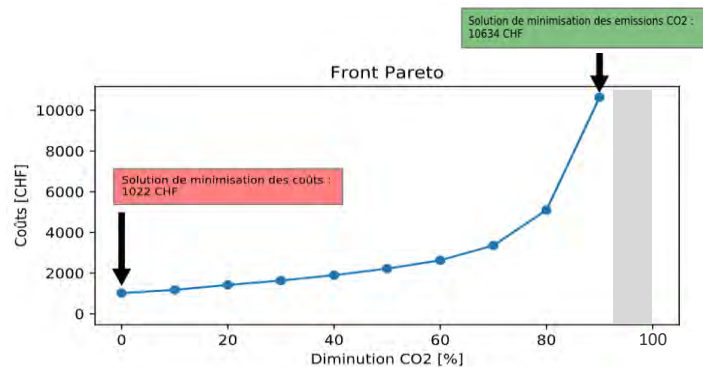
Domaine d'application

Énergie renouvelable

Professeur responsable

Nicolas Jordan

nicolas.jordan@hevs.ch



Le graphique ci-dessus représente les coûts d'investissement en fonction de l'objectif de diminution des émissions CO2 souhaité. Ce graphique est automatiquement généré comme résultat du processus de calculs de l'outil. La courbe permet de situer la solution optimale de dimensionnement associée à un investissement de 4'000 CHF. Un graphique complémentaire permet d'identifier les capacités de production électrique et thermique, ainsi que de stockage, pour cet investissement.

Remerciements

Je remercie **tout d'abord Nicolas Jordan pour m'avoir** permis de réaliser ce travail avec une grande liberté et **beaucoup d'encouragement**. Je tiens également à remercier Julien Pouget et Stéphane Genoud pour leur disponibilité et leur soutien. Enfin, je remercie mon parrain Younous Outman qui a pris de son temps pour me fournir les données **essentiels à l'étude de cas de N'Djaména**.

Amine Weibel

15.08.2019

Table des matières

Liste des abréviations.....	4
Liste des figures	6
Liste des tableaux	7
Liste des graphiques.....	8
Partie 1 Introduction	9
1.1 Contexte	9
1.1.1 Utopia “Think global act local”	10
1.1.2 Modubois	10
1.1.3 ValaisRoule.....	11
1.1.4 Ferme de Cergnement (Forces Motrices d’Avançon)	11
1.1.5 N’Djaména (Tchad)	12
1.2 Objectif du travail	13
1.3 Motivation.....	13
1.4 Structure du rapport.....	13
Partie 2 État de l’art	14
2.1 Notions théoriques de l’optimisation	14
2.1.1 Introduction à l’optimisation	14
2.1.2 Classification des problèmes d’optimisation	15
2.1.3 Méthodes de résolutions des problèmes d’optimisation	17
2.1.4 Notions d’optimisation avancée	21
2.2 Dimensionnement énergétique optimal	23
2.2.1 Système énergétique mononodale	23
2.2.2 Système énergétique multinodale.....	24
2.2.3 Revue de littérature	25
2.3 Flux de puissance optimal (OPF)	26
2.3.1 Dispatch économique	27
2.3.2 DC-OPF	29
2.3.3 AC-OPF	31
Partie 3 Outil de dimensionnement	32
3.1 Processus de conception	32
3.2 Modélisation énergétique	33
3.2.1 Modèle énergétique électrique basique	33
3.2.2 Modèle énergétique complet	35
3.3 Formulation du problème d’optimisation	37
3.3.1 Variables de décision	37
3.3.2 Contraintes.....	38

3.3.3	Fonction objective	41
3.4	Outils de programmation informatique	43
3.4.1	Python & Librairie d'optimisation	44
Partie 4	Étude de cas.....	45
4.1	UTOPIA et Modubois	45
4.1.1	Problématique	45
4.1.2	Caractéristiques techniques et énergétiques.....	46
4.1.3	Paramétrage de l'outil de dimensionnement	48
4.1.4	Résultats du dimensionnement optimal	49
4.1.5	Analyse de l'influence des paramètres	52
4.1.6	Solution optimale robuste.....	55
4.2	ValaisRoule	57
4.2.1	Problématique	57
4.2.2	Caractéristiques techniques et énergétiques.....	57
4.2.3	Paramétrage de l'outil de dimensionnement	59
4.2.4	Résultats du dimensionnement optimal	60
4.3	Ferme de Cernement (Gryon) - FMA.....	63
4.3.1	problématique	63
4.3.2	Description des données à disposition.....	63
4.3.3	Analyses des courbes de charges	64
4.3.4	Données météorologiques	66
4.3.5	Paramétrage de l'outil de dimensionnement	67
4.3.6	Résultats du dimensionnement optimal	68
4.4	Ville de N'Djaména (Tchad)	70
4.4.1	Problématique	70
4.4.2	Données météorologiques & Courbes de charges.....	70
4.4.3	Paramétrage de l'outil	72
4.4.4	Résultats du dimensionnement optimal	72
Partie 5	Conclusion	75
Partie 6	Bibliographie	76
Partie 7	Annexe	78
7.1	Dimension container.....	78
7.2	Locaux transportables - bonnes pratiques (EnFK).....	78
7.3	Rapport détaillé simulation bSol pour container.....	79
7.4	Paramètres pour le dimensionnement du container	81
7.5	Données météorologiques à Sion en 2018	81
7.6	Consommation électrique type.....	82
7.7	Caractéristiques des batteries ebike Bosch.....	82
7.8	Caractéristiques des chargeurs ebike Bosch.....	82
7.9	Schéma du réseau de distribution de la ferme	83

Liste des abréviations

GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
ERD	Énergie renouvelable décentralisée
PV	Photovoltaïque
PAC	Pompe à chaleur
2D / 3D	Deux dimensions / trois dimensions
CO2	Dioxyde de carbone
FMA	Forces Motrices d'Avançon SA
SRE	Surface de référence énergétique
OFEN	Office fédérale de l'énergie
SNE	Société nationale d'électricité du Tchad
DUP	Durée d'utilisation de la puissance
VTT	Vélos tout-terrain

LP	Linear programming* = Programmation linéaire
ILP	Integer linear programming* = Prog. en nombres entiers linéaire
MILP	Mixed integer linear prog.* = Prog. en nombre entiers mixtes linéaire
MINLP	Mixed int. non linear prog.* = Prog. en nb. entiers mixtes non linéaire
ED	Economic dispatch* = Dispatching économique
OPF	Optimal power flow* = Flux de puissance optimal
GA	Genetic algorithm* = Algorithme génétique
PSO	Particule swarm optimization* = Algo. À essaim de particules
ACO	Ant colony* = Colonie de fourmis
TS	Tabou search* = Recherche tabou
SA	Simulated annealing* = Recuit simulé
DLS	Dynamic local search* = Recherche local dynamique
TA	Treshold Accepting* = Seuil d'acceptation
NN	Nearest Neighbors* = Plus proche voisin
CCHP	Combined cooling heat and power* = centrale combiné chaleur force

* anglais

Liste des figures

Figure 1 Logo de l'ONG Utopia internationale	10
Figure 2 Logo de la startup Modubois	10
Figure 3 Logo de l'association ValaisRoule	11
Figure 4 Logo de FMA SA	11
Figure 5 Localisations géographiques du Tchad.....	12
Figure 6 Classification des problèmes d'optimisation	15
Figure 7 Graphes d'une fonction convexe.....	16
Figure 8 Classification des méthodes de résolution exactes	17
Figure 9 Classification des méthodes de résolution approchées.....	17
Figure 10 Polyèdre convexe des contraintes en 3D.....	18
Figure 11 Polyèdre convexe des contraintes en 2D.....	18
Figure 12 Exemple d'un polyèdre des contraintes et de sa solution...	19
Figure 13 Exemple de deux itérations d'un algorithme de branch and bound [20] .	19
Figure 14 Exemple de l'algorithme du branch and cut [4]	20
Figure 15 Méthode epsilon avec F_1 et F_2 les fonctions objectives [4].....	21
Figure 16 Représentation du processus d'obtention de la solution optimale...	22
Figure 17 Système énergétique mononodale	23
Figure 18 Système énergétique multinodale (quartier)	24
Figure 19 Échelle de temps du système électrique.....	26
Figure 20 Générateur marginal et congestion des lignes [11]	28
Figure 21 Courbe d'ordre de mérite des unités de production (A,B,C et D) ... [11]	28
Figure 22 Modèle simplifier d'une ligne.....	29
Figure 23 Processus d'implémentation de l'outil de dimensionnement	32
Figure 24 Modélisation énergétique de base [20]	33
Figure 25 Modélisation énergétique complète	35
Figure 26 Les langages de programmation les plus populaires en fonction...	43
Figure 27 Container UTOPIA	45
Figure 28 Module habitable Modubois	45
Figure 29 Station ValaisRoule (Y.Vairoli 2013)	57
Figure 30 Nombre de PV maximale installable sur le toit du container en "L"	58
Figure 31 Photo de la disposition de la ferme et de la buvette...	63
Figure 32 Spécification container SEA (railpart.asia)	78
Figure 33 Conseils et caractéristiques pour l'isolation des containers.....	78
Figure 34 Caractéristiques des différentes batteries d'ebike Bosch...	82
Figure 35 caractéristiques des différents chargeur ebike Bosch...	82

Liste des tableaux

Tableau 1 Comparaison des librairies python de modélisation...	44
Tableau 2 Résumé de la consommation énergétique annuelle	47
Tableau 3 Paramétrage du système photovoltaïque	48
Tableau 4 Paramétrage du stockage électrique	48
Tableau 5 Capacités optimales à 82% de diminution de CO2	50
Tableau 6 Capacités optimales robustes à installer pour le container	56
Tableau 7 Paramétrage du système photovoltaïque	59
Tableau 8 Paramétrage du système de stockage	59
Tableau 9 Paramétrage économique	59
Tableau 10 Paramétrage du distributeur d'énergie	59
Tableau 11 Paramétrage de la batterie	67
Tableau 12 Paramétrage PV pour puissance de 30 kW	67
Tableau 13 Paramètres distributeur réseau	67
Tableau 14 Paramètres économique	67
Tableau 15 récapitulatif des résultats optimaux de la capacité de la batterie...	68
Tableau 16 Statistique de la consommation en 2017 de la ville	71
Tableau 17 Paramètres principaux du dimensionnement	72

Liste des graphiques

Graphique 1 Demande thermique annuelle à l'heure du container	46
Graphique 2 Demande électrique annuelle à l'heure du container	47
Graphique 3 Coûts d'investissement en fonction du taux de diminution... ..	49
Graphique 4 Composition des capacités à installer par objectif... ..	49
Graphique 5 Niveau d'autarcie atteint en fonction de la diminution CO2	50
Graphique 6 Evolution de la quantité annuelle de CO2 émise	51
Graphique 7 Évolution de la facture d'achat d'électricité annuelle	51
Graphique 8 Évolution du taux d'autarcie pour 3 périodes d'amortissement.....	52
Graphique 9 Evolution des coûts d'investissement pour 3 périodes...	53
Graphique 10 Investissement total en fonction de l'autarcie... ..	54
Graphique 11 Demande électrique annuelle pour l'autarcie optimale... ..	54
Graphique 12 Autarcie en fonction des coûts pour trois scénarios... ..	55
Graphique 13 Courbe de charge de la consommation électrique de la station	58
Graphique 14 Coûts d'investissement en fonction du taux de diminution... ..	60
Graphique 15 Composition des capacités à installer par objectif de diminution...	60
Graphique 16 Demande électrique de la station durant la saison estivale... ..	61
Graphique 17 Profils d'injection au réseau hors-saison et niveau de la batterie... 62	
Graphique 18 Courbes de charges des transformateurs 250 kVA et 160 kVA...	64
Graphique 19 Profils des puissances actives de la ferme de la phase... ..	65
Graphique 20 Mesure de la puissance active des 3 phases sur le bus... ..	65
Graphique 21 Consommation électrique type de deux semaines en saison... ..	66
Graphique 22 Profil type de deux semaines d'ensoleillement et de température ..	67
Graphique 23 Comportement optimal de la batterie sur la période... ..	68
Graphique 24 Températures annuelles horaires moyennes 2017 et 2018	70
Graphique 25 Ensoleillements annuels horaires 2017 et 2018	70
Graphique 26 Productions totales des génératrices pour la ville de N'Djaména ...	71
Graphique 27 Coûts d'investissement en fonction de la diminution... ..	72
Graphique 28 Taux autonomie énergétique de la ville par rapport... ..	73
Graphique 29 Coûts opérationnels annuel en fonction de l'objectif... ..	73
Graphique 30 Diminution des émissions CO2	73
Graphique 31 Puissances de la centrale solaire et stockage optimal... ..	73
Graphique 32 consommation d'énergie annuelle en kWh/m2an pour un container	78
Graphique 33 Température moyenne annuelle horaire à Sion en 2018	81
Graphique 34 Ensoleillement annuelle horaire à Sion en 2018 (agrometeo.ch)	81
Graphique 35 Consommation électrique annuelle horaire de trois types d'usager .	82

Partie 1 Introduction

1.1 Contexte

Le réchauffement climatique est plus que jamais une préoccupation mondiale. Des enjeux environnementaux, énergétiques et géopolitiques majeurs émergent, provoqués par une activité anthropologique excessive : surexploitation des ressources naturelles et pollutions. **L'énergie se révèle être l'élément principal mise en cause avec le secteur des transports, de l'agriculture et du résidentiel.** Ainsi, la transition énergétique **n'est pas seulement une** mesure corrective de la trajectoire climatique actuelle, mais une évolution vers des systèmes énergétiques plus efficace et durable.

D'une production électrique centralisée, nous nous dirigeons actuellement vers une production **d'énergie renouvelable décentralisée (ERD)**, constituée principalement **d'installation solaire photovoltaïque (PV) et d'éolienne. Ces réseaux de distribution munis d'ERD sont appelés « microgrid ».** Dans ces microgrids, les acteurs, auparavant consommateurs exclusifs deviennent des producteurs et consommateurs **d'énergie**, nommé « prosumer ». Ces prosumers cherchent à autoconsommé au **maximum l'énergie qu'ils produisent pour échapper aux tarifs désavantageux de leur distributeur d'énergie. Et de cette manière apparaît la nécessité de stocker son énergie**, afin de consommer le surplus de la production solaire de la journée pendant la nuit, par exemple. Ce nouveau paradigme dans le domaine énergétique fait émerger des nouveaux modèles économiques et place les consommateurs au premier rang de la transition énergétique.

1.1.1 Utopia “Think global act local”

Le projet UTOPIA² a pour but de créer des villages durables à l’aide de containers autonomes en énergie, le tout dans une dynamique écologique. Cette ONG est constituée de professionnel issu de **domaine varié qui s’engage pour la planète, la biodiversité et s’intéresse aux cultures du monde**. Afin d’atteindre leur objectif, les containers UTOPIA se retrouvent confrontés à la problématique énergétique. Développer des containers autonomes en énergie est un défi technique et économique primordial au succès de leur initiative. Ainsi, se pose la question suivante ; Quelles technologies et **capacités optimales mettre en œuvre afin de répondre au besoin électrique et thermique de ces containers ?**



Figure 1 Logo de l’ONG Utopia internationale

1.1.2 Modubois

L’entreprise Modubois est née d’un projet immobilier qui consistait à trouver une alternative locale à la conception de container en béton. **L’entreprise remporte le prix créateur 2019 de la BCVS et WKB**. Modubois, sont des modules habitables conçus entièrement en bois et en forme de container. Ces modules sont préfabriqués et **basent leur concept sur la production en série qui permet d’optimiser l’efficacité**. Dans ce contexte, il apparaît important d’étudier la possibilité d’autonomie énergétique de ces modules. Ces mesures durables **s’inscriraient** pleinement dans la logique du concept et serait **d’une forte valeur ajoutée**.



Figure 2 Logo de la startup Modubois

² ONG Utopia internationale

1.1.3 ValaisRoule

ValaisRoule met à disposition des vélos électrique gratuitement. Dans ce cadre elle **a pour but d'élargir l'offre touristique** et les loisirs, créer des emplois de réinsertion, contribuer à la santé publique, encourager la mobilité douce et **préserver l'environnement**. Dans ce principe de mobilité douce, il est possible **d'aller jusqu'au bout du raisonnement en proposant un système** de recharge de vélos électriques à 100% énergie propre (**solaire**). **Mettre en place sur l'ensemble des** stations de recharge (container) des installations photovoltaïques et du stockage afin de délivrer 24H/24 du courant durable permettrait à ValaisRoule de promouvoir son exemplarité dans la transition énergétique. Comment dimensionner ces installations ? Et quelle stratégie adopter pour exploiter au mieux la production **énergétique durant l'hiver ?**



Figure 3 Logo de l'association ValaisRoule

1.1.4 Ferme de Cergnement (Forces Motrices d'Avançon)

Les Forces Motrices d'Avançon SA (FMA) sont spécialisées dans la production **d'énergie renouvelable, de son transport et de son acheminement jusqu'à ses** clients finaux. En tant que gestionnaire de réseau de distribution elle dessert entre autres la commune de Gryon. En juin 2019, la ferme de Cergnement met en marche **une centrale solaire de 30 kW**. **L'augmentation des installations de production** solaire décentralisé peuvent provoquer des instabilités au niveau du réseau basse **tension**. **Dans ce contexte, il s'agit d'évaluer l'impact de ce type d'installation et** de développer des stratégies de stockage énergétique, pour permettre aux FMA **d'étendre leurs activités**.



Figure 4 Logo de FMA SA

1.1.5 N'Djaména (Tchad 🇧🇩)

Le Tchad est un pays d'Afrique subsaharienne doté d'une superficie environ égale à deux fois celle de la France et sa capitale est N'Djaména. Le nombre d'habitants au Tchad s'élève à 15.1³ millions et son produit intérieur brut par habitant est de 823\$⁴ ce qui le place 170^e pays sur 193. Le pourcentage de la population ayant accès à l'électricité est de 9%⁵.

L'approvisionnement en électricité de la capitale (N'Djaména) est actuellement assuré par la société nationale d'électricité⁶ (SNE). L'énergie électrique est produite par 20⁷ groupes à génératrice diesel, répartie sur deux sites pour une capacité totale de production de 22⁸ MW. Pour des raisons de problèmes techniques et logistiques, uniquement 14 groupes sont en fonctionnement. Ces problèmes provoquent des coupures d'électricité récurrente dont l'intensité dépend des saisons (période de forte chaleur) ou de l'approvisionnement du carburant (diesel).

Disposant d'un excellent potentiel solaire inexploité, il s'agit d'étudier le remplacement des centrales thermiques par des centrales solaires et des systèmes de stockages. Quelle serait la puissance optimale de l'installation et du stockage afin maximiser l'autonomie de la ville vis-à-vis de l'énergie fossile ? Comment intégrer ces nouvelles productions d'énergies au réseau actuel, tout en tenant compte des aspects économiques ?



Figure 5 Localisations géographiques du Tchad⁶

³ Statistique de la banque mondiale 2017

⁴ Statistique de la banque mondiale 2016

⁵ Société nationale d'électricité

⁶ Image construite à partir de google maps

^{7 8} Informations obtenues sur le site officiel de la SNE, susceptible d'être inexacte

1.2 Objectif du travail

Ce travail a pour objectif de développer un outil de prédimensionnement des systèmes énergétiques renouvelables et de stockage, par optimisation technico-économique. **L'outil fournira la solution optimale de dimensionnement afin de minimiser les couts d'investissement et maximiser l'autarcie du système étudié (minimiser les émissions CO2).** Il sera destiné à différents types et échelles **d'applications**, allant du privé à **l'échelle d'une ville**. Finalement, une partie importante concernera la mise en œuvre de l'outil sur les cas d'applications du projet UTOPIA, **de l'entreprise** Modubois, ValaisRoule, des forces motrices d'Avançon et de la ville de N'Djaména.

1.3 Motivation

Les objectifs de ce sujet correspondent à toutes les attentes que j'avais envers le travail de diplôme. D'une part, il me permet d'appliquer une majorité des connaissances acquises durant ces trois années de formation concernant les **technologies d'énergie renouvelable, les systèmes énergétiques et la gestion technique et économique de l'énergie**. D'autre part, il me permet d'élargir mes connaissances en travaillant sur des sujets tels **que l'optimisation et la programmation sous python**. Enfin, le développement de cet outil me permettra de mettre en place une première étape quant à mes projets .

1.4 Structure du rapport

La première partie de ce travail portera sur le développement des notions théoriques nécessaire à **la conception de l'outil**. La **deuxième partie mettra en application les notions théoriques pour l'élaboration de l'outil en explicitant les calculs, les outils, le processus et la programmation**. La dernière partie aura pour but de mettre **en œuvre l'outil pour l'étude des quatre cas pratiques évoqués dans la section contexte de ce travail**. L'objectif étant de proposer pour chaque étude les solutions optimales de dimensionnement.

Partie 2 État de l'art

2.1 Notions théoriques de l'optimisation

Pour un problème donné, la première étape consiste à le modéliser, c'est-à-dire à le traduire en équations mathématiques afin de pouvoir mieux l'étudier. Ce n'est que par la suite qu'intervient l'optimisation, où il s'agit d'identifier la meilleure configuration possible du système. Dans notre cas, l'optimisation consistera à calculer la surface de PV optimale ainsi que la capacité de stockage. Nous allons dans un premier temps introduire les notions de base de l'optimisation, puis dans un deuxième temps établir une classification des problèmes d'optimisation. Par la suite, nous analyserons les méthodes et algorithmes de base pour la résolution des problèmes d'optimisation. Enfin, nous développerons quelques notions d'optimisation avancée.

2.1.1 Introduction à l'optimisation

La formulation d'un problème d'optimisation est structurée de la manière suivante:

- Variables de décision : Variable dont on cherche à déterminer la valeur optimale
- Fonction objective : Fonction dont on cherche à minimiser ou maximiser la valeur
- Contraintes : Équations que doivent vérifier les variables de décisions

Le problème d'optimisation peut s'écrire sous la *forme standard* ou *canonique* :

Forme canonique

Variables de décision

$$c^T x \in \mathbb{R}^n$$

Fonction objective

$$\min_{x \in \mathbb{R}^n} f(x)$$

Contraintes

$$Ax \leq b,$$

$$x^{LB} \leq x \leq x^{UB},$$

$$A \in \mathbb{R}^{m \times n} \text{ et } b \in \mathbb{R}^m.$$

Forme standard

Variables de décision

$$c^T x \in \mathbb{R}^n$$

Fonction objective

$$\min_{x \in \mathbb{R}^n} f(x)$$

Contraintes

$$Ax = b,$$

$$x^{LB} \leq x \leq x^{UB},$$

$$A \in \mathbb{R}^{m \times n} \text{ et } b \in \mathbb{R}^m.$$

- où $c = (c_1, \dots, c_n)^T$ constantes, x^{LB} bornes inférieure et x^{UB} bornes supérieure
- m nombre de lignes et n nombre de colonnes d'une matrice.

Pour la suite du développement, nous utiliserons la formulation standard. Illustrons à l'aide d'un exemple comment se traduit un problème d'optimisation en forme standard. Nous cherchons à maximiser les gains d'un producteur de vins. Celui-ci produit du rosé et du rouge, et achète une quantité de raisin. Le problème s'écrit de la manière suivante :

Supposons que 1 kg raisons = 1L de vins

Variables de décisions

x_1 : litres de rosé produit par année

[L]

(1)

x_2 : litres de rouge produit par année

[L]

(2)

x_3 : kilos de raisin à acheter

[kg]

(3)

Fonction objective

$$\max_{x \in \mathbb{R}} \underbrace{x_1 \cdot \left(15 - \frac{2}{100} x_1\right)}_{\text{gains rosé [CHF]}} + \underbrace{x_2 \cdot \left(23 - \frac{1}{100} x_2\right)}_{\text{gains rouge [CHF]}} - \underbrace{(2x_1 + 3.5x_2 + 3x_3)}_{\text{frais totaux [CHF]}}$$

[CHF]

(4)

Contraintes

$x_3 \leq 1000$

[kg]

(5)

$x_1 + x_2 \leq x_3$

$x_1, x_2, x_3 \geq 0$

2.1.2 Classification des problèmes d'optimisation

Pour résoudre un problème d'optimisation, il est nécessaire de correctement identifier à quelle catégorie de problème il appartient. À chaque catégorie de problème sont associés des algorithmes adaptés afin de résoudre le problème efficacement. En revanche, il n'existe pas de classification universelle, elle dépend des critères de comparaison choisis par l'auteur. Cette classification se base essentiellement sur des caractéristiques mathématiques du problème. Voici la classification établie dans notre cas :

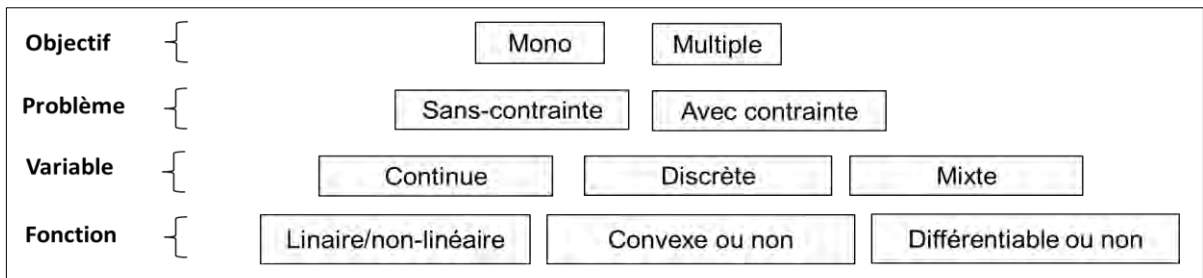


Figure 6 Classification des problèmes d'optimisation

Selon les données du problème, il sera nécessaire de sélectionner les différents critères dans les catégories (objectif, problème, variable et fonction). Nous allons définir chacun de ces critères afin de mieux comprendre cette classification.

Mono ou multiobjectif : **L'optimisation mono-objectif** est définie par une unique **fonction objective** ou **l'on cherche à maximiser ou minimiser cette fonction**. **L'optimisation multiobjective** cherche à trouver un compromis entre deux ou plusieurs fonctions objectives.

Problème avec ou sans contraintes : **L'optimisation sous contrainte est relative** à la présence de contraintes sur les variables de décisions. Ces contraintes peuvent se traduire soit par des bornes **d'égalités** ou **d'inégalités** associées aux variables de décisions.

Variable continue, discrète ou mixte : Si les variables de décisions sont définies sur **l'ensemble des entiers relatifs \mathbb{Z}** ou binaire (0,1) alors on dit de ces variables **qu'elles sont discrètes**. Dans le cas où **elles sont définies sur l'ensemble des nombres réels \mathbb{R}** , on parle de variables continues. Finalement, si le problème contient à la fois des variables continues et discrètes, on parle de variables mixtes.

Fonction linéaire ou non linéaire : Une fonction est dite linéaire, **si l'ensemble de ces variables est de degré strictement égal à 1**. Si au moins une de ces variables est de degré strictement supérieur à 1, alors on dira que la fonction est non linéaire.

Fonction convexe : Une fonction est dite convexe si, quels que soient deux points A et B du graphe de la fonction, le segment [AB] est entièrement situé au-dessus du graphe. Il est ainsi possible de trouver un optimum global.

Fonction différentiable : On parle de fonctions dérivables lorsque la fonction ne comporte **qu'une variable**. **Si la fonction** comporte plusieurs variables alors on parlera de fonctions différentiables.

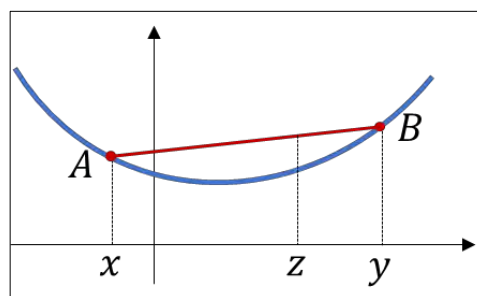


Figure 7 Graphes d'une fonction convexe

2.1.3 Méthodes de résolutions des problèmes d'optimisation

Il existe deux grandes catégories de méthodes de résolutions des problèmes d'optimisation :

- Méthodes exactes (fig. 8) : recherche de la solution optimale dans l'ensemble de l'espace des combinaisons possibles du problème.
- Méthodes approchées (fig. 9) : détermine une solution approchée du problème en un temps raisonnable sans garanties que la solution est optimale.

Dans la suite du développement, nous allons expliciter uniquement les méthodes exactes de programmation linéaire et de programmation en nombres entiers.

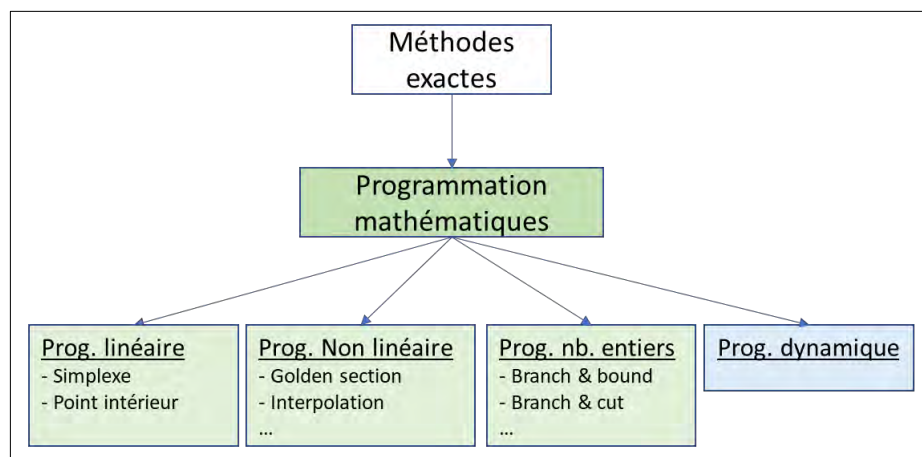


Figure 8 Classification des méthodes de résolution exactes

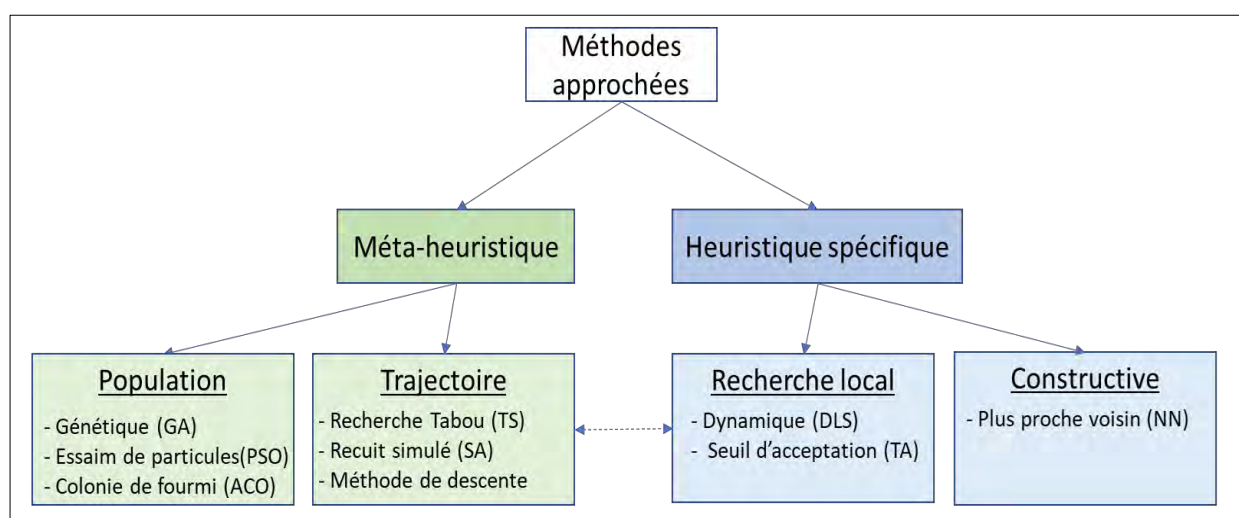


Figure 9 Classification des méthodes de résolution approchées

2.1.3.1 Programmation linéaire (LP⁹)

ALGORITHME DU SIMPLEXE

L'algorithme du simplexe a été développé par *George Dantzig* en 1947. Cet algorithme permet de résoudre les problèmes d'optimisation linéaire en un nombre fini d'étapes (*méthode de résolution finie*). Le concept de base de l'algorithme consiste à déterminer les sommets du polyèdre convexe formé par les contraintes du problème. La solution du problème peut-être soit optimal, non borné ou infaisable.

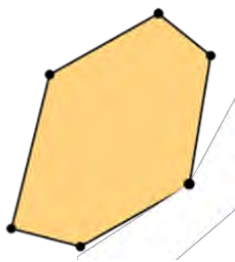


Figure 11 Polyèdre convexe
des contraintes en 2D

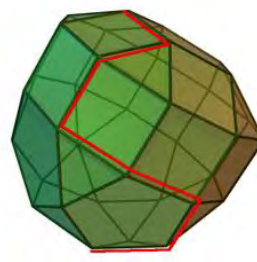


Figure 10 Polyèdre convexe
des contraintes en 3D

Sur la figure 10 et 11, la surface jaune et le volume vert représentent les solutions admissibles du problème d'optimisation. La solution optimale se situe sur un des sommets du polyèdre. Les côtés du polyèdre sont définis par les contraintes d'inégalités. Les lignes rouges représentées sur le polyèdre de la figure 10 caractérisent le chemin des itérations de recherche de la solution optimale.

ALGORITHME DES POINTS INTÉRIEURS

L'algorithme des points intérieurs a été développé par *Narendra Karmarkar* en 1984. Cette méthode diffère de la méthode du simplexe du fait qu'elle détermine la solution optimale en parcourant l'intérieur du polyèdre, et non les arrêts du polyèdre.

⁹ Linear programming (anglais)

2.1.3.2 Programmation linéaire en nombre entier (ILP¹⁰)

BRANCH AND BOUND (SÉPARATION ET ÉVALUATION)

L'optimisation linéaire en nombres entiers est une classe de problème difficile à résoudre. On pourrait être tenté de résoudre le problème à l'aide de l'algorithme du simplexe et arrondir la solution, cela ne fonctionne généralement pas. On remarque sur la figure 12 que la solution optimale entière est significativement différente de la solution non entière du problème d'optimisation.

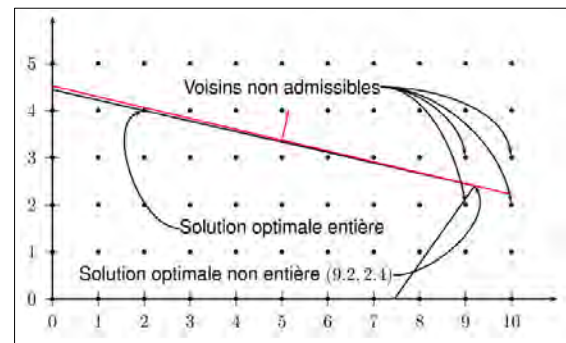


Figure 12 **Exemple d'un polyèdre des contraintes et de sa solution entière et continue** [17]

L'algorithme de branch and bound est constitué de deux étapes comme son nom l'indique, de séparation et d'évaluation qui forme un arbre de recherche. Ces deux étapes sont itérées jusqu'à ce qu'est obtenue la solution optimale :

- **Bound** : L'espace des solutions admissibles est borné à l'aide d'une relaxation LP, c'est-à-dire qu'on supprime la contrainte entière des variables. Ensuite, on analyse le problème à l'aide de la méthode du simplexe afin de définir la première étape de la recherche.
- **Branch** : On subdivise le problème en deux sous-problèmes, dans lequel chacun aura pris des variables entières consécutives de la branche d'évaluation des variables de décisions.

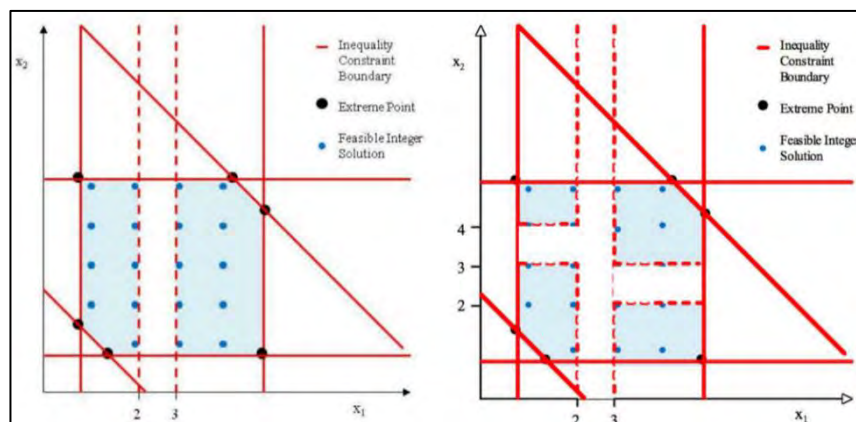


Figure 13 **Exemple de deux itérations d'un algorithme de branch and bound** [20]

¹⁰ Integer linear programming (anglais)

2.1.3.3 Prog. linéaire en nb. entiers mixtes (MILP¹¹)

BRANCH AND CUT (SÉPARATION ET COUPE)

L'algorithme du *branch and cut* est une combinaison de l'algorithme du *branch and bound* et de la méthode des plans sécants. L'ajout de la méthode des plans sécants se fait en addition de la relaxation LP à l'étape d'évaluation (*bound*), elle permet de resserrer cette évaluation. Ces plans sécants sont les conséquences logiques des contraintes du problème. La figure 14 illustre géométriquement le processus de résolution à l'aide du *branch and cut*.

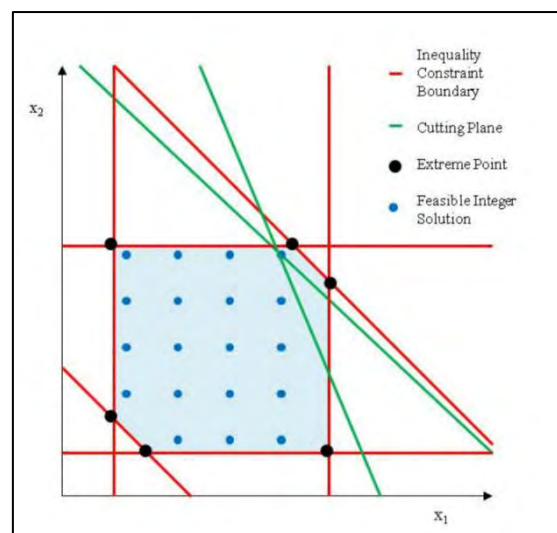


Figure 14 Exemple de l'algorithme du *branch and cut* [4]

La figure 14 représente le processus de l'algorithme du *branch and cut*. Les droites rouges correspondent aux contraintes d'inégalité du problème d'optimisation. Les points noirs sont les sommets du polyèdre qui sont délimités par les contraintes d'inégalités. Les points bleus représentent les solutions entières admissibles du problème. Enfin, les droites vertes illustrent les plans sécants qui par itération rétrécissent le polyèdre admissible afin d'obtenir la solution entière du problème.

¹¹ Mixed integer linear programming (anglais)

2.1.4 Notions d'optimisation avancée

2.1.4.1 Optimisation multiobjective

Il arrive souvent que les problèmes **d'optimisation rencontrés n'aient pas un unique objectif à minimiser ou maximiser**, mais plusieurs objectifs dont il faut trouver un compromis, on parle **alors d'optimisation multiobjective**. Il existe principalement deux méthodes de résolution de ce type de problème. La première consiste à assigner un poids à chaque objectif et à optimiser le problème en considérant la somme de ces objectifs pondérée. La deuxième méthode, connue sous le nom de « méthode de contrainte epsilon », établit également la pondération des objectifs et optimise par rapport à un seul objectif en contraignant de manière itérative les variables du problème.

La figure 15 représente graphiquement les solutions optimales pour différentes valeurs de ϵ contraignant la fonction F_2 , en fonction de F_1 . La courbe résultante des points optimaux est appelée « front Pareto ». Tous les points sous la courbe sont infaisables et ceux au-dessus sont faisables, mais pas optimaux.

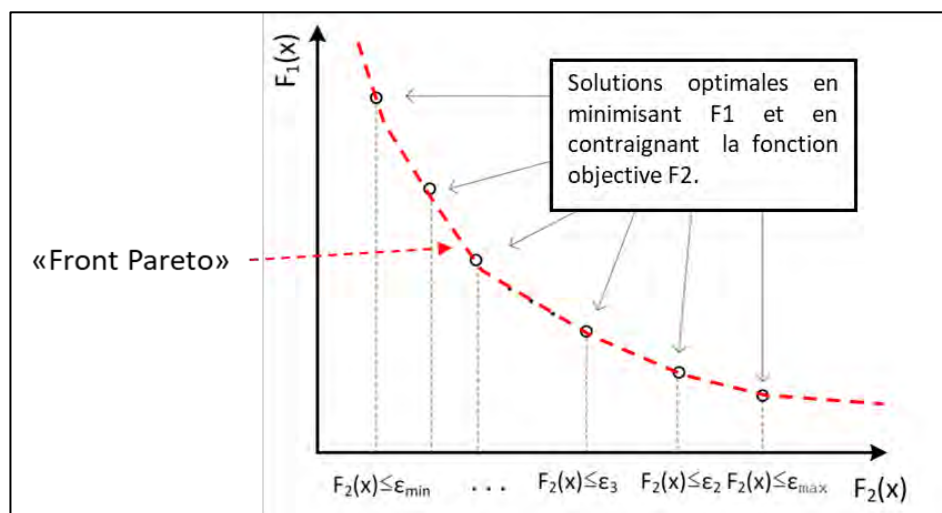


Figure 15 Méthode epsilon avec F_1 et F_2 les fonctions objectives [4]

2.1.4.2 Optimisation stochastique et robuste

L'**optimisation stochastique** et l'**optimisation robuste** sont des sous-classes d'optimisation qui permettent de prendre en compte les incertitudes sur les variables de décisions du problème. Tout d'abord, il convient de déterminer lesquelles des variables d'entrées ont le plus d'impact sur le résultat de l'optimisation, lorsqu'elles subissent une variation. On parle d'analyse de sensibilité, lorsqu'on cherche à déterminer les variables qui ont le plus d'impact sur le résultat. On introduit ainsi les *indices de Sobol* [4] qui permettent de quantifier la contribution d'une variable au résultat. Ce calcul des indices de Sobol permet de restreindre l'étude de l'incertitude aux variables les plus influentes du problème.

OPTIMISATION STOCHASTIQUE :

On parle d'optimisation stochastique lorsqu'on utilise une distribution probabiliste des variables de décisions. Ainsi il est possible de générer des scénarios qui permettent d'identifier la meilleure solution d'un point de vue probabiliste.

OPTIMISATION ROBUSTE :

On utilise l'optimisation robuste lorsqu'aucune description probabiliste des variables de décision n'est disponible. Ainsi, on procède en établissant un intervalle d'incertitude sur les variables de décision. De cette manière, on peut étudier la meilleure solution dans le pire des scénarios et vice-versa.

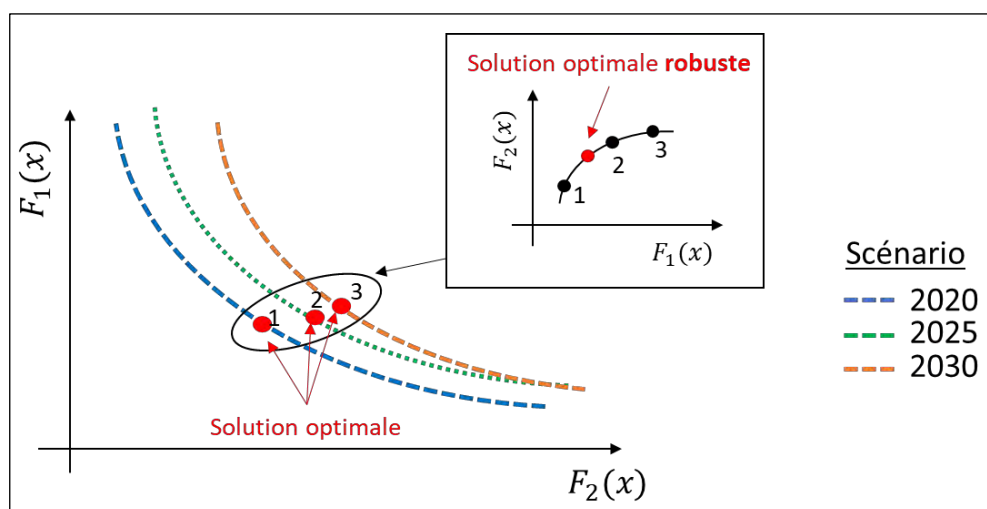


Figure 16 Représentation du processus d'obtention de la solution optimale robuste

2.2 Dimensionnement énergétique optimal

Le dimensionnement énergétique optimal allie la modélisation des systèmes **énergétiques, et l'optimisation mathématique**. On peut échelonner le dimensionnement en deux niveaux. Le premier niveau est le dimensionnement énergétique mononodale, dans lequel le système étudié est isolé et le dimensionnement se fait en considérant uniquement un consommateur énergétique. Le deuxième niveau est le dimensionnement énergétique multinodale, où **l'étude prend en considération l'interconnexion des nœuds**. Cela se traduit par la modélisation des flux énergétiques **internœuds** qui peut **s'assimiler** aux raccordements réseau (lignes électriques) entre consommateurs. Dans chacun des niveaux, il conviendra de formuler le problème **d'optimisation relatif à l'objectif** préalablement défini. Dans un premier temps nous définirons le système énergétique mononodale, puis dans un deuxième temps, nous présenterons le système énergétique multinodale et enfin les travaux de dimensionnement optimal réalisé.

2.2.1 Système énergétique mononodale

Le dimensionnement optimal dans un système énergétique mononodale, peut être illustré par le calcul des capacités optimales à installer de PV, PAC et système de stockage énergétique pour un unique consommateur (logement privé, bureau, usine). La modélisation du système se fait généralement en flux de puissance afin de représenter les processus électriques et thermiques.

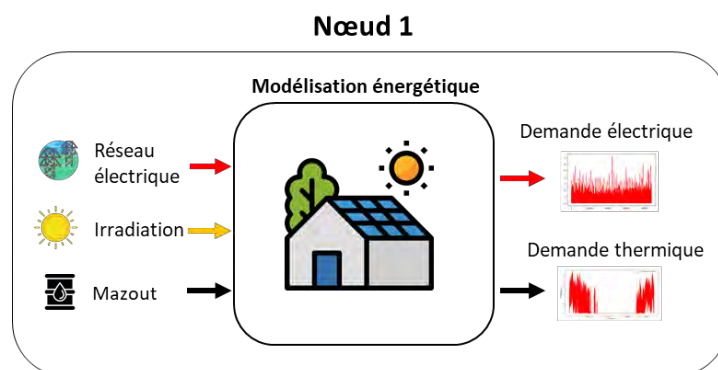


Figure 17 Système énergétique mononodale

2.2.2 Système énergétique multinodale

Le système énergétique **multinodale** peut être défini comme l'interconnexion entre plusieurs nœuds. Il s'agit dans ce cas de prendre en compte les échanges qu'il peut y avoir entre les nœuds. Cela permet de représenter les réseaux énergétiques à différentes échelles d'intégration. Le dimensionnement optimal intègre dans ce cas la **composante d'échange de flux énergétique internœuds** et les nouvelles contraintes associées à ces flux.

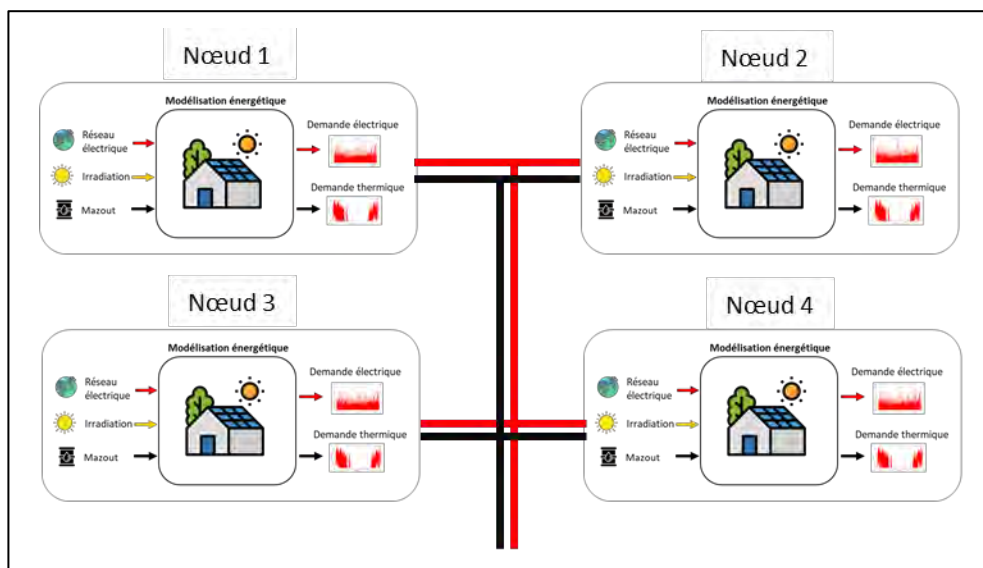


Figure 18 Système énergétique multinodale (quartier)

Les systèmes énergétiques multinodaux peuvent être intégrés à différentes échelles. Ils permettent de **réaliser la modélisation énergétique d'un quartier** (voir figure 18), **d'une ville ou même d'une région**. Avec l'augmentation de l'échelle croît la complexité du problème et ainsi du temps nécessaire pour sa résolution, voir même de sa faisabilité, on parle alors de problème de scalabilité. Il convient donc de trouver un compromis entre la complexité de la modélisation et la taille du problème.

2.2.3 Revue de littérature

On peut trouver dans la littérature deux grandes catégories de problème de dimensionnement optimal, comme suggéré par [1]. La première catégorie est liée à **l'aspect opérationnel** optimal qui décrit les flux de puissances de **l'ensemble du** système. La deuxième catégorie concerne le problème de dimensionnement qui détermine la valeur des capacités des composantes du système.

Dans le cas de la gestion optimale, on retrouve souvent les problèmes de planifications à court terme (24 heures) des systèmes énergétiques hybrides (électrique et thermique). Les auteurs **de l'article** [2] proposent une formulation MILP du problème de planification à 30 minutes, de la demande électrique et thermique dans un microgrid, où **l'objectif** est de minimiser les coûts de fonctionnement. Dans [3], les auteurs développent un modèle de gestion intelligente de l'énergie pour une maison. **L'objectif** est formulé comme un **problème MILP, dans lequel il s'agit de minimiser les coûts d'achat de l'énergie** ainsi que les pics de demande. Les auteurs dans [4] étendent **l'objectif d'optimisation à un problème multiobjectif où il s'agit de minimiser** coûts opérationnels et les émissions CO₂ pour la planification de la consommation des maisons intelligentes (« smart-home »). Enfin les auteurs de [5] propose un modèle MINLP **pour la programmation court terme d'un hub énergétique dont l'objectif** est de combler la demande électrique et thermique journalière afin de maximiser les profits.

Dans le cas du dimensionnement optimal, on retrouve des problèmes de planification **de l'expansion** du réseau et de dimensionnement, ainsi que **d'implantation des** systèmes de production et de stockage distribué. Dans **l'étude** [6] et [7], les auteurs développent un modèle MILP pour le design optimal de système de production **d'énergie** distribué combinant chauffage et climatisation au niveau du réseau électrique de distribution. Enfin, des modèles MINLP sont développés dans [8] et [9] afin de dimensionner une CCHP et **de planifier l'expansion du réseau.**

2.3 Flux de puissance optimal (OPF)

Le dimensionnement **et l'implantation** optimale de production **d'énergie** distribuée sur le réseau électrique comportent des contraintes essentielles. Cette production **d'énergie distribuée** fait émerger des problèmes techniques liés à la congestion des lignes électriques, aux pertes et à la surtension. Les éléments cités contribuent à détériorer la fiabilité du réseau actuelle et menacent la robustesse du schéma centralisé. **Il s'agit d'effectuer un dimensionnement optimal qui tient compte de** ces aspects techniques. Ce problème est connu sous le nom de « problème de flux de puissance optimal (OPF) ». On peut **subdiviser ce problème d'optimisation en** sous-problèmes qui sont appliqués à des échelles de temps différentes du système électrique (voir figure 19).

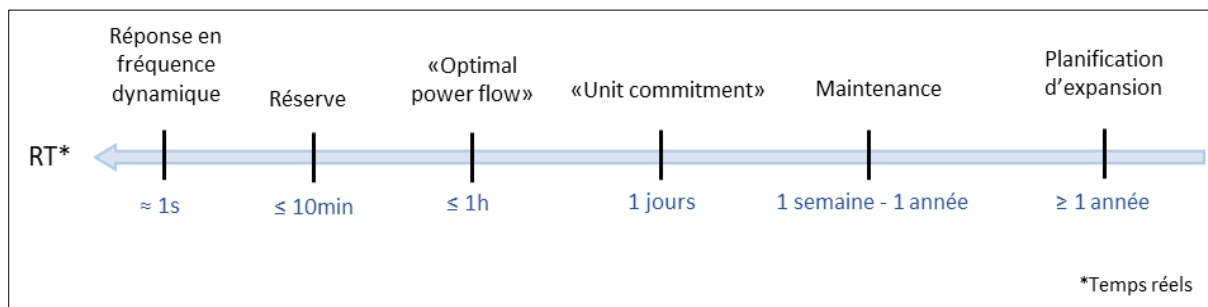


Figure 19 Échelle de temps du système électrique

L'OPF est un problème d'optimisation dont l'objectif peut être de minimiser les couts, les pertes, etc. **sujet aux contraintes du réseau électrique. C'est un problème** qui comporte généralement plus de 1000 variables de décisions. Dans sa forme mathématique complète, **un OPF est un problème d'optimisation non** linéaire et non convexe. Une formulation **très fondamentale de l'OPF** peut être écrite de la manière suivante :

$$\min \quad \text{les coûts, les pertes ...} \quad (6)$$

$$\text{s. t. (sujet à)} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} & \text{Demande} = \text{Production} \\ & \text{Limites de production,} \\ & \text{Tension, limites des lignes ...} \end{aligned}$$

Nous allons nous intéresser plus en détail au dispatching économique avec la méthode d'**engagement des unités** (en anglais « unit commitment »), puis du DC-OPF (équations linéarités des flux de puissance) et enfin de **l'AC-OPF** (forme la plus réaliste de la formulation **du problème d'OPF**).

2.3.1 Dispatch économique

Le dispatching économique (ED) est l'un des problèmes les plus importants des réseaux électriques, dans le sens où il permet d'économiser de grande somme d'argent. C'est la forme la plus simple du problème général d'OPF. Il consiste à coordonner les productions d'énergies les moins chères afin de couvrir la demande. Dans l'article [10] l'auteur propose une méthode de résolution du problème qu'il nomme « unit commitment with economic dispatch » (UCED). L'ED ne tient pas compte des contraintes du réseau et formule uniquement la génération des unités de production en énergies. [11] propose la formulation générale simplifier suivante :

$$\min \sum_i c_i \cdot P_{G_i} \quad (8)$$

s. t.

$$P_{G_i}^{min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{max} \quad (9)$$

$$\sum_i P_{G_i} = P_D \quad (10)$$

L'équation (8) signifie que l'objectif du problème d'optimisation est de minimiser la somme des couts opérationnels de l'ensemble des unités de production avec c_i le cout marginal de l'unité i en CHF/MWh et P_{G_i} la production en MWh. Les contraintes du problème sont représentées par les équations (9) et (10). Elles indiquent que la génération des unités de production est bornée par les limites techniques de production et que l'ensemble de la production est égal à tout temps à la demande. Pour résoudre le problème, une des méthodes consiste à utiliser la courbe d'ordre de mérite des différentes unités de production d'énergie.

La figure 20 représente la courbe de mérite des différentes unités de production A, à D en fonction de leur cout marginal de production. P_D indique la demande au temps t , ainsi le cout marginal du système associé à cette demande est c_{G3} , de ce fait on dit de G3 qu'il est le « générateur marginal ». Cela signifie que les générateurs G1 et G2 sont totalement dispatchés, en revanche G3 n'est que partiellement distribué.

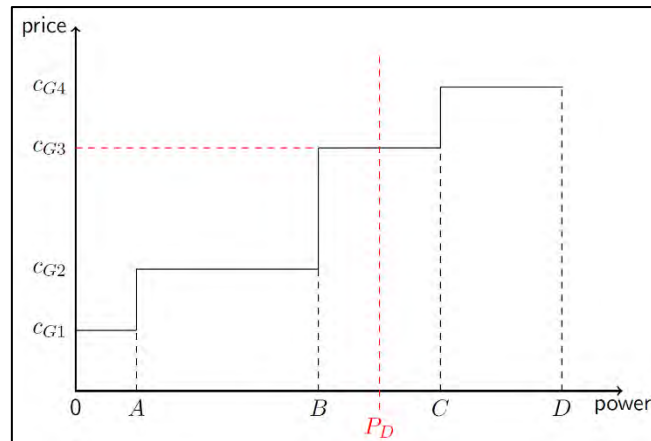


Figure 20 **Courbe d'ordre de mérite des unités** de production (A,B,C et D) en fonction de leur cout marginal de génération. [11]

Cependant, cette formulation du problème ne représente pas suffisamment la réalité, car il est nécessaire de prendre en considération la congestion des lignes électriques.

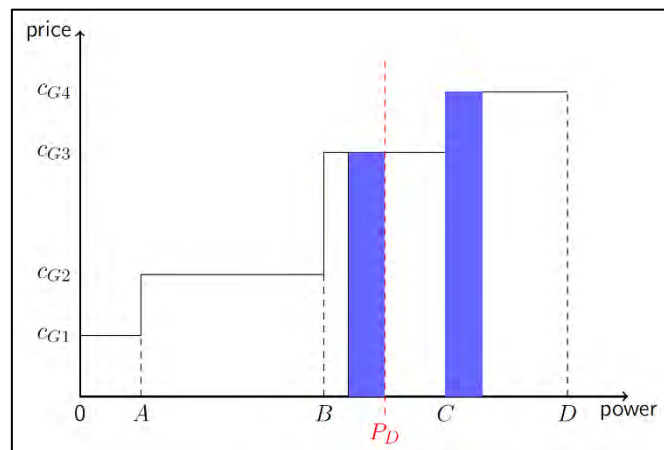


Figure 21 **Générateur marginal et congestion des lignes** [11]

La figure 21 représente le problème de congestion de ligne. Du fait de la limite des puissances apparentes des lignes, la zone bleue à gauche de la demande indique la capacité répartie. Malgré la possibilité pour G3 de tout dispatcher, la limite technique de la ligne force G4 (avec un cout marginal plus élevé que celui du système) **de produire l'énergie manquante** (zone bleue au niveau de la capacité D).

Pour remédier à ce problème, on introduit une formulation plus complète. Cette nouvelle formulation du problème est appelée DC-OPF.

2.3.2 DC-OPF

Le DC-OPF est une version plus complète de **l'économique dispatche** dans le sens où **l'on inclut les contraintes** de flux des lignes électriques, afin de considérer la congestion. Pour y parvenir, **il est tout d'abord nécessaire de modéliser le flux de puissance** sur une ligne électrique.

Modèle linéaire du flux de puissance d'une ligne électrique

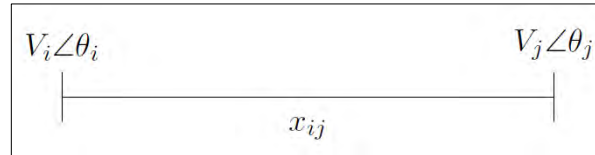


Figure 22 Modèle simplifié d'une ligne

La figure 22 représente **le modèle d'une ligne électrique** en considérant uniquement la réactance $x_{ij} [\Omega]$ (partie imaginaire de l'impédance $z_{ij} = r_{ij} + j \cdot x_{ij}$; avec r_{ij} la résistance), et $V_i \angle \theta_i [V]$ la forme polaire de la tension AC au **nœud i**. Le flux de puissance de **i** vers **j** s'écrit :

$$P_{ij} = \frac{V_i \cdot V_j}{x_{ij}} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (11)$$

L'équation 11 contient un terme non linéaire $V_i \cdot V_j$. Or, le DC-OPF est constitué **uniquement d'équation linéaire**. Il est nécessaire de linéariser l'équation 11. Pour ce faire, nous faisons deux hypothèses. La première hypothèse est que $V_i = V_j = 1 \text{ p.u.}^{12}$ [11] et la deuxième hypothèse est que $\sin(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$ [11] lorsque θ petit (avec θ en radian). Finalement, **l'équation linéarisée** du flux de puissance de **i** vers **j** s'écrit :

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} \cdot (\theta_i - \theta_j) \quad (12)$$

La formulation générale du DC-OPF proposé par [11] est la suivante :

$$\min \sum_i c_i \cdot P_{Gi} \quad (13)$$

s. t.

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (14)$$

¹² Unité réduite (per unit) : unité sans dimension qui se rapporte à une échelle de référence de sorte que toutes les valeurs soient aux alentours de 1 p.u

$$\left| \frac{1}{x_{ij}} \cdot (\theta_i - \theta_j) \right| \leq P_{ij_max} \quad (15)$$

$$\mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta} = \mathbf{P}_G - \mathbf{P}_D \quad (16)$$

L'objectif du problème reste identique au problème du dispatche économique, dans lequel il s'agit de minimiser les couts. En revanche, on inclut l'équation 15 qui limite le flux de puissance des lignes à leur valeur maximale P_{ij_max} . L'équation 16 est l'équation balance des nœuds, analogue à l'équation 10. \mathbf{B} est appelé matrice d'admittance des nœuds, elle contient simplement l'ensemble des équations des flux de puissance de chaque nœud en fonction de l'angle de la tension à ce nœud θ . \mathbf{P}_G et \mathbf{P}_D sont les vecteurs de la génération d'énergie et la demande à chaque nœud.

Ce problème est constitué uniquement d'équations linaires, on dit que c'est un problème convexe, c'est-à-dire qu'il existe un minimum global de la fonction objectif, et donc une unique solution optimale. La résolution de ce type de problème est rapide et peut être appliquée à de très larges problèmes.

Le DC-OPF est utilisé dans la plupart des marchés de l'énergie (« market clearing ») pour déterminer le prix de l'énergie à chaque nœud. Les prix au niveau des nœuds ne sont rien d'autre que les multiplicateurs Lagrangien de l'équation balance 16 [11], uniquement si l'objectif est de minimiser les couts. La limite du DC-OPF est qu'il ne prend pas en compte la puissance réactive des flux et ainsi que la limite de la tension au nœud et les pertes. Cela nous permet d'introduire la forme la plus complète d'OPF, appelé AC-OPF.

2.3.3 AC-OPF

L'AC-OPF est la forme la plus avancée et complète de formulation du problème d'OPF. L'AC-OPF est constitué des équations non linéaires exactes des puissances actives et réactives, du courant, de la tension et des pertes. La formulation générale de l'AC-OPF donné par [11] s'écrit de la manière suivante :

$$\min c^T \cdot P_G \quad (17)$$

s. t.

$$0 \leq P_G \leq P_{G,max} \quad (18)$$

$$-Q_{G,min} \leq Q_G \leq Q_{G,max} \quad (19)$$

$$V_{min} \leq V \leq V_{max} \quad (20)$$

$$\theta_{min} \leq \theta \leq \theta_{max} \quad (21)$$

$$|\bar{Y}_{ligne,i \rightarrow j} \cdot \bar{V}| \leq I_{ligne,max} \quad (22)$$

$$|\bar{Y}_{ligne,j \rightarrow i} \cdot \bar{V}| \leq I_{ligne,max} \quad (23)$$

$$|\bar{V}_i \cdot \bar{Y}_{ligne,i \rightarrow j}^* \cdot \bar{V}^*| \leq S_{i \rightarrow j,max} \quad (24)$$

$$|\bar{V}_j \cdot \bar{Y}_{ligne,j \rightarrow i}^* \cdot \bar{V}^*| \leq S_{j \rightarrow i,max} \quad (25)$$

L'ensemble des variables sont des vecteurs ou des matrices. La bar au-dessus de ces variables ($\bar{}$) signifie que ce sont des nombres complexes et (*) indique qu'il s'agit du conjugué. L'objectif décrit à l'équation (17) reste identique au DC-OPF, qui est de minimiser les couts, avec c^T le vecteur des couts des différents générateurs. L'équation (18) indique la limite de puissance active des générateurs et l'équation (19) borne leur puissance réactive. Les équations (20) et (21) détermine la limite de l'amplitude de la tension et l'angle à chaque nœud. Les équations (22) et (23) décrivent la limite de courant des lignes dans les deux sens du flux $i \rightarrow j$, avec l'admittance \bar{Y} (inverse de l'impédance). Enfin les équations (24) et (25) représente la limite du flux de la puissance apparente de la ligne.

L'AC-OPF est actuellement utilisé dans l'optimisation opérationnelle et le contrôle optimal. L'AC-OPF un problème non convexe (optimum global non garantie) et couteux en ressource informatique. La recherche se concentre actuellement sur la relaxation convexe des problèmes non convexes, avec l'apparition récente de la programmation semi-définie, en anglais « semi-definite programming » (SDP).

Partie 3 Outil de dimensionnement

Dans cette partie, nous allons développer dans un premier temps le processus de conception **de l'outil**, puis dans un deuxième temps la modélisation énergétique **d'un système**, et dans un troisième temps la formulation de notre problème **d'optimisation**. **Finalement, la dernière partie sera consacrée** aux outils de programmation utilisés pour la résolution du problème **d'optimisation**.

3.1 Processus de conception

Le processus de conception permet de caractériser les entrées, les sorties et les étapes majeures **de l'implémentation de l'outil**. La figure 23 représente **l'ensemble** du processus, avec les entrées qui sont les demandent électrique et thermique du système étudié, de même que les différents paramètres et les technologies à prendre en compte tel que les prix des technologies, **de l'énergie** ainsi que les caractéristiques techniques de ces différents éléments. **L'étape de modélisation** énergétique traduit **mathématiquement à l'aide d'équations** le système afin de le préparer à la formulation standard **pour l'étape d'optimisation**. Finalement, les sorties sont les technologies et capacités optimales des énergies renouvelables à mettre en **œuvre**, ainsi que la gestion optimale de ces technologies.

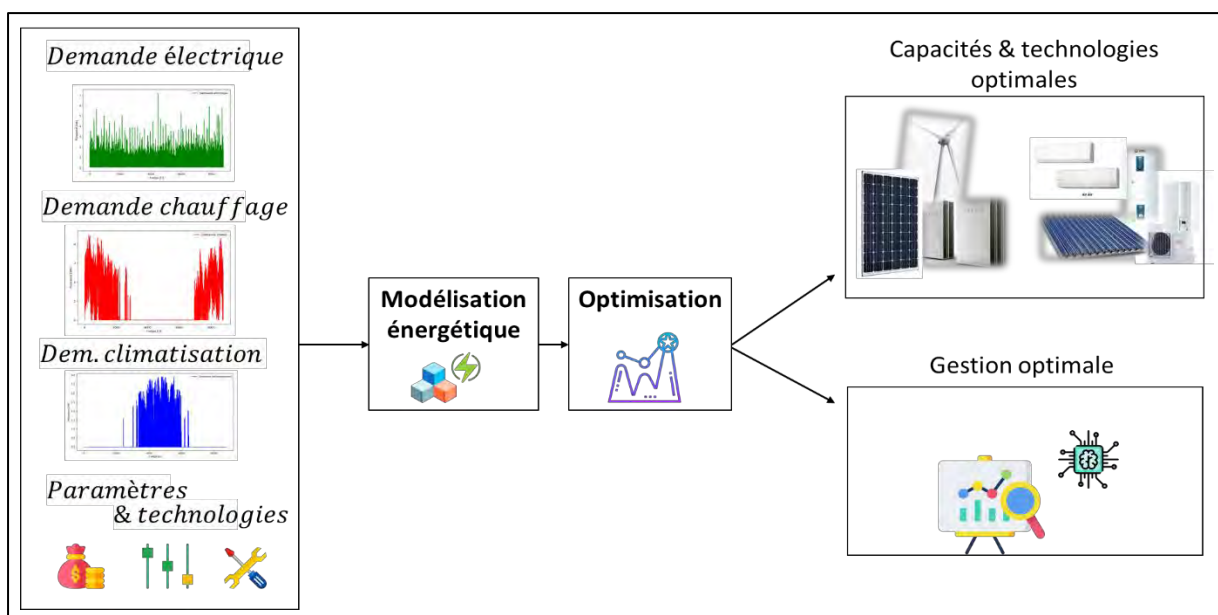


Figure 23 *Processus d'implémentation de l'outil de dimensionnement*

3.2 Modélisation énergétique

3.2.1 Modèle énergétique électrique basique

La modélisation énergétique nous permet de mieux comprendre et décrire physiquement et mathématiquement notre système énergétique. Elle constitue une étape fondamentale dans le **processus d'optimisation**. Nous décidons de représenter **l'ensemble des processus énergétiques en flux de puissance**. Cela nous permet de considérer à la fois les flux de puissance thermique et électrique.

Dans la première étape de modélisation, il **convient tout d'abord de** représenter un schéma des flux de puissance de notre système. Le système de base est constitué uniquement de flux de puissance électrique.

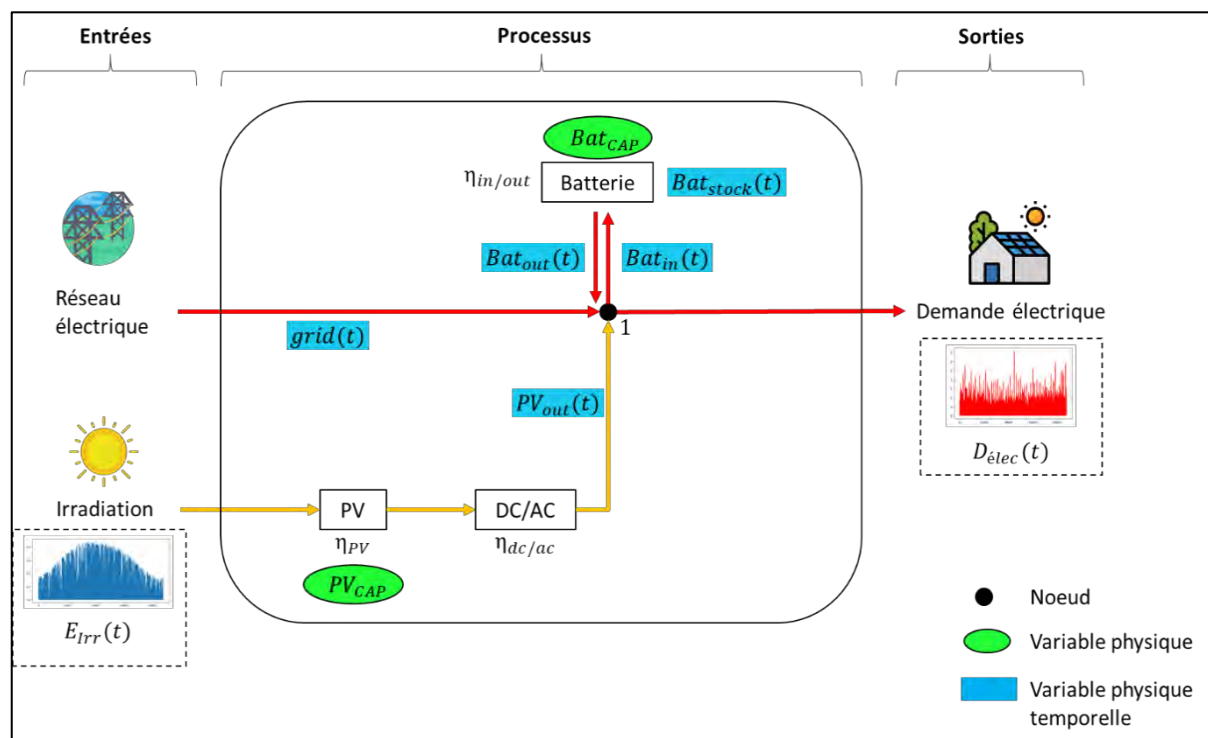


Figure 24 Modélisation énergétique de base [20]

La figure 24 illustre la modélisation énergétique en flux de puissance électrique. Il **s'agit de satisfaire la demande électrique d'un ménage**, approvisionné par le réseau électrique, une centrale PV et également **d'une batterie de stockage**. Les constantes connues du système sont **l'irradiation** horaire annuelle $E_{irr}(t)$ et la demande électrique horaire annuelle $D_{elec}(t)$ du ménage. Nous cherchons à déterminer la puissance crête de la centrale PV (PV_{CAP}) et la capacité de la batterie (Bat_{CAP}), ces éléments sont définis comme variable physique du système.

D'autre part, les éléments du processus tels que les échanges avec le réseau $grid(t)$, la puissance fournie par la centrale $PV_{out}(t)$ et les échanges avec la batterie $Bat_{in/out}(t)$, sont les variables physiques **temporelles du système**. **C'est-à-dire qu'à** chaque pas de temps **elles décrivent l'état** et les échanges du système. Nous allons à présent établir les équations qui traduisent les processus.

ÉQUATION DE LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

$$PV_{out}(t) = \eta_{dc/ac} \cdot (\eta_{PV} + \alpha_k \cdot (T_{cell} - T_{STC})) \cdot E_{Irr}(t) \cdot PV_{CAP} \quad [W] \quad (26)$$

$\eta_{dc/ac}$ [-]	: Rendement nominal onduleur
η_{PV} [-]	: Rendement nominal PV
α_k [%/°C]	: Coefficient de température
T_{cell} [°C]	: Température cellule
T_{STC} [°C]	: Température STC (25°C)
E_{Irr} [W/m²]	: Irradiation
PV_{CAP} [m²]	: Surface PV
t [h]	: Heures

La production de la centrale solaire PV prend en compte les rendements de **l'onduleur**, ainsi que **l'impact de la température** des cellules des PV sur son rendement [12]. On approximera la température des cellules comme étant égale à la température ambiante.

ÉQUATION DE CONTINUITÉ DE LA BATTERIE

$$Bat_{stock}(t) = [1 - \beta_{AD}] \cdot Bat_{stock}(t - 1) + \Delta t \cdot [Bat_{in}(t) - Bat_{out}(t)] \quad [Wh] \quad (27)$$

$$Bat_{in} = \eta_{in} \cdot P_{NOM} \quad [W] \quad (28)$$

$$Bat_{out} = (1/\eta_{out}) \cdot P_{NOM} \quad [W] \quad (29)$$

$$P_{NOM} = c_{ratio_P_{NOM}} \cdot Bat_{stock} \quad [W] \quad (30)$$

β_{AD} [%/Wh]	: Taux auto – décharge
Bat_{in} [W]	: Puissance de charge
Bat_{out} [W]	: Puissance de décharge
Δt [h]	: Pas de temps
η_{in}, η_{out} [-]	: Rendement de charge/décharge
P_{NOM} [W]	: Puissance nominale de charge/décharge
$c_{ratio_P_{NOM}}$ [-]	: Ratio de la puissance nominale par rapport à la capacité de stockage

L'équation de continuité de stockage décrit le comportement de la batterie en considérant un taux **d'autodécharge** [13], les puissances de charges et décharges ainsi que le pas de temps de calcul.

Le système **électrique de base** étant établi il s'agit maintenant de compléter la modélisation en intégrant **l'aspect thermique**.

3.2.2 Modèle énergétique complet

Dans cette modélisation dite « complète », nous allons inclure la demande thermique du ménage. La figure 25 schématise la modélisation complète du système. **D'une part**, le modèle énergétique complète intègre un apport thermique pour le chauffage grâce à une chaudière (CD) au mazout, une centrale solaire thermique (PT) et une pompe à chaleur air-eau (PAC). Un accumulateur thermique (AC) contribue à **augmenter la résilience thermique du ménage**. **D'autre part**, une climatisation (Clim) est mise à contribution pour satisfaire la demande en froid durant la période estivale.

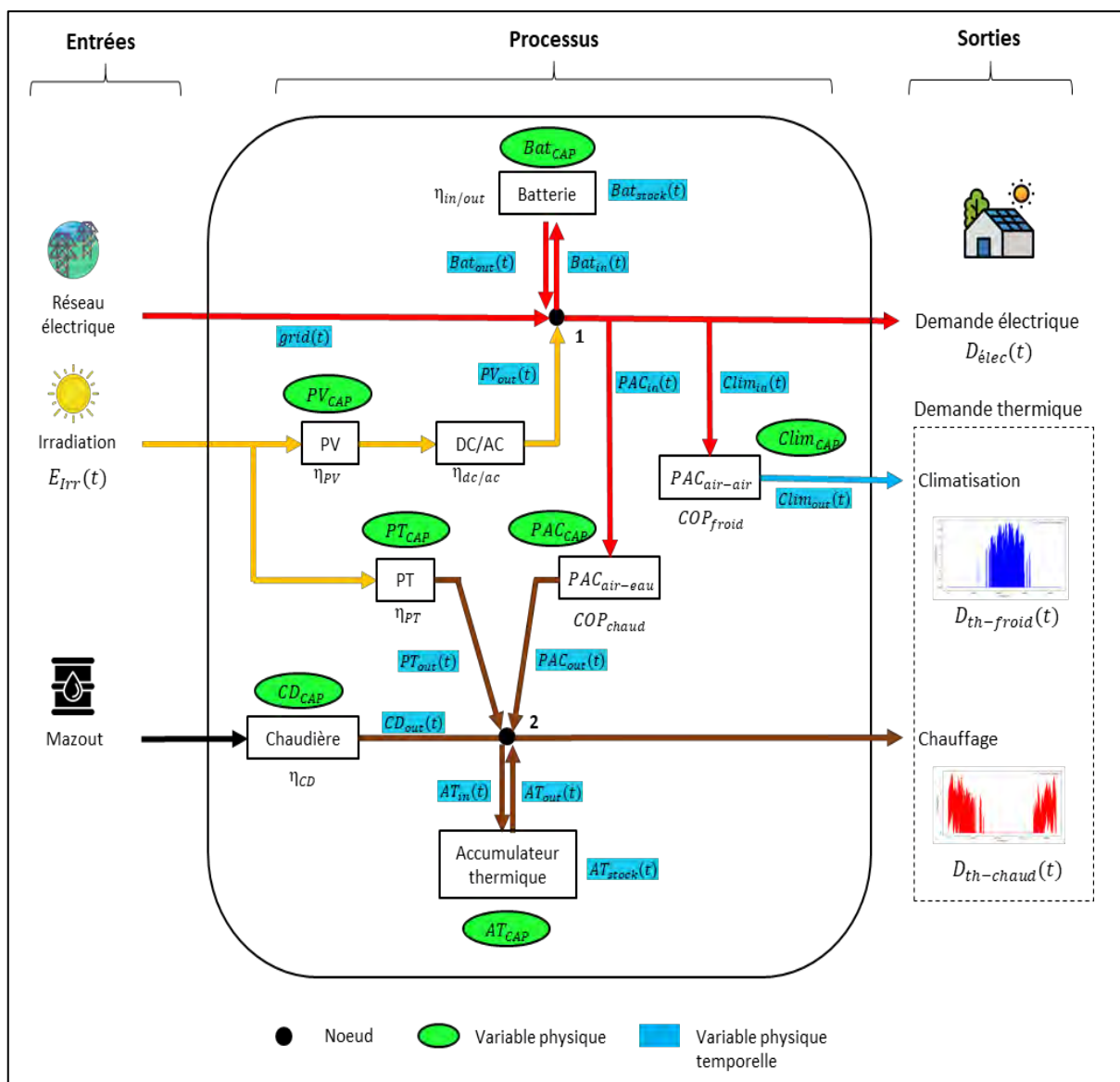


Figure 25 Modélisation énergétique complète

Les variables physiques rajoutées sont la capacité des panneaux thermique, de la chaudière, de la pompe à chaleur, **de la climatisation et de l'accumulateur thermique**. La modélisation thermique a été simplifiée, de telle manière **qu'uniquement des rendements sont appliqués aux différents éléments** thermiques (η_{PT}, η_{CD}) ainsi que les coefficients de performance (COP). **L'accumulateur thermique** est modélisé de manière similaire au stockage électrique en adaptant les rendements. Les équations qui caractérisent la modélisation thermique sont explicitées ci-dessous :

ÉQUATION DE LA PRODUCTION DES COLLECTEURS THERMIQUE

$$PT_{out}(t) = \eta_{PT} \cdot \eta_{circuit} \cdot E_{irr}(t) \cdot PT_{CAP} \quad [W] \quad (31)$$

$\eta_{PT} [-]$: Rendement du collecteur thermique
 $\eta_{circuit} [-]$: Rendement du circuit hydraulique
 $E_{irr} [W/m^2]$: Irradiation
 $PT_{CAP} [m^2]$: Surface des collecteurs thermique

ÉQUATION DE LA PRODUCTION DES POMPES À CHALEUR

$$PAC_{out}(t) = COP_{chaud} \cdot PAC_{in}(t) \quad [W] \quad (32)$$

$$Clim_{out}(t) = COP_{froid} \cdot Clim_{in}(t) \quad [W] \quad (33)$$

$COP_{chaud} [-]$: Coefficient de performance chaud
 $COP_{froid} [-]$: Coefficient de performance froid
 $PAC_{in} [W]$: Puissance de consommation électrique
 $Clim_{in} [W]$: Puissance de consommation électrique

ÉQUATION DE CONTINUITÉ DE L'ACCUMULATEUR THERMIQUE

$$AT_{stock}(t) = [1 - \beta_{PC}] \cdot AT_{stock}(t - 1) + \Delta t \cdot [AT_{in}(t) - AT_{out}(t)] \quad [Wh] \quad (34)$$

$AT_{in} [W]$: Puissance thermique de charge
 $AT_{out} [W]$: Puissance thermique de décharge
 $\Delta t [h]$: Pas de temps
 $\beta_{PC} [\%/Wh]$: Taux pertes de chaleur

L'étape de modélisation étant terminée, nous passons à l'étape d'optimisation. Cette étape nécessite de reformuler le problème sous la forme standard, adaptée aux algorithmes de résolution des **problèmes d'optimisation**.

3.3 Formulation du problème d'optimisation

Nous effectuons la formulation du problème d'optimisation sous la forme standard. Il s'agit de déterminer les capacités optimales des variables physiques de la modélisation énergétique complète (voir fig. 25). C'est-dire que nous cherchons à déterminer les capacités optimales de la centrale PV, PT, PAC, Climatiseur, etc. Pour ce faire, nous allons lister les variables de décisions de notre problème. Ensuite, nous déterminons les contraintes du problème qui traduisent les caractéristiques techniques des éléments de la modélisation. Enfin, nous formulons les fonctions objectives du problème d'optimisation.

3.3.1 Variables de décision

Les variables de décisions sont les variables du modèle dont nous cherchons à obtenir une valeur optimale répondant aux critères des contraintes et de l'objectif du problème. Nous catégorisons deux types de variables, les variables physiques (de dimension $n = 1$) et les variables physiques temporelles (de dimension $n = 8760$) qui représentent les flux de puissance du modèle. À l'aide du modèle énergétique, nous constituons la liste de ces variables physique ci-dessous :

VARIABLE DE DÉCISION PHYSIQUE

$$\begin{array}{lll}
 x_0 : PV_{CAP} & [1,1] & [m^2] \\
 x_1 : PT_{CAP} & [1,1] & [m^2] \\
 x_2 : PAC_{CAP} & [1,1] & [W] \\
 x_3 : Clim_{CAP} & [1,1] & [W] \\
 x_4 : CD_{CAP} & [1,1] & [W] \\
 x_5 : Bat_{CAP} & [1,1] & [Wh] \\
 x_6 : AT_{CAP} & [1,1] & [Wh]
 \end{array} \tag{35}$$

VARIABLE DE DÉCISION PHYSIQUE TEMPORELLE

$$\begin{array}{lll}
 x_7 : grid(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_8 : PV_{out}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_9 : PT_{out}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{10} : PAC_{in}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{11} : Clim_{in}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{12} : PAC_{out}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{13} : Clim_{out}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{14} : CD_{out}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{15} : Bat_{in}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{16} : Bat_{out}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{17} : AT_{in}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{18} : AT_{out}(t) & [1,8760] & [W] \\
 x_{19} : Bat_{stock}(t) & [1,8760] & [Wh] \\
 x_{20} : AT_{stock}(t) & [1,8760] & [Wh]
 \end{array} \tag{36}$$

3.3.2 Contraintes

Les contraintes peuvent être issues des caractéristiques techniques des technologies ou d'un choix explicite. Nous allons développer les équations traduisant ces contraintes en deux parties. Tout d'abord les contraintes de la modélisation énergétique des puissances électriques puis celles de la modélisation des puissances thermiques. Ensuite, nous développerons les équations d'équilibre des nœuds (voir nœud fig.25). Nous établirons pour chaque technologie l'investissement (aussi appelé CAPEX) relatif à la capacité installée de même que son intensité carbone spécifique ($kg_{eq}CO_2$). Cet investissement nous servira à construire nos fonctions objectives dans la section suivante.

CONTRAINTES DES PUISSANCES ÉLECTRIQUES

- Production des PV :

$$\begin{aligned} {}^*x_8(t) &= \eta_{dc/ac} \cdot (\eta_{PV} + \alpha_k \cdot (T_{cell} - T_{STC})) \cdot E_{Irr}(t) \cdot x_0 & [W] & (37) \\ PV_{invest} &= x_0 \cdot c_{PV} & [CHF] & \end{aligned}$$

PV_{invest} [CHF] : Investissement PV
 c_{PV} [CHF/m²] : Cout spécifique des PV

*L'équation 37 est issue de la formule de production des PV (eq.26)

- Stockage électrique :

$$\begin{aligned} {}^*x_{19}(t) &= [1 - \beta_{AD}] \cdot x_{19} \cdot (t - 1) + \Delta t \cdot [x_{15}(t) - x_{16}(t)] & [Wh] & (38) \\ Bat_{invest} &= x_{19} \cdot c_{Bat} \cdot 10^{-3} & [CHF] & \\ x_{15} &\leq p_{in_max} & [W] & \\ x_{16} &\leq p_{out_max} & [W] & \\ x_{19} &\leq Bat_{CAP_max} & [Wh] & \\ p_{in_max} &= p_{out_max} = C_{ratio_PNOM} \cdot x_{19} & [W] & \end{aligned}$$

Bat_{invest} [CHF] : Investissement batterie
 c_{Bat} [CHF/kWh] : Cout spécifique de la batterie
 p_{in_max} [W] : Puissance de charge maximale
 p_{out_max} [W] : Puissance de décharge maximale
 Bat_{CAP_max} [Wh] : Capacité maximale de la batterie
 C_{ratio_PNOM} [-] : Ratio de la puissance nominale par rapport à la capacité de la batterie

Nous contraignons x_{15} et x_{16} De manière à respecter les caractéristiques techniques de la batterie concernant les puissances de charge et de décharge admissible. De même, nous bornons la capacité de la batterie à une capacité maximale arbitraire.

CONTRAINTES DES PUISSANCES THERMIQUES

- Production des PT :

$$^*x_9(t) = \eta_{maz} \cdot \eta_{circuit} \cdot E_{irr}(t) \cdot x_1 \quad [W] \quad (39)$$

$$PT_{invest} = x_9 \cdot c_{PT} \quad [CHF]$$

PT_{invest} [CHF] : Investissement collecteur thermique
 c_{PT} [CHF/m²] : Cout spécifique des collecteurs thermique

*L'équation 39 est issue de la formule de production des collecteurs thermiques (éq. 31)

- Production de la PAC :

$$^*x_{12}(t) = COP_{chaud} \cdot x_{10}(t) \quad [W] \quad (40)$$

$$PAC_{invest} = x_{12} \cdot c_{PAC} \cdot 10^{-3} \quad [CHF]$$

PAC_{invest} [CHF] : Investissement PAC
 c_{PAC} [CHF/kW] : Cout spécifique de la PAC

*L'équation 40 est issue de la formule de production des pompes à chaleur (éq. 32)

- Production de la climatisation :

$$^*x_{13}(t) = COP_{froid} \cdot x_{11}(t) \quad [W] \quad (41)$$

$$Clim_{invest} = x_{13} \cdot c_{Clim} \cdot 10^{-3} \quad [CHF]$$

$Clim_{invest}$ [CHF] : Investissement de la climatisation
 c_{Clim} [CHF/kW] : Cout spécifique de la climatisation

*L'équation 41 est issue de la formule de production des pompes à chaleur (éq. 33)

- Accumulateur thermique :

$$^*x_{20}(t) = [1 - \beta_{PC}] \cdot x_{20} \cdot (t - 1) + \Delta t \cdot [x_{17}(t) - x_{18}(t)] \quad [Wh] \quad (42)$$

$$AT_{invest} = x_{20} \cdot c_{AT} \cdot 10^{-3}$$

$$x_{17} \leq p_{AT_in_max}$$

$$x_{18} \leq p_{AT_out_max}$$

$$x_{20} \leq AT_{CAP_max}$$

AT_{invest} [CHF] : Investissement de l'AT
 c_{AT} [CHF/kWh] : Cout spécifique de l'AT
 $p_{AT_in_max}$ [W] : Puissance de charge maximale
 $p_{AT_out_max}$ [W] : Puissance de décharge maximale
 AT_{CAP_max} [Wh] : Capacité maximale de l'AT

*L'équation 42 est issue de la formule de continuité de l'AT (éq. 34)

Il est important de noter que l'apport électrique du réseau $grid(t)$ et la chaleur de la chaudière à mazout $CD_{out}(t)$, sont considérés comme « infini » dans le sens où, peu importe la demande, ils sont capables de fournir l'énergie manquante. De plus, ces deux variables physiques temporelles sont associées à une intensité d'émission CO_2 . Le fait de rattacher l'émission CO_2 à ces variables est un élément essentiel pour la construction de la fonction multiobjective, elle sera détaillée dans la section suivante.

ÉQUATION ÉQUILIBRE DU NŒUD ÉLECTRIQUE

L'équation d'équilibre du nœud se base sur la loi des nœuds de Kirchhoff qui dit que « la somme des courants entrant dans un nœud est égale à la somme des courants sortants de ce même nœud ». On peut écrire pour le nœud 1 (fig.25) :

$$D_{elec}(t) + x_{10}(t) + x_{11}(t) + x_{15}(t) = x_7(t) + x_8(t) + x_{16}(t) \quad [W] \quad (43)$$

$$x_7(t) \geq 0 \quad [W] \quad (44)$$

L'équation 44 traduit le fait qu'on choisit de ne pas vendre de l'énergie au distributeur compte tenu de notre système de stockage. C'est-à-dire que la variable physique temporelle $grid(t)$ qui représente la puissance demandée au réseau est soit positive ou nulle.

ÉQUATION ÉQUILIBRE NŒUD THERMIQUE

De manière analogue, on peut écrire pour le nœud 2 (voir fig.25) :

$$D_{th-chaud}(t) + x_{17}(t) = x_{18}(t) + x_{12}(t) + x_9(t) \quad [W] \quad (45)$$

$$D_{th-froid}(t) = x_{13}(t) \quad [W] \quad (46)$$

Maintenant que l'ensemble des contraintes du problème d'optimisation ont été formalisées, nous allons établir la fonction multiobjective.

3.3.3 Fonction objective

La fonction objective **caractérise l'objectif** que nous cherchons à optimiser. Dans notre problème, nous décidons de choisir de minimiser les couts **d'investissement** pour les technologies à mettre en place afin de répondre à la totalité des contraintes établies à la section précédente. **D'autre part**, nous décidons également de forcer le problème à réduire ces émissions CO₂. La minimisation de **l'investissement et** la réduction des émissions CO₂ sont les deux objectifs qui reviennent souvent dans la littérature (Partie 2.2). On note également que la réduction des émissions carbone est reliée à **l'autarcie du système**, car les seuls deux variables qui sont associés à une intensité carbone sont **l'approvisionnement** du réseau *grid(t)* et la chaudière au mazout. Donc, réduire ces émissions carbones, correspond à diminuer **l'approvisionnement** du réseau et ainsi **augmenter l'autarcie** du système. **Tout d'abord**, nous définissons les calculs économiques relatifs à **l'investissement**, puis nous établirons la fonction objective de minimisation des couts et enfin le deuxième objectif de minimisation des émissions CO₂.

CALCULS ÉCONOMIQUES

La valeur actuelle nette (VAN) permet de mesurer **la rentabilité d'un** investissement en tenant compte du **taux d'actualisation** (évolution de la valeur **de l'argent dans le temps**) sur les **dépenses d'exploitation** aussi appelé OPEX (**achat d'énergie** par exemple). Les équations sont les suivantes :

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1 + \tau_{actu.})^t} \quad [CHF] \quad (47)$$

$$CF_t = C_i \cdot (1 + \tau_{infl.i})^t \quad [CHF] \quad (48)$$

$$C_{maz.} = c_{maz.} \cdot \int_0^n x_{14}(t) \cdot dt \quad [CHF] \quad (49)$$

$$C_{elec.} = c_{elec.} \cdot \int_0^n x_7(t) \cdot dt \quad [CHF] \quad (50)$$

CF_t	[CHF] : "cash flow" (CF) ou flux net de trésorerie de la période (t) en cours
C_i	[CHF] : Coût net du bien (i)
$\tau_{actu.}$	[–] : Taux d'actualisation
$\tau_{infl.i}$	[–] : Taux d'inflation du biens (i)
T	[année] : Période d'amortissement
$c_{maz.}$	[CHF/kWh] : Prix spécifique du mazout
$c_{elec.}$	[CHF/kWh] : Prix spécifique d'achat de l'électricité
dt	[heure] : Pas de temps
n	[heure]: Horizon de la période étudié

MINIMISATION DES COUTS

Le premier objectif consiste à minimiser les couts **d'investissement (CAPEX)** et **d'achat de l'énergie (OPEX)** sur la période d'analyse T en nombre d'années :

$$\min_{x_{14}, x_7} \left[\sum_j Tech_{invest..j} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{maz.}(1 + \tau_{infl.maz})^t + C_{elec.} \cdot (1 + \tau_{infl.élec.})^t}{(1 + \tau_{actu.})^t} \right] \quad [CHF] \quad (51)$$

$$C_{maz.} = c_{maz.} \cdot \int_0^n x_{14}(t) \cdot dt \quad (52)$$

$$C_{elec.} = c_{elec.} \cdot \int_0^n x_7(t) \cdot dt \quad (53)$$

$Tech_{invest..j}$ [CHF] : Coût d'investissement de la technologie (j)

VARIATION DES ÉMISSIONS CO2

Le deuxième objectif consiste à limiter itérativement les émissions CO₂. Pour ce faire, il est nécessaire de comparer la consommation énergétique initiale (sans capacité renouvelable installée), à la consommation énergétique avec **l'apport des énergies renouvelables**. Cela se traduit de la manière suivante :

$$\begin{aligned} & \tau_{CO2.maz.} \cdot \int_0^n x_{14}(t) \cdot dt + \tau_{CO2.élec.} \cdot \int_0^n x_7(t) \cdot dt \\ &= \left[\tau_{CO2.maz.} \cdot \int_0^n D_{th-chaud}(t) \cdot dt + \tau_{CO2.élec.} \cdot \int_0^n D_{élec}(t) \cdot dt \right] \cdot \epsilon_{limitation_i} \end{aligned} \quad (54)$$

$\tau_{CO2.maz.}$ [kg_{éq.CO₂}/Wh] : Taux d'émissions CO₂ spécifique de la chaudière au mazout

$\tau_{CO2.élec.}$ [kg_{éq.CO₂}/Wh] : Taux d'émissions CO₂ spécifique du réseau électrique

$\epsilon_{limitation_i}$ [-] : Coefficient de limitations compris entre [i = 0,..1]

Ainsi, à chaque itération, $\epsilon_{limitation}$ va contraindre l'achat d'électricité et de mazout de diminuer. Cela aura comme effet d'augmenter l'autarcie du système. Cette méthode de contrainte des variables, est appelé méthode epsilon (Partie 2.1.4.1).

La formulation du problème d'optimisation est maintenant terminée. Nous avons décrit toutes les équations des contraintes et des objectifs. Il s'agit à présent de transcrire la formulation dans un langage de programmation informatique, qui permettra à **l'aide de librairie** adaptée de résoudre le problème. La section suivante est consacrée à la discussion du choix du langage et des librairies **d'optimisation**.

3.4 Outils de programmation informatique

Une fois les étapes de modélisation et de formulation du problème achevées, il convient de passer à la dernière section qui consiste à réécrire la formulation du problème sous un langage de programmation. Puis de rechercher les bibliothèques disponibles qui sont adaptées à la résolution du problème en question.

Pour nous aider dans la sélection du langage de programmation, nous explorons les langages les plus populaires dans le domaine des « data science ». La figure 26 représente le taux de popularité des langages de programmation en fonction des postes liés aux « data science » en 2017 sur la plateforme Indeed. Il en ressort que le langage de programmation « Python » est le plus demandé dans les postes de « data scientists, analyst et engineer », avec plus de 60% de popularité.

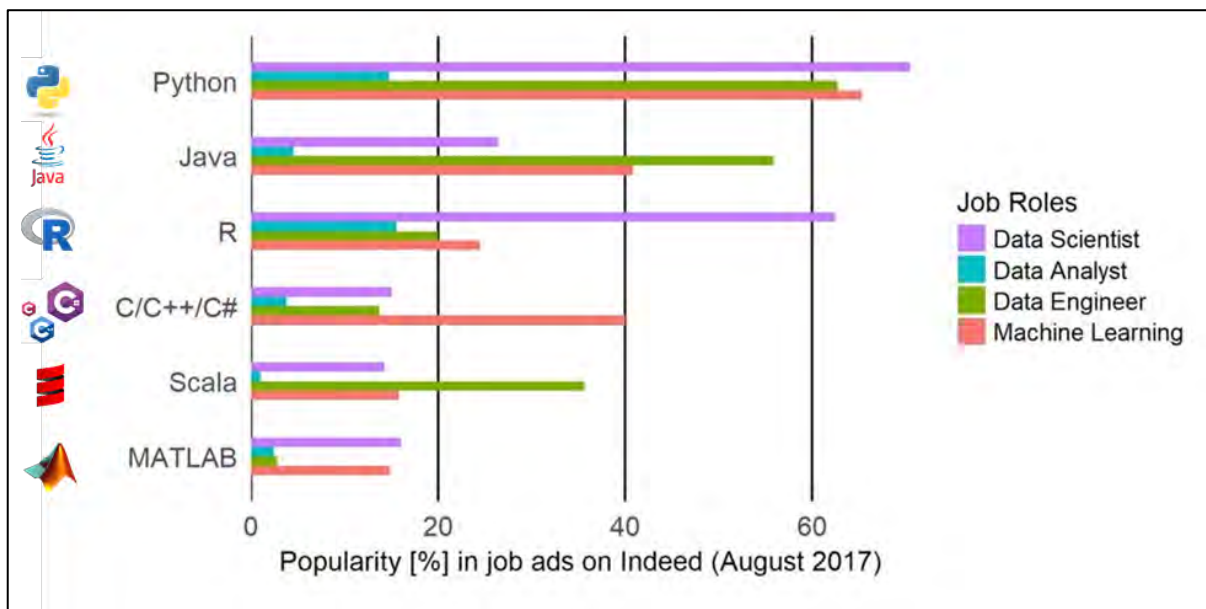


Figure 26 Les langages de programmation les plus populaires en fonction du poste, sur la plateforme de recherche d'emploi Indeed. [www.datacareer.ch]

Nous décidons ainsi de choisir « Python » comme choix du langage de programmation pour le développement de notre outil de dimensionnement optimal. La section suivante est consacrée à la description des caractéristiques du langage « Python » et de ses avantages.

3.4.1 Python & Librairie d'optimisation

La première version publique de python a été lancée en 1991 créée par le programmeur Guido van Rossum. Le langage python se veut être lisible et intuitif à **l'apprentissage**. **C'est un langage** de programmation gratuit et « open-source » (le code est visible par tous) qui dispose d'une grande communauté et une très large panoplie de module de support **et d'outils (librairie)**. Il est réputé pour ces applications dans le domaine scientifique tel que les « datas science » et plus particulièrement le « machine learning », de même que pour sa philosophie « open-source ». Il est également cité par des organismes de référence dans la sphère des programmeurs comme le « langage de programmation le plus tendance de 2019 » [Quora]. Il convient dorénavant de trouver la librairie **d'optimisation** la plus adaptée pour résoudre notre problème. Pour ce faire, nous allons lister les principales **librairies d'optimisation python et donner** leurs principales caractéristiques afin de choisir celle qui convienne le mieux à notre cas.

LIBRAIRIE PYTHON D'OPTIMISATION




			
Nom	SciPy 1.2.2	Pyomo 5.6.6	Pulp 1.6.0
Type de problème	LP/NLP	LP/NLP/MINLP	LP/MILP
Caractéristiques	Résolution de problèmes d'optimisation en nombre réels	Représentation mathématique symbolique des problèmes	Résolution de problèmes d'optimisation linéaire

Tableau 1 Comparaison des librairies python de modélisation de problème d'optimisation

Les librairies du tableau 1 sont appelées structure de modélisation (« modelling framework » en anglais). Elles permettent de modéliser le problème **d'optimisation** souhaité, puis utilisent des solveurs (« solver » en anglais) qui sont munis des algorithmes de résolution des problèmes. Les principaux solveurs « open-source » sont GLPK, COIN-OR, et LP-Solver. Nous choisissons **d'utiliser Pulp** comme framework de modélisation, car notre problème est du type « optimisation en nombre en entier mixte » (abrégé MILP en anglais). De plus, la modélisation de variables dynamique ou appelée dans notre cas temporel est très adaptée à la modélisation avec Pulp.

Partie 4 Étude de cas

Cette partie est consacrée **à la mise en œuvre de l'outil sur** les cas pratiques explicités dans la section 1.1. Pour rappel, **il s'agit d'effectuer** le dimensionnement optimal des capacités de production **d'énergie renouvelable** et de stockage. Pour **chacun des cas d'études** nous ferons un bref rappel de la problématique, puis nous présenterons et analyserons les résultats. Et enfin, nous proposerons la solution optimale de dimensionnement à adopter.

4.1 UTOPIA et Modubois

4.1.1 Problématique

L'un des buts d'UTOPIA est de développer des écohubs, en mettant en place des espaces de coworking, coliving, dans des containers maritimes restaurés. Quant à Modubois, **c'est** une entreprise qui construit des modules habitables inspirés des logements en forme de containers, mais réalisés en bois. Ainsi, ces deux cas **présentent l'intérêt de développer une stratégie d'autonomie énergétique**. L'étude consiste à déterminer les capacités optimales de production et de stockage à installer pour rendre ces containers les plus autonomes possible.



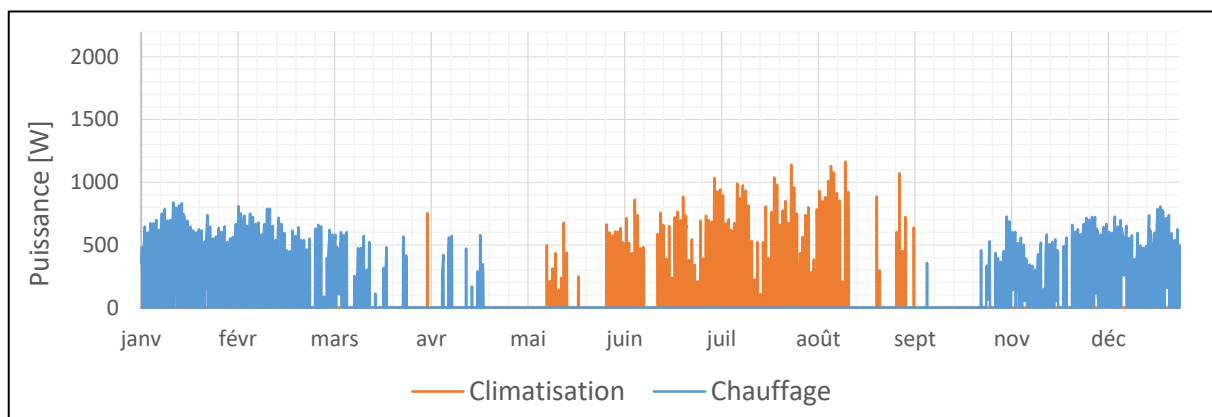
Figure 28 Module habitable Modubois



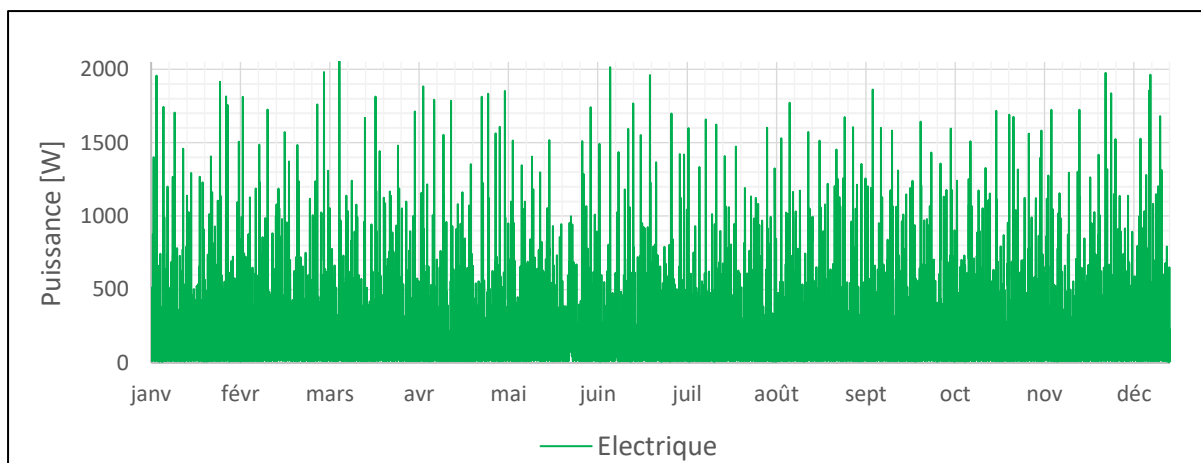
Figure 27 Container UTOPIA

4.1.2 Caractéristiques techniques et énergétiques

Tout d'abord, il nous faut déterminer les caractéristiques techniques du container « type ». Pour les dimensions nous nous basons sur **les caractéristiques d'un** container maritimes de 20 pieds (voir annexe 7.1), **ce qui nous permet d'estimer la** surface plancher et toit disponible **d'environ** 13.84 m². Ensuite, nous calculons la demande thermique **à l'aide** du logiciel bSol. Pour cela, nous utilisons les éléments caractéristiques issus de la fiche « bonne pratique des locaux transportable » (voir annexe 7.2) de la conférence des services cantonaux de l'énergie (EnFK [14]). Cette fiche nous indique les limites de consommation énergétique pour les containers fixée par la législation en vigueur qui se situe à environ 80 kWh_{therm}/m² pour un container isolé, ainsi que les valeurs cibles des coefficients thermiques U des éléments opaques (0.17 W/m²K) et fenêtre (1.0 W/m²K). La fiche nous fournit **également d'autres conseils utiles, tels que mettre en place des stores extérieurs pour diminuer significativement les besoins thermiques en climatisation l'été et l'utilisation de pompe à chaleur air-air pour le chauffage afin de respecter les exigences légales. L'ensemble de ces éléments sont pris en compte pour la** détermination de la demande thermique du container dans le logiciel bSol. Les résultats détaillés obtenus sont disponibles en annexe 7.3. Pour résumer les résultats, nous obtenons 1'250 kWh annuels de consommation énergétique thermique pour 16 m², soit 78 kWh_{therm}/m², ce qui est conforme à la norme en vigueur (80 kWh_{therm}/m²). Nous **avons volontairement décidé d'augmenter la surface de** référence énergétique (SRE) du container à 16 m² afin de considérer un cas défavorable au dimensionnement. En ce qui concerne la consommation électrique des usagers du container, nous avons choisi une courbe de charge de consommation « type » **d'un couple** au chômage.



Graphique 1 *Demande thermique annuelle à l'heure du container*



Graphique 2 Demande électrique annuelle à l'heure du container

Le graphique 1 représente la demande énergétique thermique annuelle du container selon les éléments techniques explicités dans le paragraphe précédent. On remarque un maximum de puissance à environ $1.2 \text{ kW}_{\text{therm}}$ durant la période estivale (fin mai à mi-septembre) en besoin thermique pour le rafraîchissement du container. Durant la saison hivernale (novembre à mi-avril), le besoin en chauffage spécifie un maximum à environ $0.8 \text{ kW}_{\text{therm}}$. Le graphique 2 représente la demande **électrique du container issu d'une consommation « type » d'un couple sans travail**. On remarque des pics de puissance allant jusqu'à $2 \text{ kW}_{\text{elec}}$ **répétitif durant l'année**.

L'axe de la puissance des deux graphiques a été volontairement normalisé à 2 kW afin de mettre avant la consommation électrique d'utilisateurs comparer la demande thermique. On suppose dans ce cas que les usagers ne se soucient pas de leur consommation énergétique, et adopte un comportement « normal ». Ces pics de $2 \text{ kW}_{\text{elec}}$ peuvent être dus à **l'utilisation d'un fer à repasser, d'un sèche-cheveux ou encore d'un four à raclette**. Ce choix de profil de consommation énergétique est volontaire afin de prendre le cas le plus défavorable pour le premier cas de dimensionnement optimal. Le tableau 2 résume les consommations énergétiques annuelles du container « type » **qui se s'élève à 3150 kWh**. La consommation « type » de deux personnes dans une maison individuelle sans chauffage électrique **est d'environ 3600 kWh selon l'OFEN** (page 6 schémas 1 efficacité énergétique dans les ménages Suisse OFEN).

Energie thermique		Energie électrique	TOTAL
Chauffage	Climatisation		
[kWh _{therm}]		[kWh _{elec}]	[kWh]
956	295	1 891	3 141

Tableau 2 Résumé de la consommation énergétique annuelle

4.1.3 Paramétrage de l'outil de dimensionnement

L'étape de caractérisation de la consommation énergétique du container (4.1.2) est essentielle au dimensionnement. L'autre aspect primordial est le paramétrage, c'est à dire l'ensemble des hypothèses sur les prix, les rendements des éléments, le taux émission CO2 ainsi que les contraintes du système. Par contraintes du système on entend, la surface maximale disponible pour les PV, la capacité maximale de stockage installable ou encore la période d'amortissement de l'installation. Le tableau 3 et 4 représente le récapitulatif de ces différents paramètres pour le système photovoltaïque et la batterie. Le reste du paramétrage des composants du dimensionnement est disponible en annexe 7.4.

PV					
$\eta_{dc/ac}$	η_{PV}	α_k	T_{STC}	C_{PV}	A_{PV_max}
[-]		[%/°C]	[°C]	[CHF/m ₂]	[m ₂]
0.95	0.15	-0.45	25	200	13.2

Tableau 3 Paramétrage du système photovoltaïque

Stockage électrique					
β_{AD}	η_{in}	η_{out}	Bat_{stock_max}	C_{ratio_PNOM}	C_{Bat}
[%/kWh]	[-]		[kWh]	[-]	[CHF/kWh]
0.01	0.95	0.95	15	0.57	500

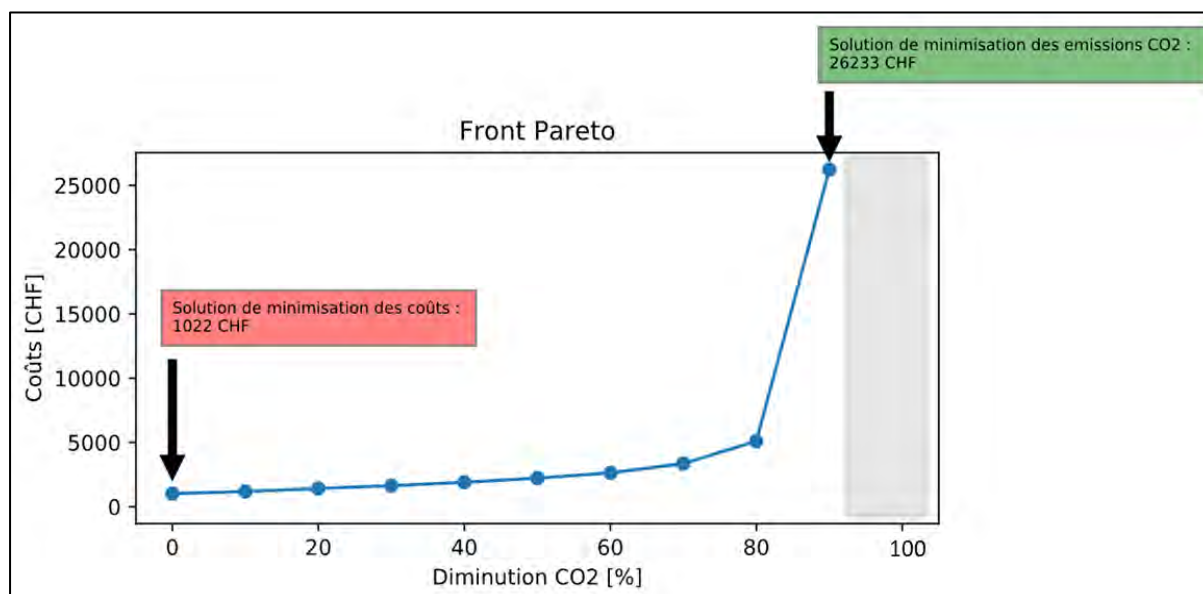
Tableau 4 Paramétrage du stockage électrique

Il est également important de signaler que les courbes de rayonnement solaire annuelles par pas de temps horaire ont été sélectionné pour la région de Sion de l'année 2018 de même que la température moyenne annuelle horaire (annexe 7.5). Ces éléments sont nécessaires pour déterminer la production des PV et PT. Le coût spécifique d'installation des PV a été volontairement abaissé à 200 CHF/m² environ deux fois moins cher que les prix du marché (420 CHF/ m² - swiss-solar.ch), afin de pousser l'optimisation à mettre en place une production solaire. D'autre part, il faut noter que l'ensemble du paramétrage est personnalisable, ici nous prenons les hypothèses des prix spécifiques standard du marché sans recherche plus approfondie.

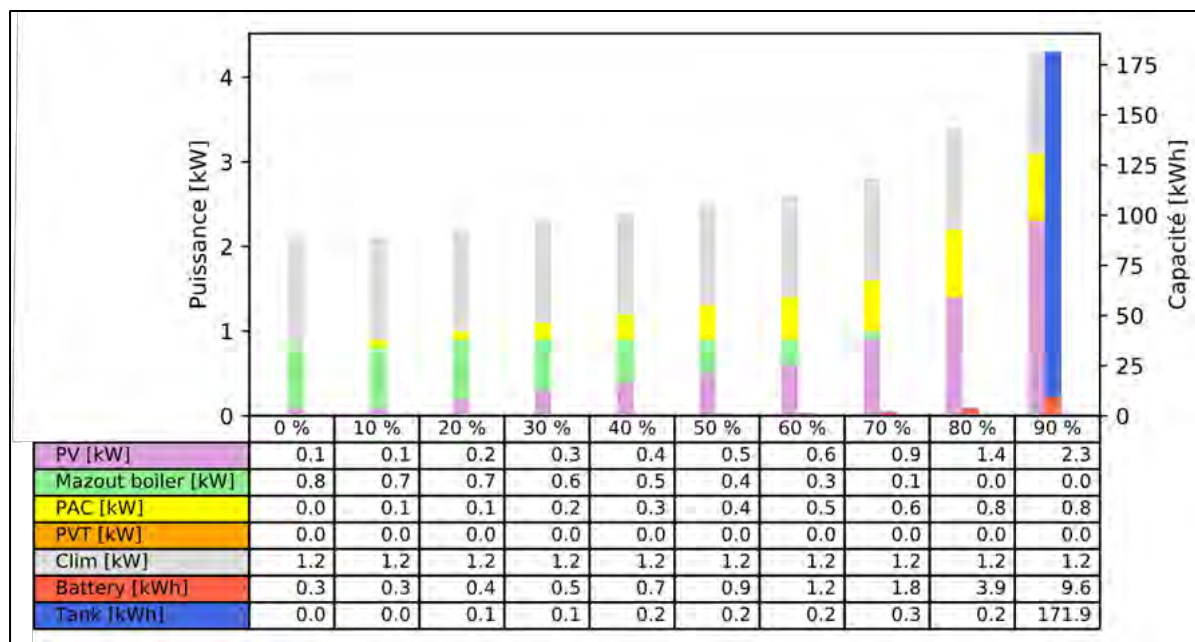
Une fois tous ces éléments définis, il suffit de les rentrer dans l'outil et lancer l'optimisation. La partie suivante est consacrée à la présentation des résultats obtenus.

4.1.4 Résultats du dimensionnement optimal

Le processus de résolution de l'**optimisation** dure environ 1h15. Pour rappel, la durée **d'amortissement** a été fixée à 15 ans. Notre objectif est **d'obtenir** les capacités optimales à installer afin de minimiser les couts et les émissions CO2.



Graphique 3 Couts d'investissement en fonction du taux de diminution des émissions CO2



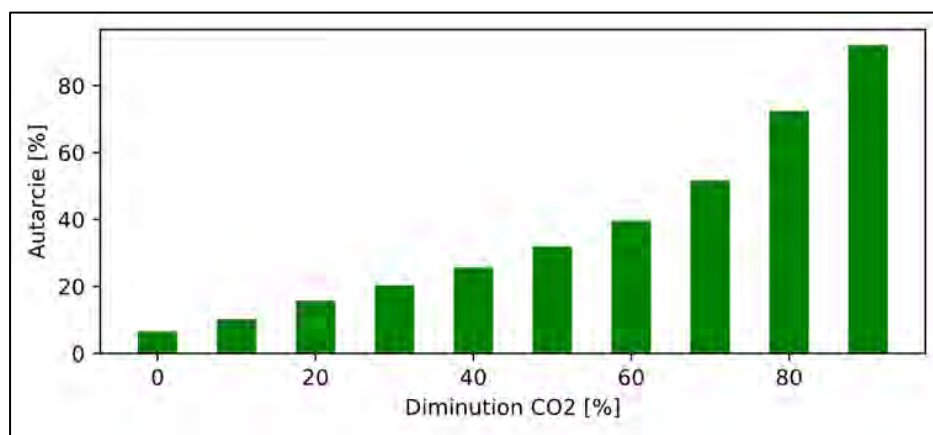
Graphique 4 Composition des capacités à installer par objectif de diminution de CO2

Le graphique 3 représente **les couts d'investissement de l'installation en fonction du taux de diminution des émissions CO2**. On remarque tout d'abord qu'à 0% de diminution (aucune préoccupation pour les émissions carbonées) la solution optimale est d'investir 1 020 CHF. On peut associer cet investissement à la composition des capacités à installer sur le graphique 4, pour le taux de diminution CO2 respectif. Il serait donc optimal **d'installer** 0.1kW de PV, une chaudière à mazout de 0.8kW, une climatisation de 1.2kW et une batterie de 0.3 kWh. Or, la stratégie d'**UTOPIA et de Modubois est de chercher** à rendre autonome et le plus écologique possible leur container, ainsi il apparaît clairement que nous devons sélectionner la solution optimale de diminution CO2. Cette solution optimale se situe aux alentours de 82% de diminution CO2 (environ 10'000 CHF **d'investissement**), car le comportement du front Pareto est exponentiel pour une diminution tendant vers 100%. On remarque une zone grisée, celle-ci indique **qu'aucune solution n'existe** pour un taux de diminution supérieur ou égale à 90%, compte tenu des contraintes et des paramètres du problème susmentionné. Le tableau 5 récapitule les capacités optimales à installer pour 82% de diminution CO2.

PV	PAC	Clim	Batterie	Acc. Therm.
[kW]			[kWh]	
1.5	0.8	1.2	4.7	0.2

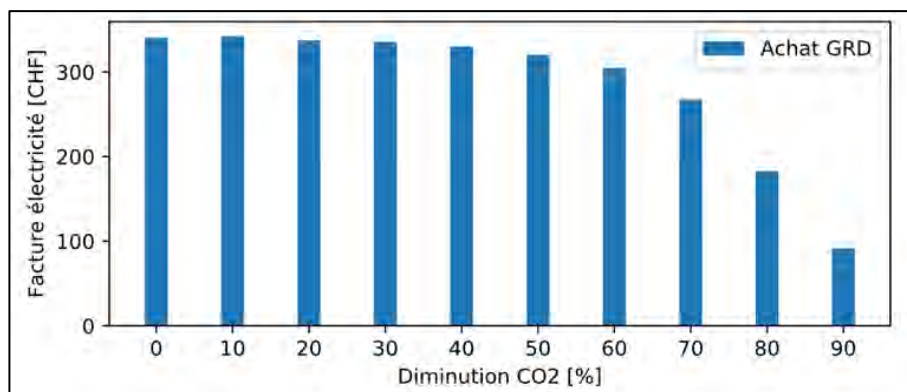
Tableau 5 Capacités optimales à 82% de diminution de CO2

Le graphique 5 représente le niveau d'autarcie en fonction de la diminution CO2. On remarque que le fait de réduire ces émissions CO2 pousse le système à mettre en place plus **des énergies renouvelables et du stockage**. Ainsi, pour l'optimum déterminé à 82% on obtient environ 70% d'autarcie relativement éloignée des 100% d'autonomie.

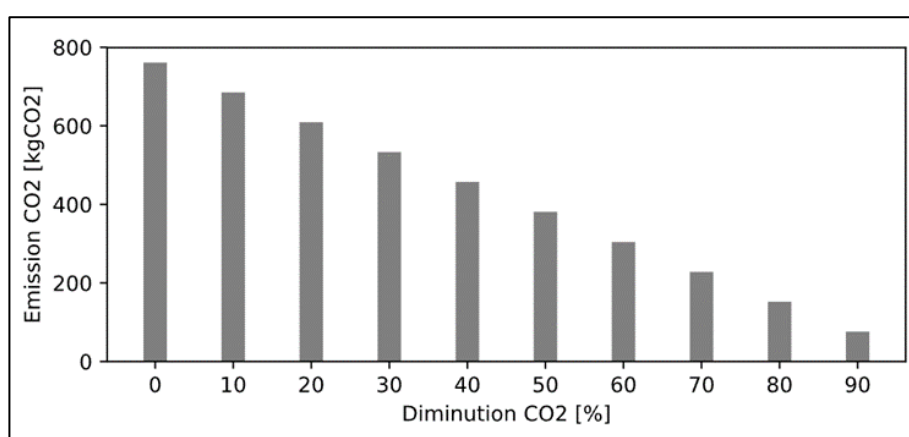


Graphique 5 Niveau d'autarcie atteint en fonction de la diminution CO2

Le graphique 6 représente les factures annuelles d'électricité selon la diminution CO₂ établie. On passerait d'environ 340 CHF à 160 CHF de couts annuels pour un prix d'achat de l'électricité fixé dans les paramètres à 0.18 CHF. Le graphique 7 indique la diminution linéaire des émissions CO₂ confirmant la validité de la diminution. La quantité annuelle d'émission passerait de 800 kg _{éq}CO₂ à 150 kg _{éq}CO₂.



Graphique 7 Évolution de la facture d'achat d'électricité annuelle

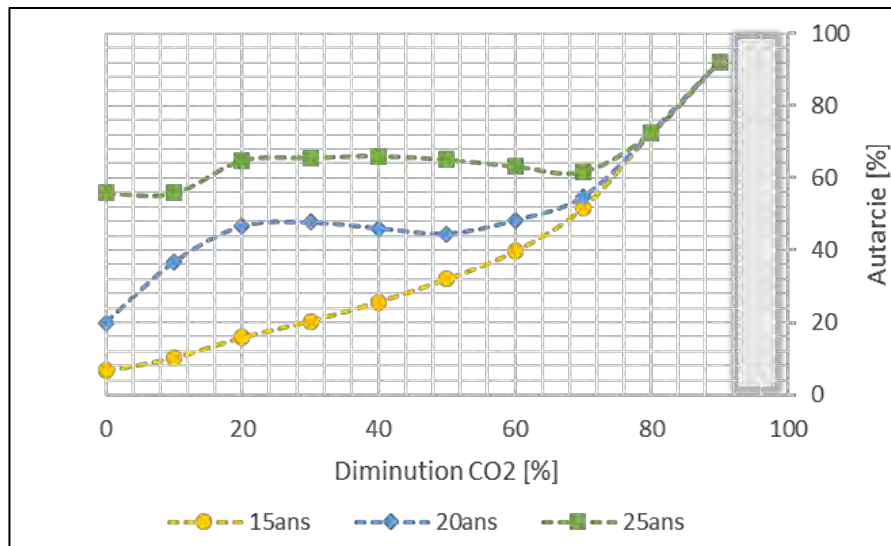


Graphique 6 Evolution de la quantité annuelle de CO2 émise

Il est important de noter que l'ensemble de ces graphes sont générés automatiquement par l'outil. De plus, tous les résultats sont enregistrés dans un dossier créer par le programme « result/csv_result/*.csv ». Les résultats obtenus nous donnent une très bonne approximation des capacités à installer compte tenu des paramètres fixés. Cependant, la demande électrique et thermique, de même que la surface disponible **et la période d'amortissement** sont très contraignantes et peuvent amener à une péjoration des résultats. Nous proposons dans la section suivante **l'étude d'une solution optimale robuste**, tenant compte dans ces facteurs sensibles au dimensionnement.

4.1.5 Analyse **de l'influence** des paramètres

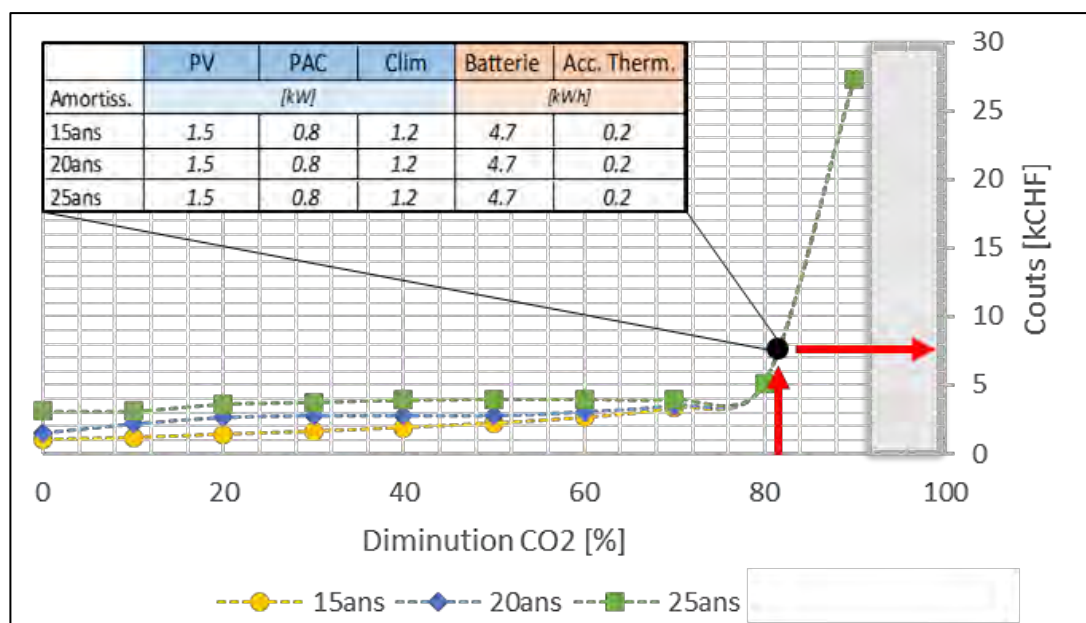
Tout d'abord, nous choisissons **de faire varier la période d'amortissement** de 15, 20 et 25 ans, afin de repérer l'impact sur les capacités à installer, et l'autarcie énergétique du container.



Graphique 8 Évolution du taux d'autarcie pour 3 périodes d'amortissement

Le graphique 8 représente le taux d'autarcie en fonction de la diminution CO2 pour trois différentes périodes d'amortissement de l'installation. Premièrement, on remarque que la courbure des différentes durées d'amortissement est très distinguée de 0% à 80% puis de 80% à 90% celle-ci coïncide. Deuxièmement, le taux initial d'autarcie (0% diminution CO2) est le plus élevé pour une période d'amortissement de 25ans, puis respectivement 20 ans et 15ans. Cela peut s'expliquer par le fait que le problème d'optimisation est relaxé de 5 années et permet d'installer plus de PV, réserver exclusivement à l'alimentation électrique, sans préoccupations des émissions carbone. Le chauffage est exclusivement apporté par la chaudière au mazout. Troisièmement, on observe un maximum local d'autarcie, pour les courbes de 20 et 25 ans, respectivement à 47% et 65%, pour environ 22% de diminution de CO2. Puis, la tendance des courbes est décroissante jusqu'à environ 60%, ceci est contre-intuitive et pourtant trouve une explication logique. À partir du maximum local, la diminution CO2 pousse le système à réduire la consommation du mazout pour le chauffage, et incite à utiliser la PAC, fonctionnant uniquement à l'électricité. Ainsi, le système consomme l'électricité du réseau et perd en autarcie, jusqu'à atteindre un point où même l'intensité carbone du réseau est limitée. À partir de ce point l'autarcie répare en hausse, car forcé de se fournir de sa production solaire.

Finalement, on note que, quelle que soit la **période d'amortissement choisie** le taux maximal **d'autarcie atteint est d'environ 75%**. Il nous analysera maintenant l'**investissement** relatif à ces périodes d'amortissement.

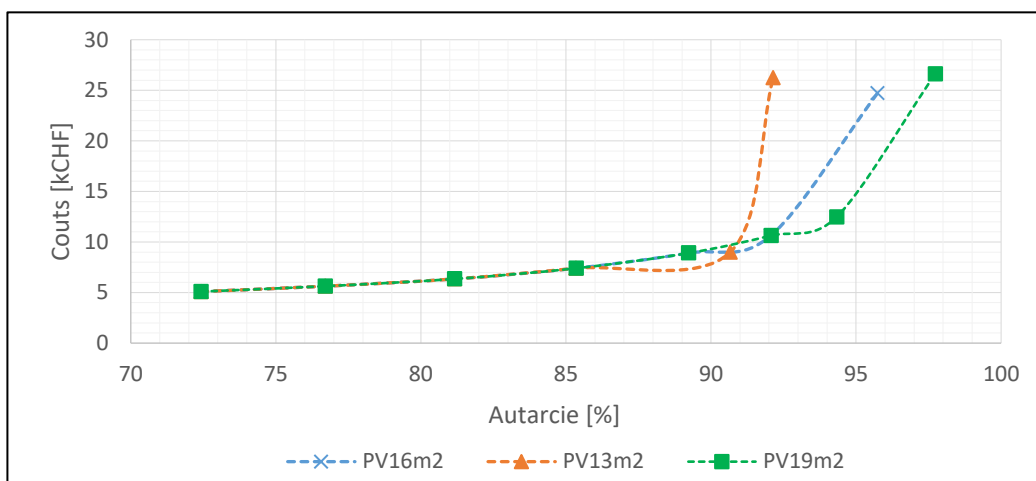


Graphique 9 Evolution des couts d'investissement pour 3 périodes d'amortissement

On remarque sur le graphique 9 **qu'à partir de 70% de diminution CO₂**, le système se retrouve être composé **des mêmes capacités et l'investissement** reste identique. Le point optimal se situe toujours à 82% de diminution CO₂, quel que soit **l'amortissement**, avec un **investissement s'élevant à environ 7 500 CHF**.

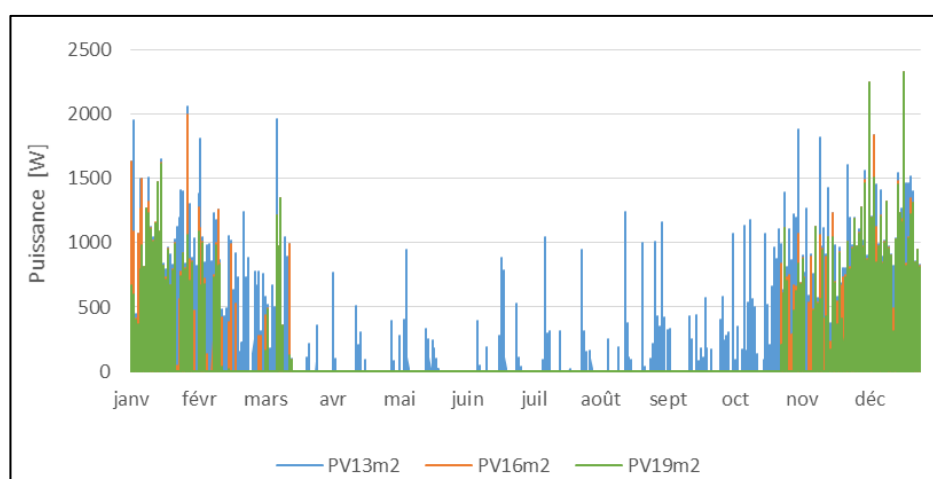
En analysant ces résultats, il en ressort que la seule source de production électrique à partir de 80% de diminution CO₂ est la production solaire. Ainsi la surface disponible de PV (A_{PV_max}) devient la contrainte limitante du dimensionnement. **L'objectif étant de se rapprocher au maximum des 100% d'autarcie du container, nous décidons d'étudier l'influence de la relaxation de la contrainte** sur la surface disponible, en supposant **qu'il serait possible de développer une structure pouvant étendre la surface PV sur le toit du container**.

Le graphique 10 représente les résultats d'investissement en fonction de l'autarcie obtenus pour différente surface disponible de toit. On remarque **que l'augmentation de la surface disponible permet d'augmenter l'autarcie**. La relaxation de la surface disponible permet l'accroissement d'environ 5% de l'autarcie. Il convient donc au mandant de déterminer, par rapport à ces objectifs, quelle surface de toit il est **prêt à installer et d'être averti de l'importante influence de la surface disponible sur l'autonomie** énergétique de son container.



Graphique 10 Investissement total en fonction de l'autarcie pour différentes surface disponible

Il convient maintenant d'analyser la raison de cette difficulté à atteindre les 100% d'autarcie. Pour cela, il est judicieux d'explorer la courbe de la demande électrique au réseau pour les points maximaux d'autarcie atteint.

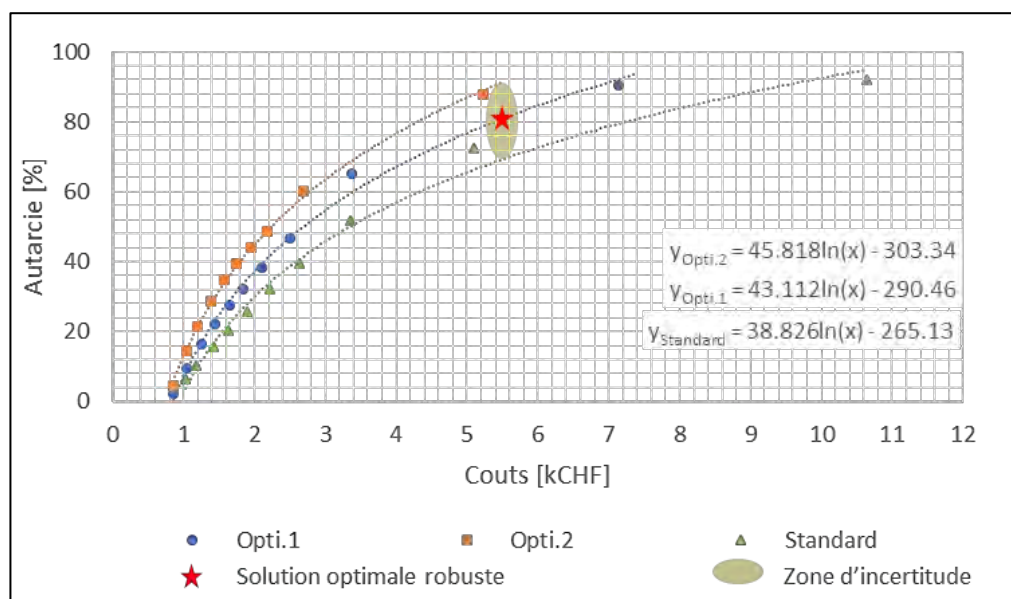


Graphique 11 Demande électrique annuelle pour l'autarcie optimale en fonction des différentes surfaces de toit disponible

On remarque sur le graphique 11 que la demande électrique au grid, pour des systèmes optimaux de différente surface PV disponible, tend à se concentrer durant la période hivernale (novembre-mars). Ainsi, la problématique d'atteindre les 100% d'autarcie est limitée pour des raisons climatiques évidentes. Le manque d'ensoleillement l'hiver et l'énergie nécessaire pour le chauffage (fonctionnement de la PAC) sont les principaux éléments rendant l'autarcie totale du container quasi impossible. En revanche pour des surfaces PV de plus de 16m² la période d'avril à octobre pourrait être passée en totale autonomie.

4.1.6 Solution optimale robuste

L'analyse de l'influence des paramètres d'amortissement, et de la surface PV disponible nous ont permis d'obtenir plusieurs solutions optimales, pour différentes configurations. Il convient finalement de sélectionner la solution optimale robuste, qui tient compte de l'ensemble des composantes, et d'un cas idéal, où les habitants du container adapteront leur consommation énergétique, de manière à être le plus efficaces énergétiquement. Pour cela, nous décidons de réduire uniquement la consommation électrique de l'utilisateur et non la demande thermique. Les trois profils de charge « standard » (1'891 kWh), « opti.1 » (1'160 kWh) et « opti.2 » (772 kWh) sont disponibles en annexe 7.6 . Ainsi, trois solutions optimales pour chaque profil de charge, tenant compte des mêmes contraintes, seront comparées afin d'en ressortir la solution optimale robuste. La période d'amortissement est fixée à 15 ans et la surface disponible à 16 m² conformément aux résultats de l'analyse de la section 4.1.5.



Graphique 12 Autarcie en fonction des coûts pour trois scénarios de consommation

Le graphique 12 représente l'évolution de l'autarcie du container en fonction des coûts d'investissement pour trois scénarios de consommation électrique. Pour les trois scénarios, l'accroissement de l'autarcie est logarithmique. Ainsi, la solution optimale robuste nécessite un investissement de 5'500 CHF pour atteindre environ 80% d'autarcie. La zone d'incertitude représente les potentiels résultats dans la situation où l'utilisateur adopterait un comportement de consommation se rapprochant plus d'un profil « standard » (1'891 kWh) ou de type « opti.2 » (772 kWh).

Finalement, le tableau 6 récapitule les capacités optimales à installer pour le container. Cette solution est un compromis parmi les scénarios de consommation, elle tient compte **de l'influence des** paramètres les plus sensibles dans ce cas, tels **que la surface disponible de PV et la période d'amortissement** (4.1.5). On peut **également signaler que dans la réalité, il est important d'installer au minimum** les capacités de production et de stockage du **tableau 6. C'est-à-dire** que mettre en place plutôt 2 kWc de PV que 1.5 kWc est recommandé, car la différence **n'impacterait pas significativement les couts et assurerait une meilleure autonomie** du container.

PV	PAC	Clim	Batterie	Acc. Therm.
[kW]			[kWh]	
1.5	0.8	1.2	4.8	0

Tableau 6 Capacités optimales robustes à installer pour le container

4.2 ValaisRoule

4.2.1 Problématique

ValaisRoule met à disposition de la population locale et des touristes des vélos de qualités de mai à octobre. **L'association** a également mis en place la possibilité de louer des vélos électriques de ville ou VTT. Les stations ValaisRoule sont des containers aménagés où sont entreposés les vélos. **Avec l'émergence d'un fort dynamisme pour la mobilité douce, la tendance à l'utilisation des vélos** électrique va fortement augmenter. **L'objectif est de pouvoir** recharger les batteries de ses **vélos électriques uniquement à l'aide d'une** production solaire locale. De cette manière, ValaisRoule pourrait promouvoir ces activités et certifier à ces utilisateurs **qu'ils roulent avec de l'énergie 100% durable. L'étude consiste à** dimensionner **l'installation** solaire et le stockage optimal afin rendre le container autonome énergétiquement et **capable de recharger sa flotte d'ebike.**



Figure 29 Station ValaisRoule (Y.Vairoli 2013)

4.2.2 Caractéristiques techniques et énergétiques

Tout d'abord, il convient de déterminer les caractéristiques techniques du **container**. **L'élément essentiel est la surface disponible** de toit du container. Nous **faisons l'hypothèse** que la station vélo est composé d'un container 20 pieds (13.84m^2) et d'un container 10 pieds (7.3 m^2) disposés en « L ». La figure 30 représente le nombre maximal de PV qu'il est possible d'installer sur le toit du container, se chiffrant à 16.3 m^2 . Les caractéristiques des containers et des panneaux sont disponibles en annexe 7.1.

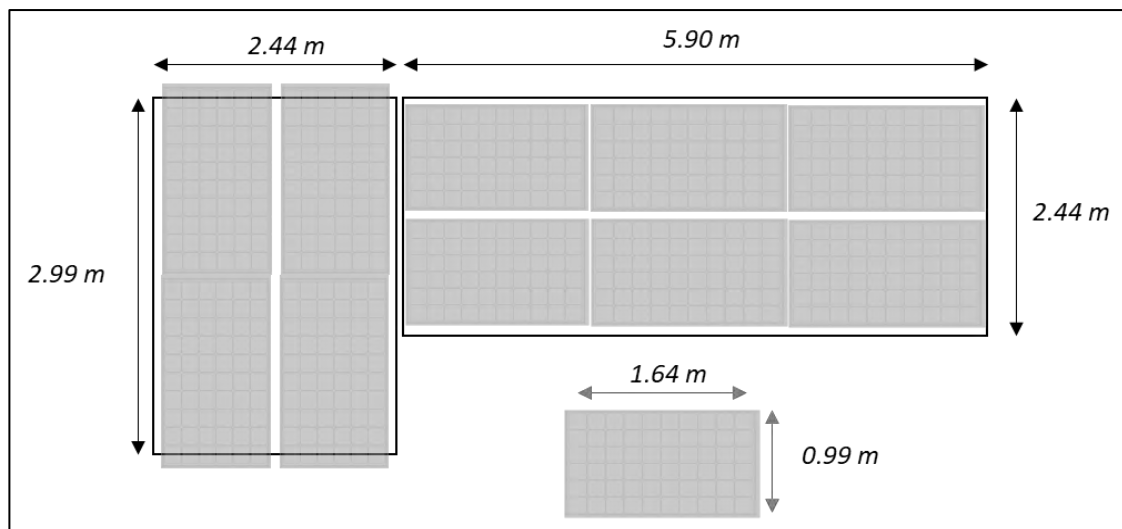
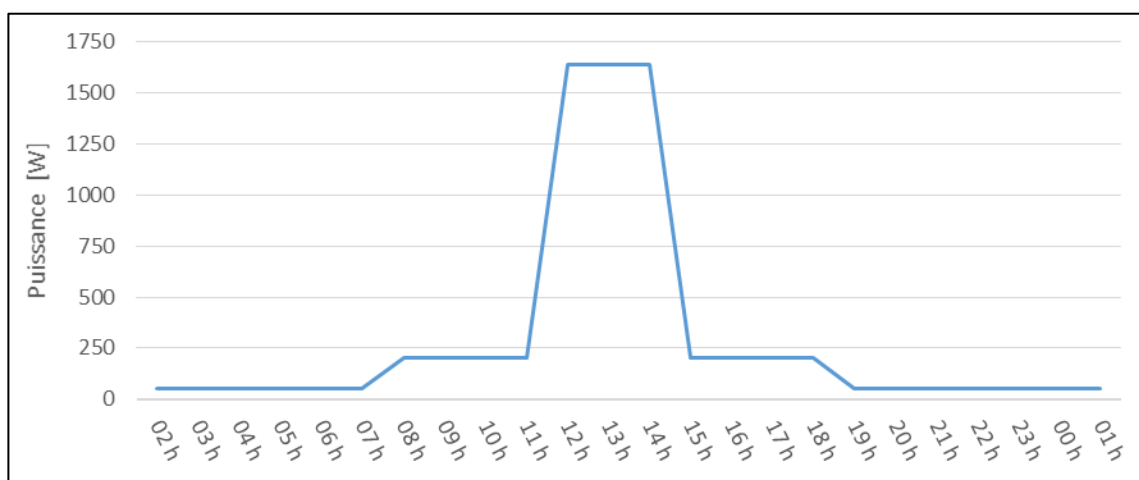


Figure 30 Nombre de PV maximale installable sur le toit du container en "L"

Il convient à présent de déterminer la courbe de charge du container. La demande électrique du container est uniquement liée à la recharge des batteries des « ebike ». Afin de construire la courbe de charge, nous prenons plusieurs hypothèses qui sont susceptibles **d'avoir une influence non négligeable sur le cas réel**. Premièrement, nous supposons que les vélos électriques sont munis de batteries **d'une capacité de 500 Wh (Bosch PowerPack 500, voir annexe 7.7)**. Deuxièmement, nous choisissons le chargeur rapide (Bosch Fast charger, voir annexe 7.8), afin **d'exploiter au mieux la recharge rapide durant la journée. Il est possible de charger à 50% la batterie en 1h15 et à 100% en 3h, avec le chargeur rapide**. Le chargeur rapide délivre au maximum 6A à 36V, soit 216 W de puissance. En tenant compte **d'un rendement hypothétique de 70%**, la puissance de soutirage serait de 280 W. On pourrait ainsi mettre en parallèle 5 recharges rapides, soit 1'400 W.



Graphique 13 Courbe de charge de la consommation électrique de la station

Le graphique 13 représente la courbe de charge construite pour le dimensionnement optimal. Nous avons **décidé de supposer que l'employé responsable de la station** consommera 200 W durant toute la période de travail (7h30 à 18h30). **D'autre part**, nous avons inclus une charge en veille de 50 W pendant la nuit. Enfin, la stratégie de recharge des batteries se concentrera durant les heures les plus ensoleillées (11h30 à 14h30). Les pics de puissance **s'élèvent** à 1660 W, équivalent à 5 recharges rapides **et l'utilisation de l'employé** (ventilateur, chargeur smartphone, ordinateur).

À l'aide de ce profil de consommation journalier de la station, nous construisons une courbe de charge pour toute la saison estivale (mai à octobre). De plus nous utilisons l'irradiation solaire et la température de cette même période (annexe 7.5).

4.2.3 Paramétrage de l'outil de dimensionnement

Le paramétrage de l'outil correspond à l'ensemble des hypothèses sur les prix des composants et autres aspects financiers, de même que les contraintes, tels que la surface disponible de PV ou la capacité maximale envisageable de la batterie. Les tableaux ci-dessous récapitulent ces paramètres.

PV					
$\eta_{dc/ac}$	η_{PV}	α_k	T_{STC}	c_{PV}	A_{PV_max}
[-]		[%/°C]	[°C]	[CHF/m ₂]	[m ₂]
0.95	0.18	-0.45	25	450	16.3

Tableau 7 Paramétrage du système photovoltaïque

Stockage électrique					
β_{AD}	η_{in}	η_{out}	Bat_{stock_max}	c_{ratio_PNOM}	c_{Bat}
[%/kWh]	[-]		[kWh]	[-]	[CHF/kWh]
0.01	0.95	0.95	15	0.43	1500

Tableau 8 Paramétrage du système de stockage

GRD	
$\tau_{CO2\&elec.}$	$c_{elec.}$
[kg _{eq} CO ₂ /kWh]	[CHF]
0.15	0.18

Tableau 10 Paramétrage du distributeur d'énergie

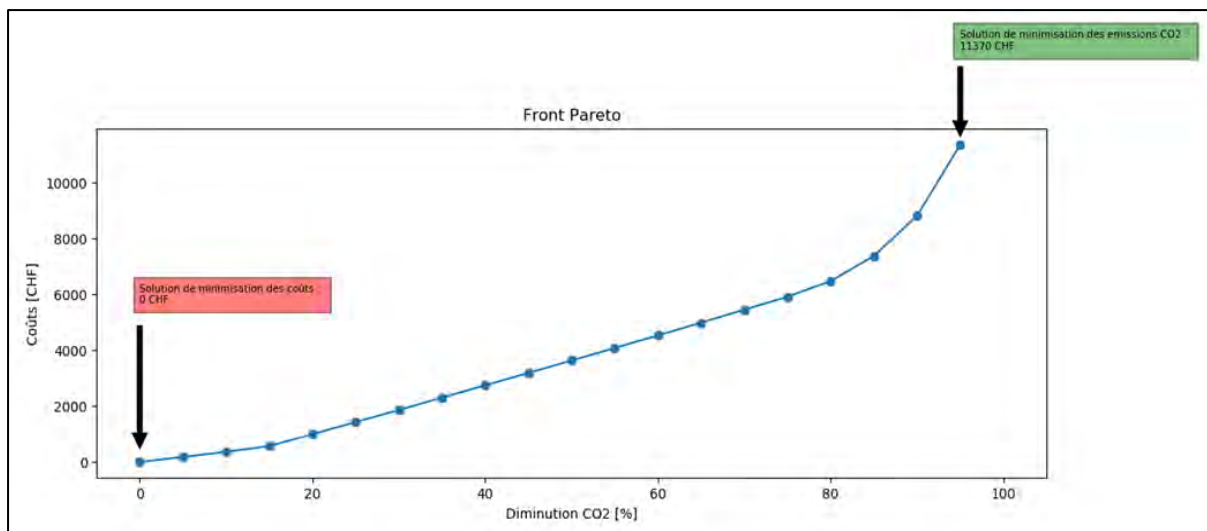
Paramètres économiques		
$\tau_{infl.i}$	$\tau_{actu.}$	T
[-]		[année]
0.04	0.04	15

Tableau 9 Paramétrage économique

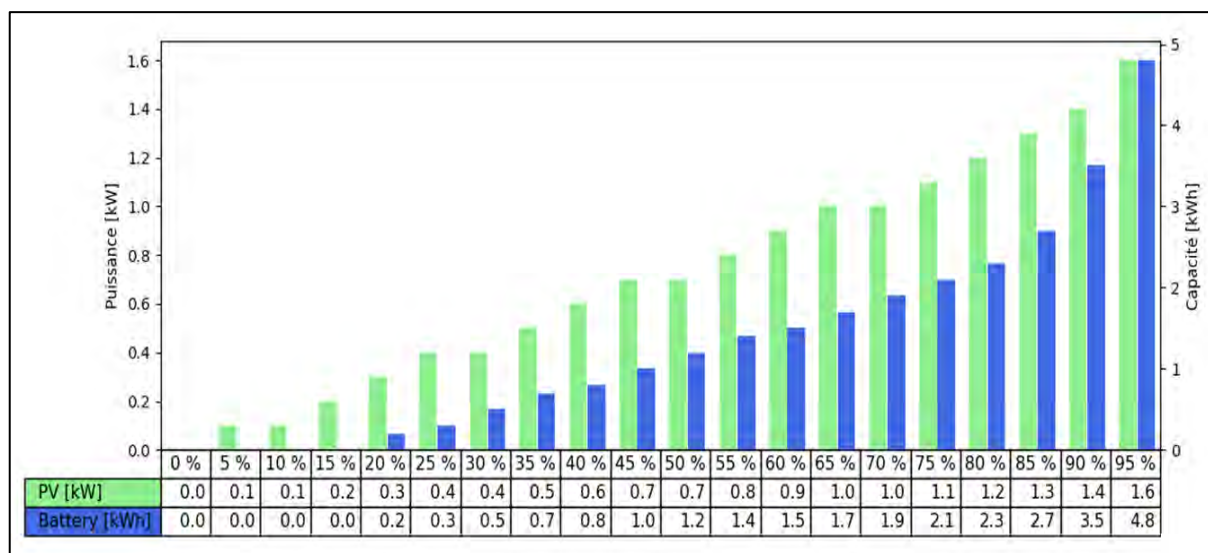
4.2.4 Résultats du dimensionnement optimal

Le processus de résolution de ce problème d'optimisation dure environ 5 minutes.

Les résultats optimaux obtenus selon les paramètres explicités dans la section précédente sont représentés sur le graphique ci-dessous.



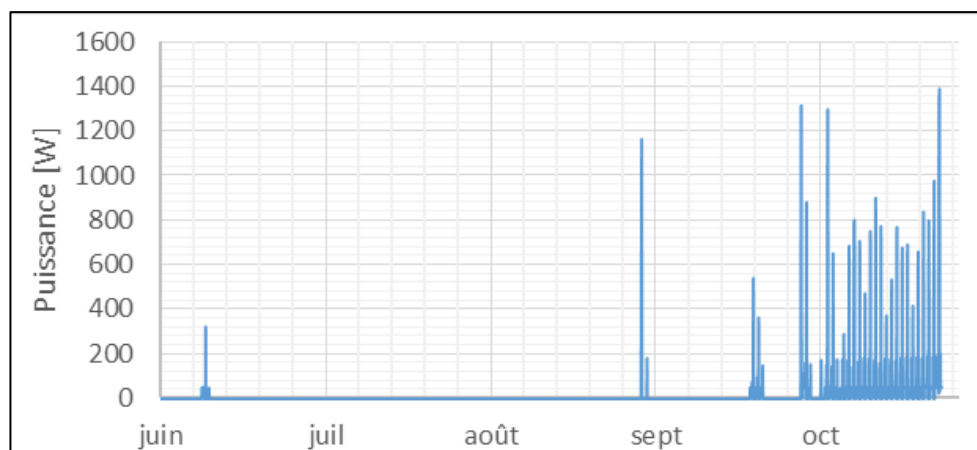
Graphique 14 Coûts d'investissement en fonction du taux de diminution des émissions CO2



Graphique 15 Composition des capacités à installer par objectif de diminution de CO2

Le graphique 14 indique que la solution de minimisation des couts consisterait à ne pas installer de PV, car sur 15 ans, l'installation ne serait pas amortie. Cependant, cette période étudiée ne constitue qu'une partie de l'année et ne prend pas en compte la deuxième partie (octobre à mai), où la station n'est pas exploitée. Durant la période inexploitée, la totalité de la production solaire serait réinjectée dans le réseau. L'objectif étant de rendre la station la plus autonome possible durant cette période, nous choisissons la solution de minimisation des émission CO₂. Cette solution optimale correspond au taux d'autarcie le plus élevé à 98%. La puissance optimale des PV est 1.6 kW_c et le stockage optimal est de 4.8 kWh.

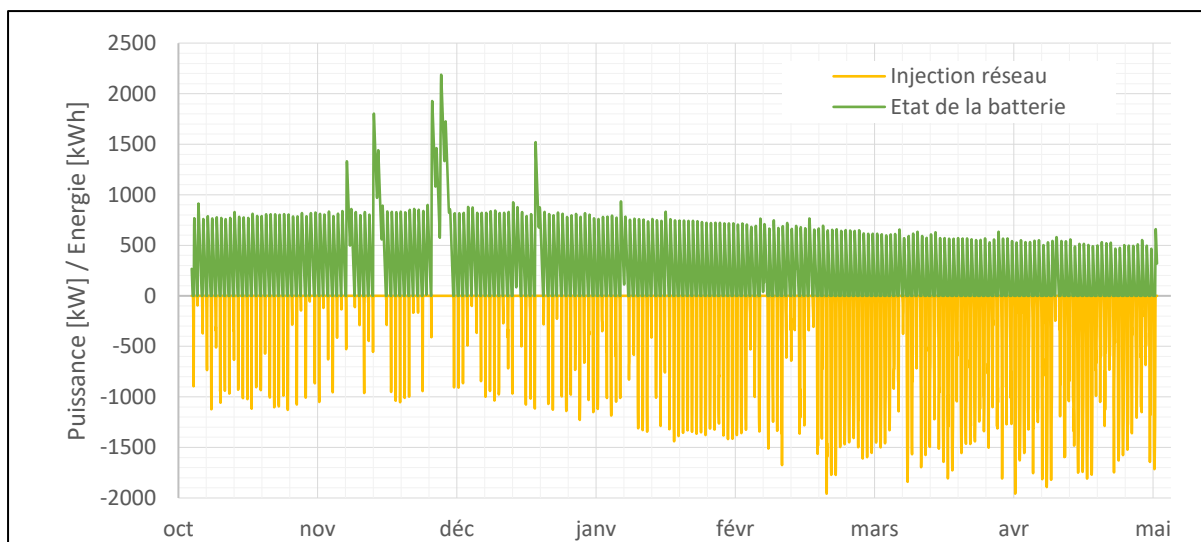
Nous décidons d'explorer la raison de ce fort accroissement de l'investissement lorsque nous nous rapprochons des 100% d'autonomie. Pour cela, nous analysons la courbe de demande au réseau (graphique 16).



Graphique 16 Demande électrique de la station durant la saison estivale pour la solution optimale à 95% de diminution CO₂

On remarque sur le graphique 16 qu'à partir de fin septembre la station commence à ne plus **pouvoir s'autoalimenter** (manque de 50 kWh). Ce problème est lié aux contraintes climatiques, avec la **diminution du nombre d'heures d'ensoleillement et l'augmentation** de la fréquence des précipitations. Cependant, dans cette situation il est probable que les vélos électriques soient moins utilisés du fait du mauvais temps. Compte tenu de ces éléments on peut affirmer que dans au moins 95% (hypothèse de 5% de **marge d'erreur**) du temps, la station est autonome.

Il convient à présent d'analyser l'injection au réseau de la production solaire en hors-saison. Pour cela, nous fixons les capacités optimales et prenons l'hypothèse du prix de rachat fixe à 5ct./kWh (annexe) par le distributeur local.



Graphique 17 Profils d'injection au réseau hors-saison et niveau de la batterie

Le graphique 17 nous indique que de novembre à janvier, peu d'énergie vont être injectée, la majorité de la production va servir à alimenter la charge en veille des appareils de la station (50W). **Au total, l'installation solaire de 1.6 kW_c va produire 1'100 kWh et ainsi rapporter 55 CHF.**

Pour conclure, installer au moins 1.6 kW_c et 4.8 kWh de batterie permettrait de rendre la station autonome, la puissance maximale installable de PV est de 3kW_c. Il est à noter, que la stratégie de mise en charge des batteries des vélos électriques **doit s'opérer entre 11h30 et 14h30, afin de maximiser l'apport de la production solaire direct. La station peut donc recharger l'équivalent de 5 batteries de 500Wh à 100% chacune journalièrement.** Enfin, durant la période hors-saison, la station générera entre 50 CHF et 60 CHF pour sa réinjection au réseau (avec 1.6 kW_c), ce **qui permettra de combler le manque d'énergie en fin de saison et ainsi avoir un bilan annuel positif.**

4.3 Ferme de Cergnement (Gryon) - FMA

4.3.1 problématique

Dans la région des Gryon, une ferme a mis en place en début juin 2019 une installation PV de 30 kW. Le réseau électrique sur lequel la ferme est raccordée appartient aux **forces motrices d'Avançon** (FMA). Depuis la mise en route de **l'installation solaire**, les FMA ont descellé une inversion des flux de puissance au niveau du transformateur sur lequel la ferme est rattachée. Ce changement de flux provoque de fortes instabilités sur le réseau (élévation du niveau de tension). **L'objectif de cette étude consiste** à dimensionner le stockage optimal nécessaire pour remédier au problème des flux de puissances négatifs (réinjection solaire et peu de consommation), et **d'évaluer la potentialité de raccorder** au réseau un nouveau consommateur (chalet voisin).



Figure 31 Photo de la disposition de la ferme et de la buvette, ainsi que du chalet

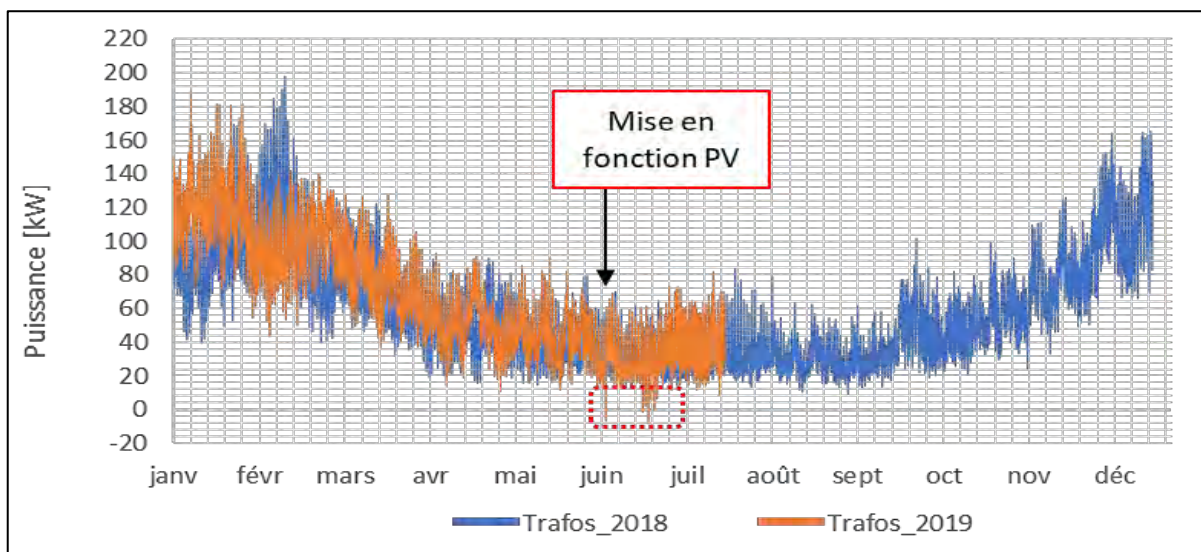
4.3.2 Description des données à disposition

Tout d'abord, nous décidons d'analyser la situation actuelle du réseau et de la courbe de charge des transformateurs dédié à cette partie du réseau. Un plan du réseau de raccordement de la ferme nous est fourni (annexe 7.9). Celui nous indique que la ferme est située en bout de ligne et raccordée à deux transformateurs de 160 kVA et 250kVA. Ces transformateurs sont connectés en parallèle, et associés en fonction de la demande électrique, qui varie principalement entre les saisons été et hiver. En ce qui concerne les données, nous avons à disposition un accès à la plateforme des relevés des mesures du réseau FMA, géré par la société DEPsys. Cette plateforme nous donne accès aux données historiques et temps réel sur **l'ensemble du réseau.**

4.3.3 Analyses des courbes de charges

4.3.3.1 Transformateurs

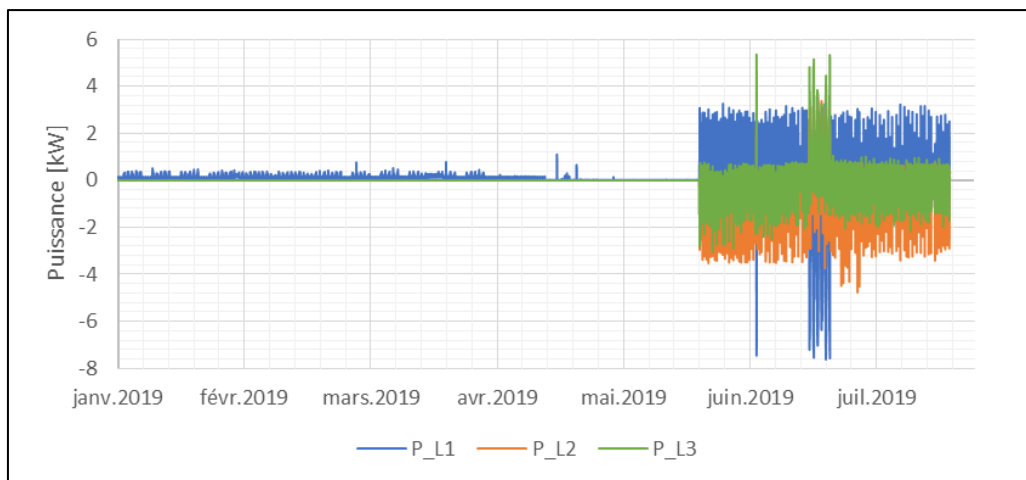
Premièrement, nous analysons la courbe de charge des transformateurs sur l'année 2018 et 2019. Le graphique 18 représente la consommation électrique mesurée au niveau des transformateurs pour l'année 2018 et jusqu'au juillet 2019. On remarque que le profil sur les deux années est similaire jusqu'en juin, bien qu'une baisse de consommation soit notable au mois de février 2019. La consommation moyenne dans la saison hivernale est d'environ 120 kW et pour la période estivale environ 30 kW. En revanche, la consommation minimale durant l'été peut baisser jusqu'à 10 kW. Ainsi, la mise en marche de l'installation PV en juin 2019 fait apparaître des pics négatifs de puissance qui correspondent à des heures de forte production solaire et faible consommation. Ce phénomène provoque une inversion des flux des puissances et une instabilité du réseau.



Graphique 18 Courbes de charges des transformateurs 250 kVA et 160 kVA cumulés pour l'année 2018 et 2019

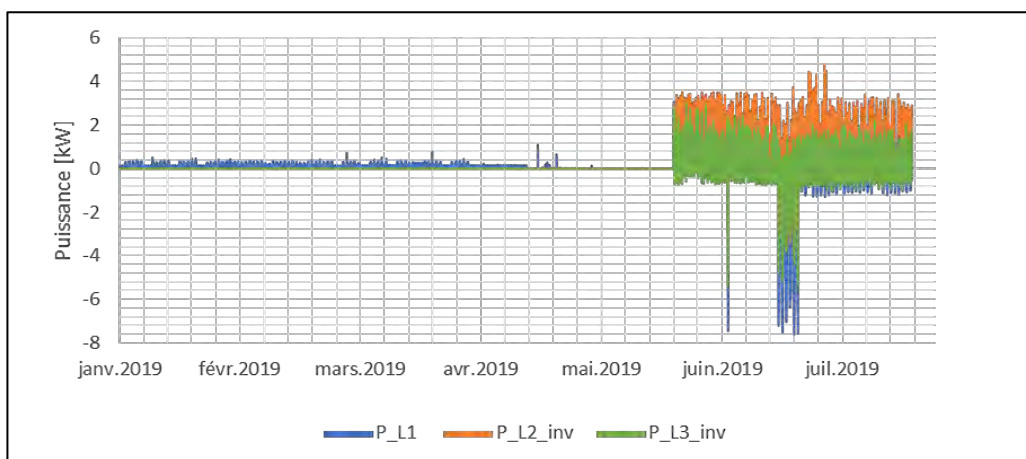
4.3.3.2 Ferme

Un appareil de mesure « grideye » de la société DEPSys a été installé en décembre 2018 sur le bus de la ferme. Le graphique 19 représente le relevé historique de la puissance active sur les 3 phases de la ferme. Premièrement, on remarque une activité quasi inexistante jusqu'en fin mai 2019. Puis à partir de juin, on observe une activité importante avec des pics de puissance à environ 4 kW par phase.



Graphique 20 Mesure de la puissance active des 3 phases sur le bus de la ferme de janvier à août 2019

En revanche apparaît une anomalie sur les phases 2 et 3. L'installation PV n'étant mise en marche qu'à partir de début juin, il n'est pas possible d'enregistrer de pic négatif, observable de mi à fin mai pour les phases 2 et 3. Celle-ci devrait correspondre au profil de la phase 1. Ainsi, nous supposons que l'appareil de mesure pour les phases 2 et 3 a été branché dans le sens inverse. Pour cette raison, nous corrigeons ces profils afin d'obtenir les profils représentés sur le graphique 20.

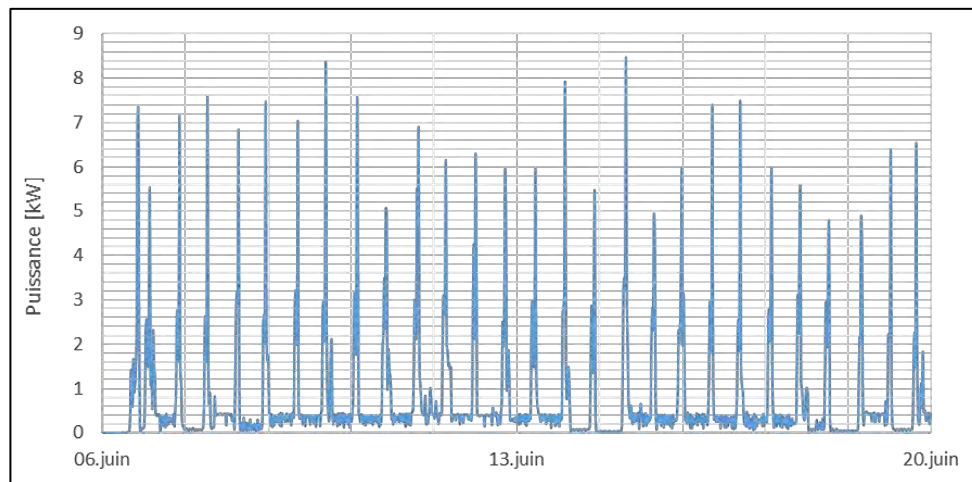


Graphique 19 Profils des puissances actives de la ferme de la phase 2 et 3 corrigés

Le graphique 20 confirme notre analyse et démontre la correspondance des profils pour les 3 phases. On peut également signaler que la courbe de charge 2019 du transformateur (voir graphique 18) permet de vérifier la correction effectuée sur les mesures. Les pics négatifs mesurés **sur le transformateur sont d'environ -10 kW**. Or la consommation minimale à cette période est de 10 kW. Ainsi, pour obtenir ces pics négatifs il faudrait au moins 20 kW de production solaire. De ce fait, les 3 phases mesurées sur la ferme doivent nécessairement avoir un profil similaire, afin

que leur somme équivaille au 20kW. Donc l'analyse de la courbe de charge du transformateur permet de valider notre correction effectuée sur les profils de la phase 2 et 3.

Par la suite, pour effectuer le dimensionnement optimal, nous extrayons la consommation électrique type de la ferme en sommant les puissances actives des 3 phases corrigées. Nous utilisons deux semaines types mesurées avant la mise en route de **l'installation solaire**.

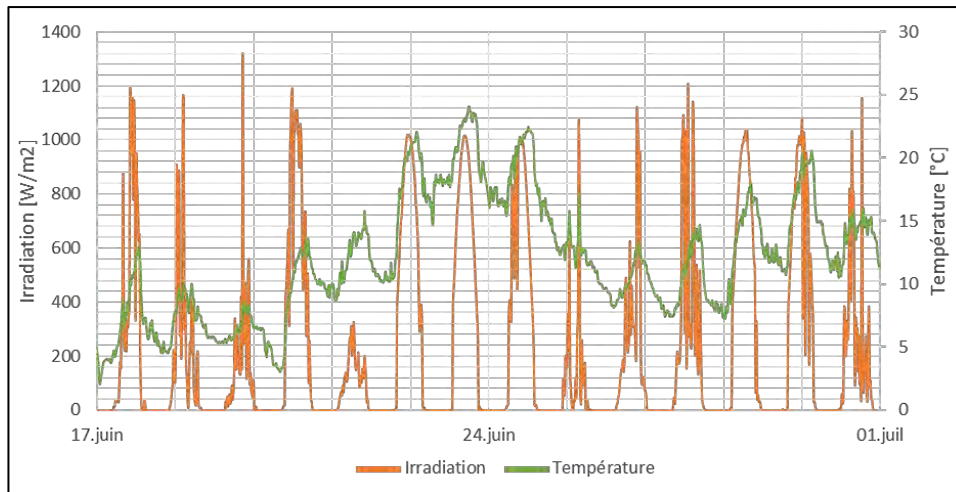


Graphique 21 Consommation électrique type de deux semaines en saison estivale

Le graphique 21 représente la courbe de charge type de la ferme pour deux semaines en été. Nous l'avons construite en sommant les puissances actives des trois phases mesurées. On remarque des pics de consommation à 8.5 kW, et une charge de base à environ 0.5 kW.

4.3.4 Données météorologiques

Pour l'estimation du profil de la production solaire, nous utilisons des données obtenues sur le site internet du refuge de Solalex proche de la ferme de Cergnement. La station météo a été installée **par l'Université de Lausanne** en aout 2015. **Nous disposons des mesures toutes les 20 minutes de l'irradiation** solaire et de la température **jusqu'en** mai 2018. Le graphique 22 représente deux semaines types **d'ensoleillement et de température** proche de la ferme en été. Nous utiliserons ces **mesures** dans l'outil de dimensionnement.



Graphique 22 **Profil type de deux semaines d'ensoleillement et de température en juin 2016 au refuge de Solalex**

4.3.5 Paramétrage de l'outil de dimensionnement

Le paramétrage de l'outil dans ce cas d'étude constitue à spécifier les caractéristiques de la batterie et de fixer la puissance crête de l'installation solaire à 30 kW (120 m² de surface).

PV					
$\eta_{dc/ac}$	η_{PV}	α_k	T_{STC}	C_{PV}	A_{PV}
[-]		[%/°C]	[°C]	[CHF/m ₂]	[m ₂]
0.95	0.16	-0.45	25	450	120

Tableau 12 Paramétrage PV pour puissance de 30 kW

Stockage électrique					
β_{AD}	η_{in}	η_{out}	Bat_{stock_max}	$C_{ratio_P_{NOM}}$	C_{Bat}
[%/kWh]	[-]		[kWh]	[-]	[CHF/kWh]
0.01	0.95	0.95	250	0.44	700

Tableau 11 Paramétrage de la batterie

Paramètres économiques		
τ_{infl_i}	$\tau_{actu.}$	T
[-]		[année]
0.04	0.04	15

Tableau 14 Paramètres économique

GRD	
$\tau_{CO2\acute{e}lec.}$	$C_{elec.}$
[kg _{eq} CO ₂ /kWh]	[CHF]
0.15	0.18

Tableau 13 Paramètres distributeur réseau

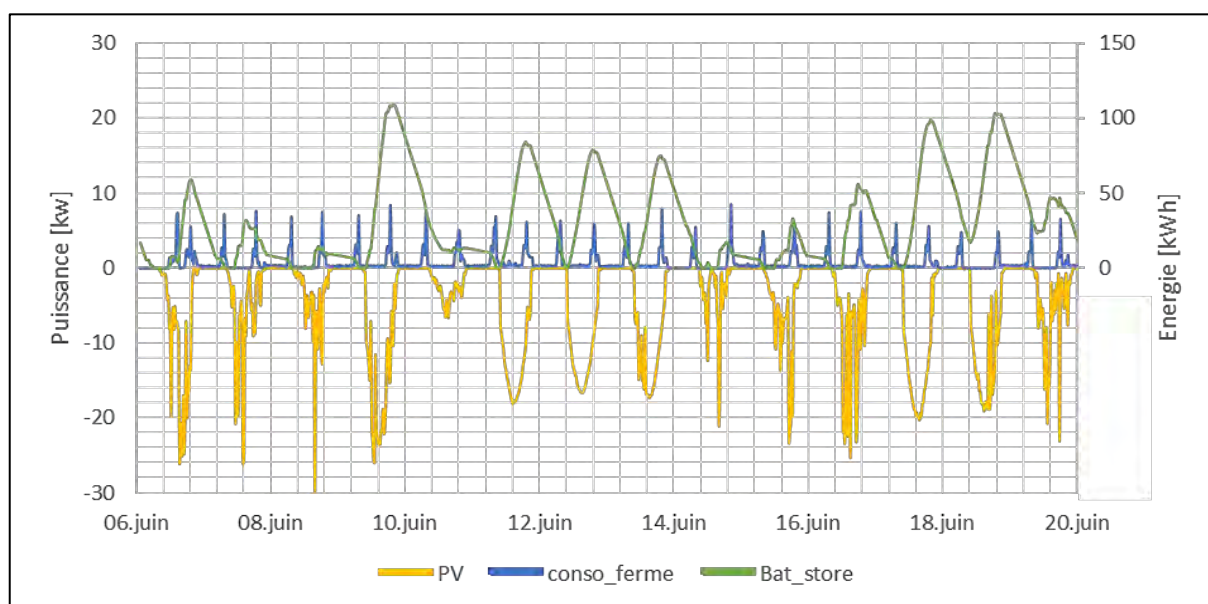
4.3.6 Résultats du dimensionnement optimal

Le processus de résolution de ce problème d'optimisation est grandement simplifié par rapport aux deux autres cas d'étude. Ici, l'objectif est uniquement de déterminer la capacité de la batterie compte tenu d'une installation PV existante. Le résultat du dimensionnement optimal de la batterie est récapitulé dans le tableau 15.

		Ferme	Ferme + Chalet
BATTERIE	kWh	127	114
P_MAX_CHARGE	kW	30	25
P_MAX_DECHARGE	kW	-8.5	-5.2

Tableau 15 récapitulatif des résultats optimaux de la capacité de la batterie et des puissances maximales de charge et décharge

On remarque, comme récapitulé dans le tableau 15, que la capacité de la batterie optimale, en considérant **uniquement la consommation de la ferme l'été**, est de 127 kWh. La puissance maximale de charge est de 30 kW, qui correspond à la production solaire maximale. Et la puissance maximale de décharge est de 8.5 kW, qui est la consommation maximale **sur l'échantillon de deux semaines exploitées**. D'autre part, on note **qu'en utilisant une courbe de charge supplémentaire d'un foyer de 4 personnes** pour cette même période, on obtient une capacité de batterie de 114 kWh. Il serait intéressant maintenant **d'analyser le profil du niveau de la batterie résultant du processus d'optimisation**.



Graphique 23 Comportement optimal de la batterie sur la période de dimensionnement

Le graphique 23 représente, **d'une part l'évolution du niveau de la** batterie « Bat_store » en kWh , et **d'autre part le profil de consommation et de** production solaire sur les deux semaines étudiées. On remarque que la batterie est fortement exploitée, car les activités de la ferme débutent généralement tôt le matin (au lever du soleil) et en fin de journée. Ainsi, la batterie est en partie chargée durant la journée et exploitée durant les heures **d'activités**. La ferme et le **raccordement d'un consommateur** supplémentaire atteindraient donc une autonomie totale en été.

Pour conclure, nous conseillons aux FMA de mettre en place une batterie **d'une** capacité de 120 kWh. Ce choix a été fait afin de ne pas surdimensionner la batterie dans le cas où le chalet, **ou d'autres** consommateurs seraient raccordés au réseau. La batterie devrait **avoir une puissance nominale de charge d'environ 30 kW**. Le montant pour ce type de batterie se situe généralement autour de 700 CHF/kWh¹³ montage inclus, soit environ 100'000 CHF. Cet investissement permettrait de régler les problèmes **d'inversion de flux de puissance** observé en juin 2019, ainsi que de permettre **l'acquisition de nouveaux clients au réseau**. Finalement, la batterie augmentera la robustesse du réseau en bout de ligne, et régulerait significativement les variations de tension sur ce bout de réseau.

¹³ Tesla Powerwall, SonnenBatterie, Schneider Electric, SolarWatt

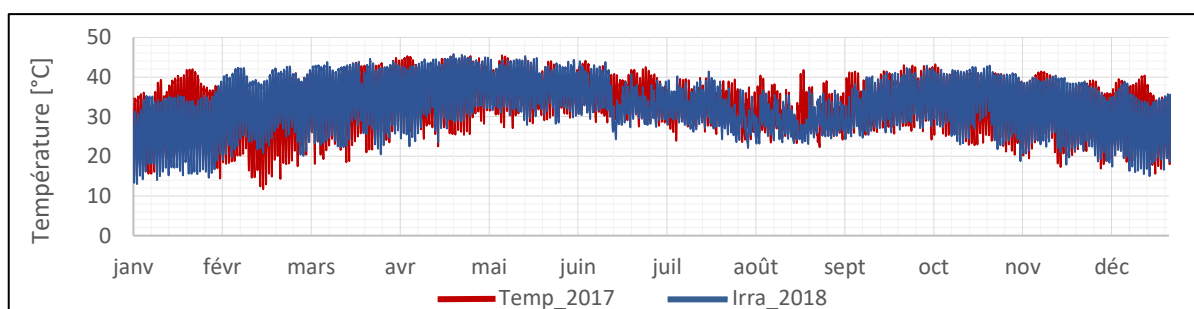
4.4 Ville de N'Djaména (Tchad)

4.4.1 Problématique

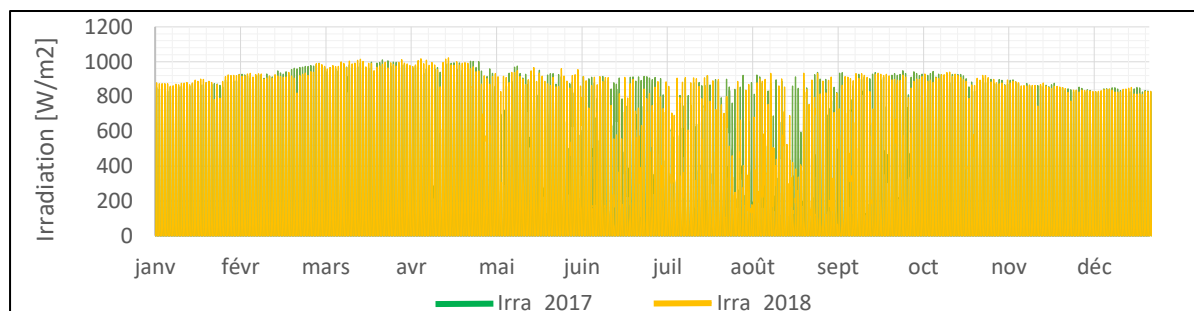
L'approvisionnement électrique de la ville de N'Djaména est assuré par la SNE. Les deux centrales qui fournissent la ville sont composées de plusieurs génératrices diesel fonctionnant en parallèle. Les centrales de production rencontrent de multiples problèmes liés aux fortes contraintes climatiques tels que la poussière et les températures élevées. De même, **l'intense exploitation des machines** accélère la défectuosité des pièces. Ces problèmes provoquent **des coupures d'électricité** récurrente qui impacte fortement **l'économie du pays** et motive le mécontentement de la population. Il s'agit dans cette étude d'exploiter **l'excellent gisement solaire** en dimensionnant une centrale solaire qui serait capable de compenser la charge subie par les génératrices, et éventuellement remplacer les groupes de productions à énergie fossile.

4.4.2 Données météorologiques & Courbes de charges

Les données météorologiques ont été achetées sur la plateforme « meteoblue.com » dont le siège est à Bâle, réputé pour ces performantes mesures. Les courbes de charges des génératrices des centrales (années 2017 et 2018) nous ont été délivrées par la SNE.

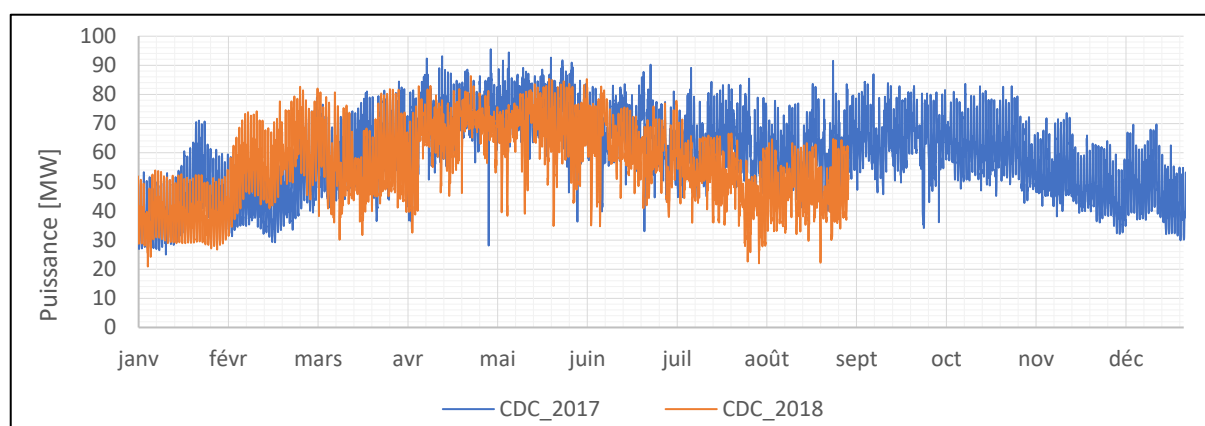


Graphique 24 Températures annuelles horaires moyennes 2017 et 2018



Graphique 25 Ensoleillements annuels horaires 2017 et 2018

On remarque sur le graphique 24 le profil des saisons, avec une période plus tempérée de décembre à février, **de même que le mois d'août**. La saison la plus chaude correspond **au mois d'avril et mai**. Le graphique 25 qui représente **l'ensoleillement annuel permet de constater un taux constant d'irradiation avec une baisse notable de fin juillet à fin août** (saison des pluies). Le gisement solaire annuel moyen de 2017 et 2018 **s'élève à 2'220 kWh/m²**, soit environ deux fois le gisement solaire moyen suisse¹⁴ 1'100 kWh/m².



Graphique 26 Productions totales des génératrices pour la **ville de N'Djaména**

Le graphique 26 **représente les courbes de charges de l'ensemble des génératrices**. Nous disposons des données de mesures de 2017 à fin août 2018. Le tableau ci-dessous récapitule quelques éléments de la consommation en 2017.

P _{MAX}	P _{MOY.}	ENERGIE	DUP
[MW]		[GWh]	[h]
96	59	517	5417

Tableau 16 Statistique de la
consommation en 2017 de la ville

Le tableau 16 démontre que la ville de N'Djaména a consommé 517 GWhs en 2017, avec des pics de puissance à 96 MW en mai (période chaude). La DUP¹⁵ de 5417 heures indique que la consommation est peu variable **durant l'année**. On peut confirmer cette analyse en observant que la puissance moyenne (P_{MOY}) à 59MW est assez proche de la puissance maximale (P_{MAX}).

¹⁴ swissolair.ch

¹⁵ Durée d'utilisation de la puissance

4.4.3 Paramétrage de l'outil

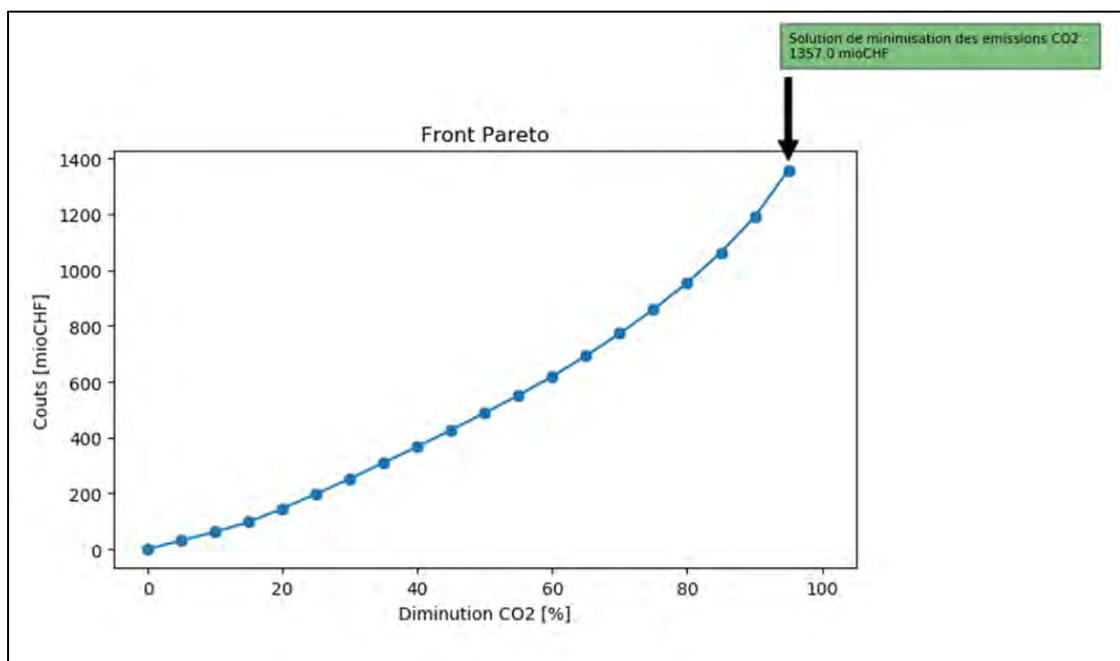
Le processus du dimensionnement optimal a pour but de déterminer la puissance crête de la centrale **solaire pour la ville de N'Djaména**, ainsi que le stockage nécessaire pour atteindre les objectifs de réduction des émissions CO2 et de rentabilité. Les principaux paramètres de dimensionnement **fixés pour l'outil** sont résumés sur tableau ci-dessous.

Paramètres				
Amortissement	OPEX _{centrale}	$\tau_{CO2\acute{e}lec.}$	PV	Stockage
[années]	[CHF/kWh]	[kg _{éq} CO2/kWh]	[CHF/m ²]	[CHF/kWh]
15	0.50	1.27	185	335

Tableau 17 Paramètres principaux du dimensionnement

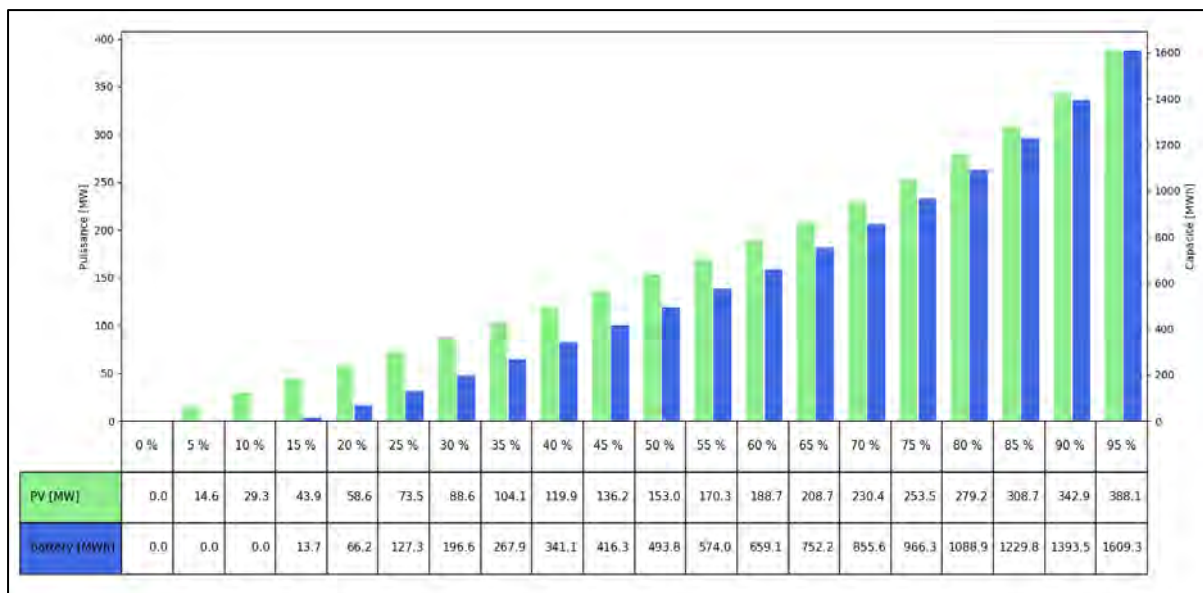
L'intensité des émissions CO2 est issue de l'article [15]. Le calcul des coûts opérationnels totaux a été déduit des informations obtenues sur un article¹⁶ paru en avril 2019. Les prix des PV et du stockage sont des hypothèses tenant compte de la grande capacité de la centrale résultant du dimensionnement.

4.4.4 Résultats du dimensionnement optimal

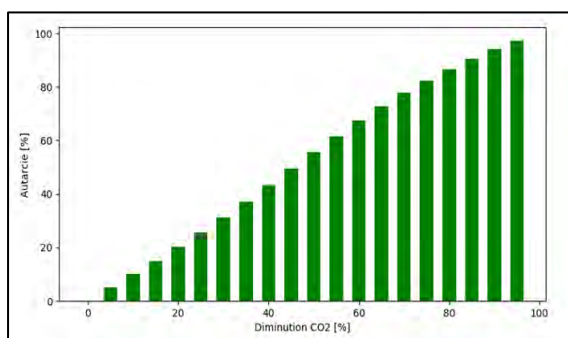


Graphique 27 Coûts d'investissement en fonction de la diminution des émissions CO2 pour le dimensionnement optimal de la centrale de N'Djaména

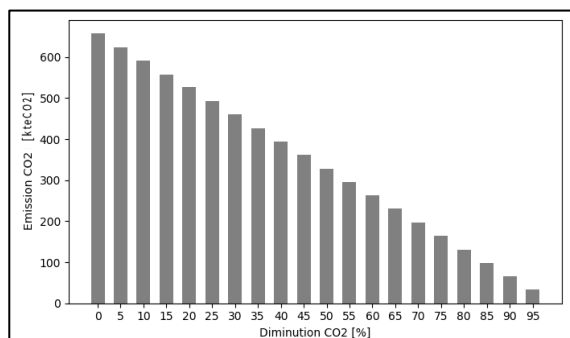
¹⁶ <https://tchadinfos.com/tchad/enquete-la-sne-vend-lelectricite-a-perte>



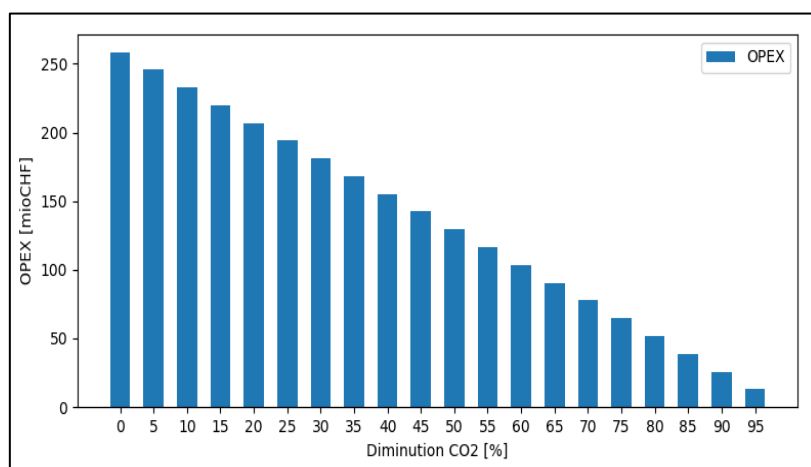
Graphique 31 Puissances de la centrale solaire et stockage optimal en fonction de la diminution des émissions CO2



Graphique 28 Taux d'autonomie énergétique de la ville par rapport à la centrale fossile



Graphique 30 Diminution des émissions CO2



Graphique 29 Coûts opérationnels annuels en fonction de l'objectif de diminution CO2

L'analyse des résultats permet d'affirmer qu'il n'existe pas une unique solution optimale. La tendance de la courbe du graphique 27, qui représente l'investissement totale en fonction de l'objectif de diminution des émissions CO₂, montre une croissance polynomiale des coûts. Ainsi, les objectifs de diminution CO₂ peuvent servir d'étape de développement du projet. La première phase du projet pourrait ainsi consister à définir l'objectif CO₂ à -30%, soit une diminution d'environ 200 kteCO₂ annuellement. Pour cet objectif il serait optimal de construire une centrale solaire de 90 MW et un stockage d'énergie de 200MWh. Cela contribuerait à réduire les dépenses opérationnelles des centrales fossiles de 70 millions CHF (91 milliards CFA).

D'autre part, il serait également intéressant de développer une tarification dynamique. Elle serait caractérisée par des prix avantageux pendant la journée, et plus chère durant la nuit, afin d'inciter la consommation de la production solaire directe. Ainsi, le stockage d'énergie serait moins élevé et les investissements totaux du projet positivement impacté.

Par manque de temps une analyse complète n'a pas pu être effectué. Celle-ci aurait consisté à étudier le placement optimal du stockage, et l'étude des flux optimaux (DC-OPF).

Partie 5 Conclusion

Pour conclure ce travail, nous pouvons affirmer avoir atteint les objectifs fixés, en réalisant une première version, **d'un** outil de dimensionnement optimal des systèmes énergétiques de production et de stockage. Cet outil utilise des méthodes déterministes de programmation linéaire (MILP), afin de résoudre le problème **d'optimisation de la modélisation** du système énergétique formulé.

Le premier cas **d'application concerne l'association UTOPIA et la startup Modubois. L'outil a permis de déterminer la solution optimale robuste des capacités** de production renouvelable et de stockage à installer sur le container. **L'analyse des résultats révèle également que l'autonomie énergétique** annuelle atteignable **s'élève à 80%, avec une autarcie** énergétique totale durant la période estivale.

Le deuxième cas d'étude propose une solution optimale de dimensionnement pour les stations de vélos ValaisRoule. Les résultats suggèrent la mise en place **d'une installation PV d'au moins 1.6 kW_c et d'un stockage** de 4.8 kWh. La station pourra recharger, durant la saison estivale, 5 batteries de 500Wh à 100% journalièrement. En hors-saison, la production solaire sera réinjectée, atteignant une rétribution **pouvant aller jusqu'à 110 CHF¹⁷.**

La troisième application a consisté à déterminer la capacité optimale **d'une batterie** de stockage, afin **d'effacer l'impact sur le réseau d'une installation PV de 30 kW d'une** ferme dans la région des Gryon. **Les résultats démontrent que d'autres** consommateurs pourront être raccordés au réseau **sans l'altérer.**

La quatrième application avait pour but de remplacer les centrales à énergie fossile **de la ville de N'Djaména pour** de la production solaire et du stockage. Les résultats permettent de dresser les phases optimales du projet à grande échelle.

Finalement, **l'outil pourrait être amélioré en intégrant l'aspect des flux optimaux** de puissance entre différents **nœuds** énergétique, afin de valider ou perfectionner **le dimensionnement. Il serait également intéressant d'ajouter des options de** prédictions des profils de consommation, de manière à introduire le caractère stochastique des paramètres.

¹⁷ Avec une installation PV de 3 kW_c

Partie 6 Bibliographie

- [1] R. R. D. P. A. M. Bei Li, «Optimal sizing of distributed generation in gas/electricity/heat supply networks,» chez *Energy*, hal-02131089 , 2018, pp. 675-688.
- [2] L. G. P. J. Silvente, «An milp formulation for the optimal management of microgrids with task interruptions,» chez *Applied Energy* , 2017, p. 206.
- [3] S. J. E. Shirazi, «Cost reduction and peak shaving through domestic load shifting and distributed energy ressources,» *Energy* 124 (146-159), 2017.
- [4] L. G. P. N. J. S. N. S. Di Zhang, «Optimal Scheduling of Smart Homes Energy Consumption with Microgrid,» *ENERGY 2011 : The First International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies*, 2011.
- [5] M. S. E. M. I. G. Moghaddam, «A comprehensive model for self-scheduling an energy hub to supply cooling, heating and electrical demands of a building,» *Energy* 94 (157-170), 2016.
- [6] S. Z. Y. X. Y. Yang, «Optimal design of distributed energy resource systems coupled with energy distribution networks,» *Energy* 85 (433-448), 2015.
- [7] D. K. K. P. Prakash, «Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57 (111-130), 2016.
- [8] X. L. B. Z. Y. C. Q. Zhu, «Mathematical modelling and optimization of a large-scale combined cooling, heat, and power system that incorporates unit changeover and time-of-use electricity price,» *Energy Conversion and Management*, 2017.
- [9] H. S. P. S. R. Hemmati, «Coordinated short-term scheduling and long-term expansion planning in microgrids incorporating renewable energy resources and energy storage systems,» *Energy*, 2017.
- [10] M.S.Krishnarayalu, « Unit commitment with economic dispatch,» *International Electrical Engineering Journal (IEEJ)* , India, 2015.
- [11] S. Chatzivasileiadis, «Optimal Power Flow (DC-OPF and AC-OPF),» *DTU electrical engineering*, 2018.
- [12] A. Kane, «Characterization of PV cell-environmental factors consideration,» *IEEE*, India, 2013.
- [13] M. A. H. A. K. M. O. M. A. W. Kamrul Alam Khan, «PKL Electrochemical Cell and the Peukert's Law,» *International Journal Of Advance Research And Innovative Ideas In Education*, 2018.

- [14] EnFK, «SuisseEnergie - Office fédérale de l'énergie OFEN,» 11 2016. [En ligne]. Available: https://www.endk.ch/fr/ablage_fr/professionnels/20161108_eCH_Merkblatt_Container_FR.pdf.
- [15] S. A. Kamboh, «Estimation of Carbon Footprints from Diesel Generator Emissions,» International Conference in Green and Ubiquitous Technology , 2012.
- [16] M. Bierlaire, Optimisation en nombres entiers (figure p.12), Lausanne, 2019.
- [17] M. Bierlaire, «Optimisation en nombres entiers,» Lausanne, 2018.
- [18] D. Meenu et C. Kirti, «toto,» 2016.
- [19] **İ. Y. ,. D. d. H. Bram Gorissen**, «**Hints for Practical Robust Optimization,**» Center for Economic Research (CentER), Tilburg University, Tilburg, Netherlands, 2015.
- [20] D. A. Bollinger, «Introduction to Energy Hubs,» ETHZ, Zurich, 2019.
- [21] M. D. J. J. F. H. T. V.Jafari Fesharaki, «The Effect of Temperature on Photovoltaic Cell Efficiency,» Proceedings of the 1st International Conference on Emerging Trends in Energy Conservation , Iran, 2011.

Partie 7 Annexe

7.1 Dimension container

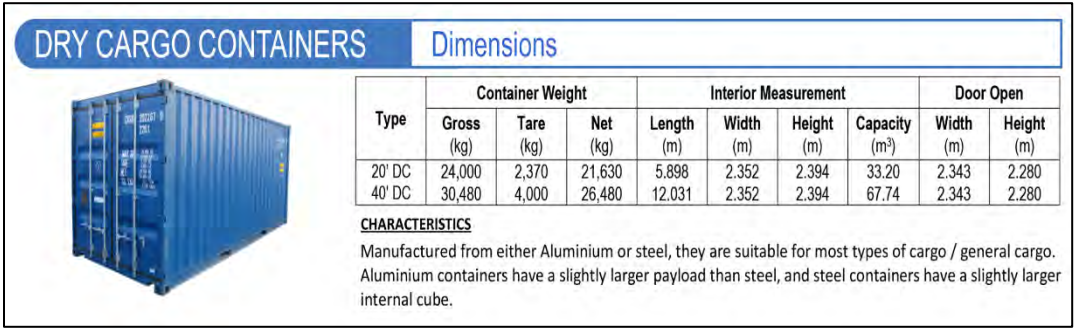
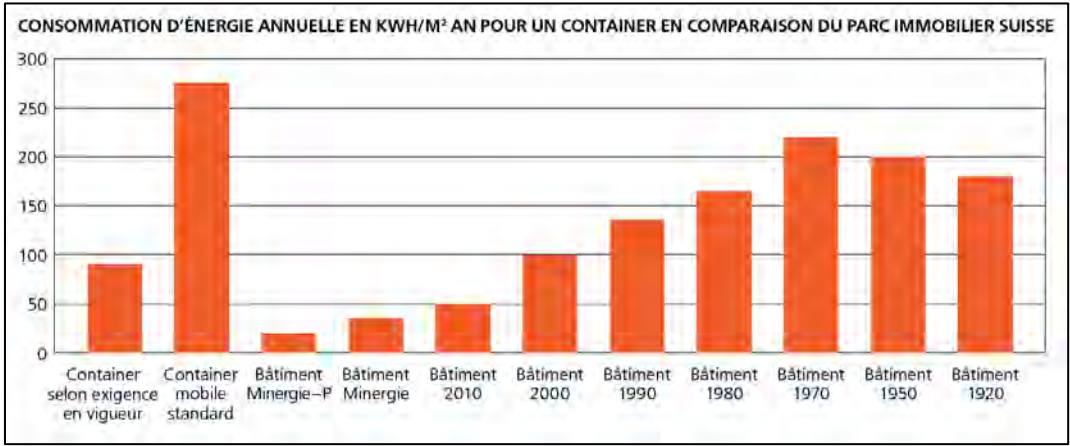


Figure 32 Spécification container SEA (railpart.asia)

7.2 Locaux transportables - bonnes pratiques (EnFK)



Graphique 32 consommation d'énergie annuelle en kWh/m2an pour un container en comparaison du parc immobilier Suisse

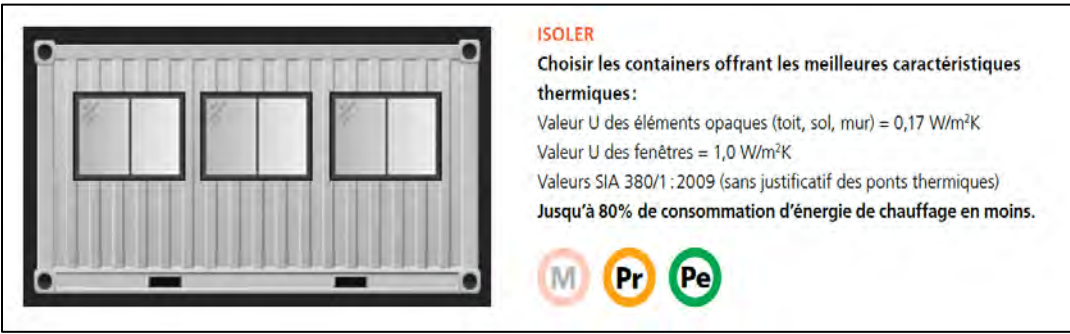
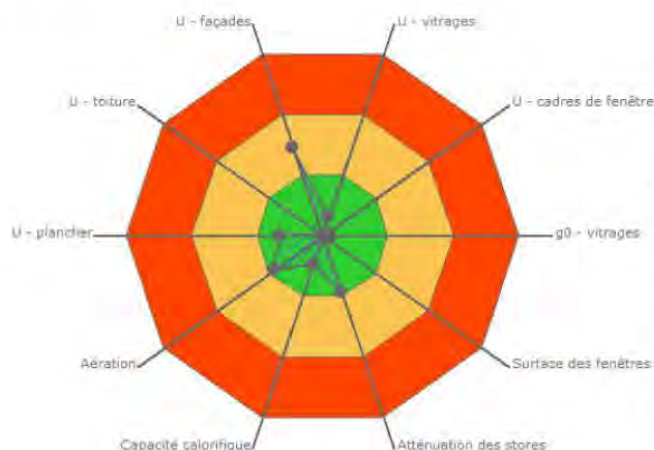


Figure 33 Conseils et caractéristiques pour l'isolation des containers

7.3 Rapport détaillé simulation bSol pour container



Potentiel d'amélioration



L'impact de chaque élément sur la consommation d'énergie du bâtiment est évalué.

Rouge : Potentiel de réduction de la consommation très élevé

Orange : Potentiel de réduction de la consommation élevé

Vert : Potentiel de réduction de la consommation limité

Exploitation

Charges internes

Personnes	3,0	W/m ²
Appareils	2,0	W/m ²

Ventilation

Renouvellement d'air (débit hygiénique)	0,7	m ³ /h·m ²
Récupérateur de chaleur sur l'air extrait	-	%
Rafraîchissement par aération		
Actif lorsque Text <	-	C°
Actif lorsque (Tin-Text) >	-	C°
Débit	-	m ³ /h·m ²

Occultation des fenêtres

En fonction de la température (surchauffe)	21,0	C°
En fonction du rayonnement sur la façade (éblouissement)	-	W/m ²

Chauffage

Température de consigne	20	C°
Limitation de puissance	100,0	W/m ²

Rafraîchissement

Température de consigne	25	C°
Limitation de puissance	100,0	W/m ²

7.4 Paramètres pour le dimensionnement du container

PAC		
COP_{chaud}	c_{PAC}	PAC_{cap_max}
[-]	[CHF/kW]	[kW]
2.75	1300	3

Climatiseur		
COP_{froid}	c_{Clim}	$Clim_{cap_max}$
[-]	[CHF/kW]	[kW]
1.75	500	2

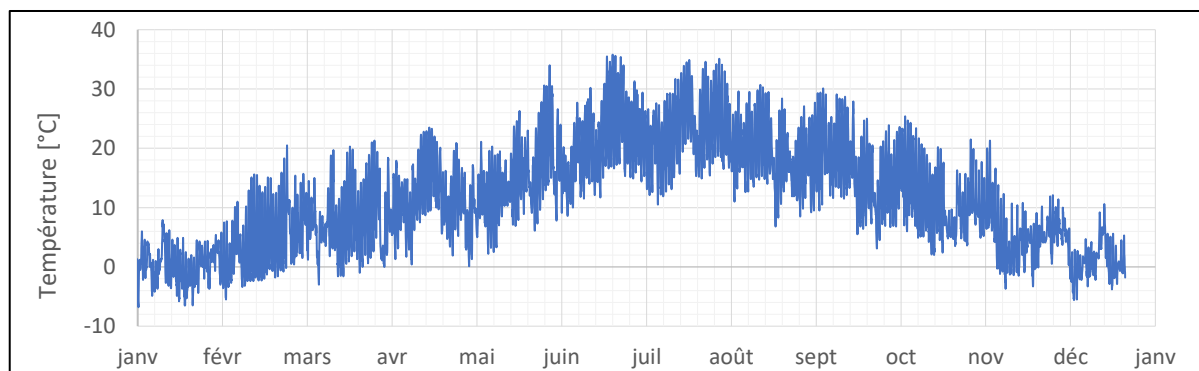
Chaudière mazout/gaz				
η_{maz}	$c_{maz.}$	Ch_{cap_max}	$\tau_{CO2_maz.}$	p_{maz}
[-]	[CHF/kW]	[kW]	[kg _{eq} CO2/kWh]	[CHF/kWh]
0.6	250	2	0.4	0.15

GRD	
$\tau_{CO2\acute{e}lec.}$	$c_{elec.}$
[kg _{eq} CO2/kWh]	[CHF]
0.15	0.18

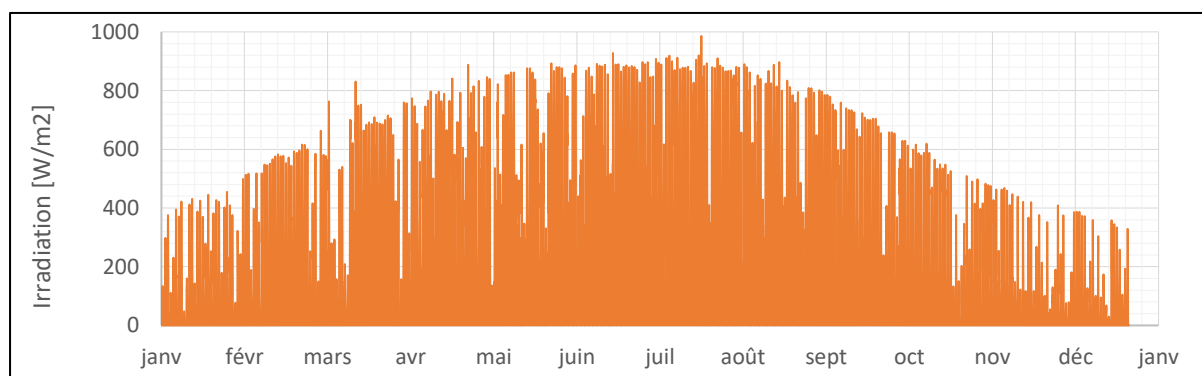
PT			
η_{PT}	$\eta_{circuit}$	PT_{cap_max}	c_{PT}
[-]	[-]	[m ₂]	[CHF/m ₂]
0.7	0.85	13.2	700

Paramètres économiques		
$\tau_{infl.i}$	$\tau_{actu.}$	T
[-]	[-]	[année]
0.04	0.04	15

7.5 Données météorologiques à Sion en 2018

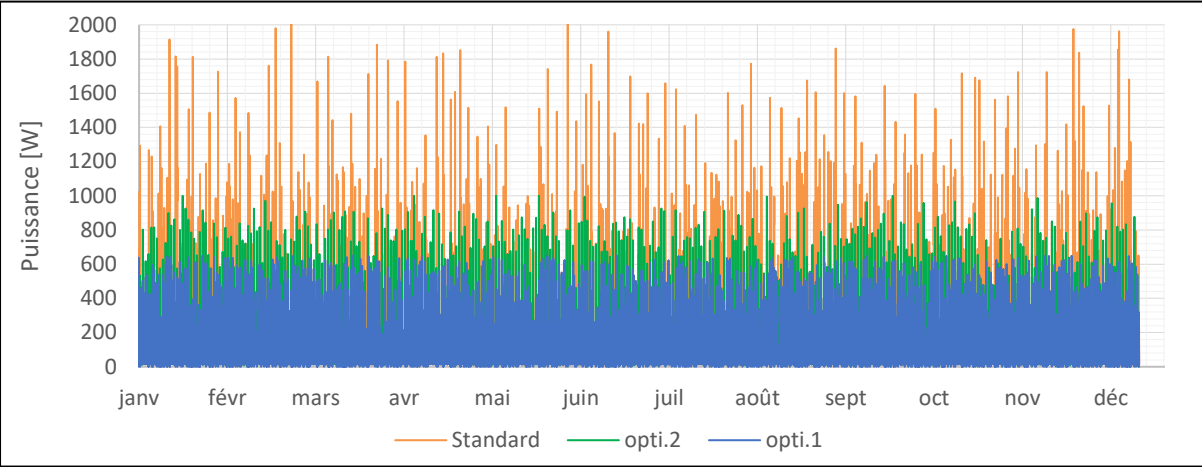


Graphique 33 Température moyenne annuelle horaire à Sion en 2018 (agrometeo.ch)



Graphique 34 Ensoleillement annuelle horaire à Sion en 2018 (agrometeo.ch)

7.6 Consommation électrique type



Graphique 35 Consommation électrique annuelle horaire de trois types d'utilisateur

7.7 Caractéristiques des batteries ebike Bosch

	PowerPack 300	PowerPack 400	PowerPack 500	PowerTube 400	PowerTube 500	PowerTube 625
Type de montage	Batterie pour cadre batterie pour porte- bagages	Batterie pour cadre batterie pour porte- bagages	Batterie pour cadre batterie pour porte- bagages	Dans le cadre : à l'horizontale/à la verticale	Dans le cadre : à l'horizontale/à la verticale	Dans le cadre : à l'horizontale/à la verticale
Tension	36 V	36 V	36 V	36 V	36 V	36 V
Capacité	8,2 Ah	11,0 Ah	13,4 Ah	11,0 Ah	13,4 Ah	17,4 Ah
Quantité d'énergie d'env.	300 Wh	400 Wh	500 Wh	400 Wh	500 Wh	625 Wh

Figure 34 Caractéristiques des différentes batteries d'ebike Bosch (bosch-ebike.com)

7.8 Caractéristiques des chargeurs ebike Bosch

	Compact Charger	Standard Charger	Fast Charger*
Courant de charge	max. 2 A	max. 4 A	max. 6 A
Tension	100-240 V	220-240 V	220-240 V
	Temps de charge	Temps de charge	Temps de charge
PowerPack 500 / PowerTube 500	50% en env. 3,5 h, 100% en env. 7,5 h	50% en env. 2 h, 100% en env. 4,5 h	50% en env. 1,2 h, 100% en env. 3 h

Figure 35 caractéristiques des différents chargeur ebike Bosch (bosch-ebike.com)

7.9 Schéma du réseau de distribution de la ferme

