



HAL
open science

Algorithme génétique appliqué à une gestion d'énergie d'une centrale Multi-source installée à l'Université de Djibouti

Ibrahim Chaker, Jean-Michel Reboul, David Houivet, Hamid Gualous, Hassan
Ali Barkad

► To cite this version:

Ibrahim Chaker, Jean-Michel Reboul, David Houivet, Hamid Gualous, Hassan Ali Barkad. Algorithme génétique appliqué à une gestion d'énergie d'une centrale Multi-source installée à l'Université de Djibouti. journées annuelles du GDR SEEDS et JCGE 2022, CNRS, Jun 2022, Le Croisic (Loire Atlantique), France. hal-04062442

HAL Id: hal-04062442

<https://hal.science/hal-04062442v1>

Submitted on 7 Apr 2023

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

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

Algorithme génétique appliqué à une gestion d'énergie d'une centrale Multi-source installée à l'Université de Djibouti

Chaker Ibrahim Omar
Université de Djibouti
Djibouti, Djibouti
Université de Caen-Normandie
Cherbourg, France
chaker.ibrahim-omar@unicaen.fr
chaker.ibrahim14@gmail.com

Hamid GUALOUS
Université of Caen-Normandie
Cherbourg, France
hamid.gualous@unicaen.fr

Jean-Michel REBOUL
Université de Caen-Normandie
Cherbourg, France
jean-michel.reboul@unicaen.fr

Hassan ALI BARKAD
Université de Djibouti
Djibouti, Djibouti
hassan_ali_barkad@univ.edu.dj

David HOUIVET
Université de Caen-Normandie
Cherbourg, France
david.houivet@unicaen.fr

Résumé- L'intégration des sources de production renouvelables et intermittentes est une des méthodes pour diminuer la facture d'électricité. Dans ce travail, une centrale multi-sources (PV-Vent-Batterie) installée à l'Université de Djibouti est utilisée pour réduire partiellement la facture d'électricité de l'Université de Djibouti. Une approche basée sur l'algorithme génétique et l'algorithme programmé a été utilisée pour comparer trois stratégies de gestion de l'énergie visant à maximiser l'injection de l'énergie excédentaire produite par la centrale à l'Université et à minimiser l'utilisation du réseau électrique. Le résultat a montré que 99 % de l'énergie excédentaire produite le matin par la centrale électrique était consommée en déchargeant les batteries à 50 % de leur état de charge (une exigence due aux conditions climatiques du site) et avec le strict minimum d'utilisation des réseaux électriques.

Mots clés — *Micro-réseaux, systèmes de stockage, systèmes de gestion de l'énergie, éolien, solaire photovoltaïque (PV), batterie, hybride, algorithmes génétiques (AG)*

I. INTRODUCTION

La transition énergétique impose actuellement de profonds changements aux réseaux électriques. La demande croissante couplée à l'intégration massive de sources de production renouvelables et intermittentes met en péril leur stabilité. L'utilisation de réseaux intelligents est une des solutions pour pallier le problème de sur- ou sous-production d'énergie. L'utilisation des énergies propres et renouvelables (PV-Eolien) est une méthode remarquable et écologique [1, 2]. Pour répondre à ce problème, l'Université de Djibouti dispose d'une centrale électrique multi-sources, ce micro-réseau est connecté au réseau principal et sert d'installation auxiliaire à l'université aux heures creuses et aux heures de pointe.

Lorsque la centrale produit plus d'énergie que nécessaire, l'excédent d'énergie est injecté à l'université.

II. ARCHITECTURE & MODELE MATHEMATIQUE DU SYSTEME ETUDE

A. ARCHITECTURE DU SYSTEME

L'architecture du système est présentée dans la figure 1, qui contient :

- Un parc photovoltaïque d'une capacité de 19 kW composée de 4 rangées de 19 panneaux de 250 W chacun connectés en série,
- Une éolienne à trois pales ANTARIS de 6,5 kW, 5,3m de diamètre,
- Un système de stockage (Hoppecke 6 OPzV) avec 72 batteries de 2V-412Ah chacune pour une capacité totale de 1236Ah C₁₀. Les batteries sont réparties en trois rangées connectées en parallèle et chaque rangée est composée de 24 batteries connectées en série.

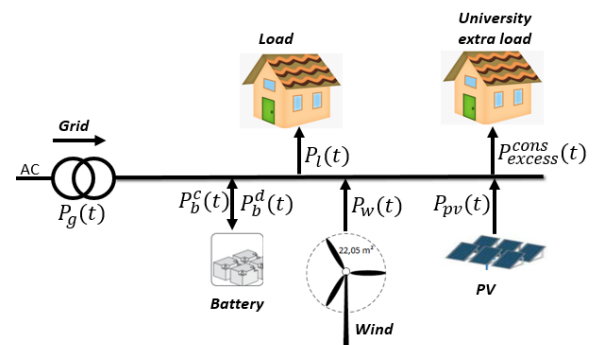


Figure 1: Architecture de la centrale électrique installée à l'Université de Djibouti

B. MODELE MATHEMATIQUE DU SYSTEME D'ETUDE

1. Modèle de panneau photovoltaïque

Le modèle mathématique du module photovoltaïque a été trouvé dans la littérature [3, 4]. La puissance de sortie attendue d'un module dépend de facteurs tels que la température ambiante, le taux d'irradiation du site et les caractéristiques techniques du module. Pour estimer la puissance de sortie du module, l'équation suivante peut être utilisée [5] :

$$P_{pv} = P_{ref_pv} \frac{I}{I_{ref}} \left[1 + k \left((T + 0.0256 \times I) - T_{ref} \right) \right] \quad (1)$$

Avec P_{ref_pv} la puissance de référence du module, I_{ref} est le taux d'irradiation de référence (1 kW/m²), I est le taux d'irradiation exposé à la surface du module en (W/m²), k est le coefficient de température (°C⁻¹), T est la température ambiante en (°C) and T_{ref} la température de référence en (°C).

2. Modèle d'éolienne

La puissance de sortie P_w de l'éolienne peut être représentée mathématiquement par l'équation (2) [6, 7].

$$P_w = \begin{cases} 0, & 0 \leq v \leq v_{ci} \\ P_{ref-w} \times \eta(v), & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_{ref}, & v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0 & v_{co} \leq v \end{cases} \quad (2)$$

Avec v , v_{ci} , v_r and v_{co} sont respectivement la vitesse du vent, la vitesse du vent à l'entrée, la vitesse nominale de l'éolienne et la vitesse du vent à la sortie. P_{ref-w} est l'électricité nominale de la turbine et $\eta(v)$ est le coefficient de vitesse du vent. La formule pour le coefficient de vitesse du vent $\eta(v)$ est donnée à l'équation (3).

$$\eta(v) = \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} \quad (3)$$

3. Modèle du système de stockage

Le modèle mathématique de la puissance de la batterie peut être représenté selon l'équation (4) (5) [8].

Les puissances de décharge et de charge des batteries en (kW) sont respectivement :

$$P_b^d(t) = P_l(t) - P_{pv}(t) - P_w(t) \quad (4)$$

$$P_b^c(t) = P_{pv}(t) + P_w(t) - P_l(t) \quad (5)$$

L'énergie des batteries peut également être représentée selon l'équation (6) (7) [9].

$$E_b^c(t) = E_b^c(t-1) + P_b^c(t) \cdot \Delta t / \eta_c \quad (6)$$

$$E_b^d(t) = E_b^d(t-1) + P_b^d(t) \cdot \Delta t / \eta_d \quad (7)$$

Avec P_b^d , P_b^c , η_c , η_d , $E_b^c(t-1)$, $E_b^d(t-1)$ sont la puissance de décharge et de charge de la batterie en (kW), l'efficacité de charge et de décharge de la batterie, l'énergie de charge et de décharge de la batterie en (kWh) et Δt est l'intervalle de temps observé fixé à 1 heure et $P_l(t)$ est la puissance de charge de la centrale.

III. FORMULATION DU PROBLEME

Comme le montre la figure 1, la centrale électrique de l'Université peut produire plus que nécessaire. Par exemple, tôt le matin, au moins 50 % de l'énergie n'est pas consommée par sa charge nominale. Malheureusement, cet excédent ne peut pas être injecté dans le réseau de la ville. Dans ce cas, la centrale électrique alimenterait un autre bâtiment de l'université. Par conséquent, trois stratégies de gestion de l'énergie ont été formulées pour minimiser l'excès d'énergie en alimentant directement un bâtiment de l'université. **Stratégie 1:** L'objectif de cette stratégie est de donner la priorité aux sources renouvelables (PV-Wind) et à la charge et d'utiliser les batteries jusqu'à l'état de charge SOC=80%. L'énergie excédentaire doit être fournie à l'université. Le réseau principal sera utilisé comme alimentation de secours en cas de besoin et d'indisponibilité des systèmes PV, éoliens et de batteries.

Stratégie 2: A l'inverse de la première stratégie, celle-ci consiste à utiliser les batteries jusqu'à SOC=50% (demi-capacité). Le reste de l'énergie des batteries sera utilisé dans le cas d'une panne du réseau principal qui peut se produire pendant la nuit d'été². Le réseau principal servira de recours en cas d'indisponibilité du système PV, éolien et des batteries.

Stratégie 3: L'objectif de cette stratégie, contrairement aux deux autres, est d'utiliser les batteries jusqu'à un SOC=100%, bien que cela réduise la durée de vie des batteries. Le réseau principal alimentera la charge en cas d'indisponibilité du système (PV-Eolien-Batterie) et chargera par la même occasion les batteries jusqu'au lever du soleil.

A. Fonction d'objectif

La fonction objective choisie est une fonction de coût incluant la production excédentaire de la centrale (pendant la matinée) et prenant en compte le coût de l'énergie prélevée sur le réseau principal et le coût de l'énergie non utilisée. La formule s'écrit comme l'équation (8) :

$$\text{Min } f(x) = \sum_{t=1}^T \left(C_g \times P_{excess}^{cons} - C_g \times P_{excess}^{not-con} - C_g \times P_g \right) \quad (8)$$

Avec C_g est le coût d'achat de l'énergie sur le réseau électrique de Djibouti (0,27€ / kW)¹. P_{excess}^{cons} , $P_{excess}^{not-con}$, P_g sont la puissance transmise à l'Université en (kW), la puissance non consommée en (kW), et la puissance prélevée sur le réseau principal en (kW).

¹ 55 Fdj = 0,27€ est le prix d'un kWh à Djibouti en 2022.

B. Contrainte et paramètres du système

1. Contraintes et limites

- La contrainte d'équilibre de puissance s'impose à chaque instant de la journée selon l'équation (9).

$$\sum (P_l(t) + P_b^c(t) + P_{excess}^{cons}(t) + P_{excess}^{not-con}(t) - P_{pv}(t) - P_w(t) - P_g(t) - P_b^d(t)) = 0 \quad (9)$$

- La contrainte de stockage est formulée concernant la limite du taux de charge et de décharge de la batterie à chaque instant. Cette limite est imposée par trois Sunny Island 6.0H qui ont un courant de charge et de décharge de 90 A et 103 A sur la base de l'inégalité suivante (10) (11).

$$0 \leq P_b^c(t) \leq 349.5 W \quad (10)$$

$$0 \leq P_b^d(t) \leq 457.77 W \quad (11)$$

- Pour rappel à Djibouti, l'énergie excédentaire ne peut être injectée dans le réseau principal, donc seule la puissance prélevée sur le réseau sera prise en compte, selon l'inégalité suivante

$$(12). 0 \leq P_g(t) \leq P_l(t) \quad (12)$$

- Les limites du système sont :

Table 1: Limites du système

Limits	
PV	$0 \leq P_{pv} \leq 19kW$
Eolienne	$0 \leq P_w \leq 6.5kW$
Batterie	$P_b^d \leq P_b \leq P_b^c$
Charge	$0 \leq P_l \leq 8.5kW$
Charge Université	$0 \leq P_{excess}^{cons} \leq 17kW$
Réseau	$0 \leq P_g \leq P_l$

2. Paramètres du système

Les paramètres du système sont présentés en table 2:

Table 2: Paramètres du système

Source	Paramètres	valeur	Unit
PV	P_{ref}	250	W_c
	I_{ref}	1000	W/m^2
	T_{ref}	25	$^{\circ}C$
	k	-3.7×10^{-3}	$^{\circ}C^{-1}$
Vent	P_{ref}	6.5	kW
	v_{ci}	2.8	m/s
	v_r	12	m/s
	v_{co}	58	m/s

C. Algorithme génétique

L'algorithme génétique a été choisi pour la simulation de la fonction de coût présentée dans la section III pour comparer les trois stratégies.

L'algorithme génétique est basé sur la sélection naturelle (Darwin) et la reproduction des individus les mieux adaptés (solutions). L'algorithme est considéré comme non

déterministe mais avec une part d'aléatoire (algorithme de type heuristique). Les avantages des algorithmes génétiques sont les suivants [10] :

- pas de nécessité d'un gradient de la fonction objectif,
- possibilité d'effectuer des optimisations en nombres entiers mixtes,
- intéressant pour traverser de grands espaces d'états,
- solution approximative du problème d'optimisation.

L'algorithme génétique avec notre a été programmé sur le logiciel Matlab.

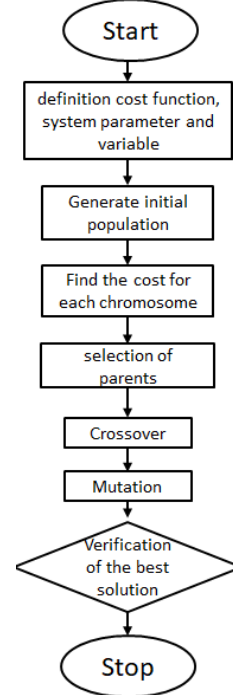


Figure 2: Diagramme de flux de l'algorithme génétique

IV. RESULTATS DE LA SIMULATION ET DISCUSSION

Deux profils de charge différents correspondant à un jour férié et à un jour ouvrable sont présentés dans la figure 3. Les données météorologiques d'une station installée à l'Université de Djibouti sont également utilisées pour obtenir le taux d'irradiation et la température de deux jours typiques sont montrés dans la figure 4. La vitesse du vent est montrée dans la figure 5 dans le même cas.

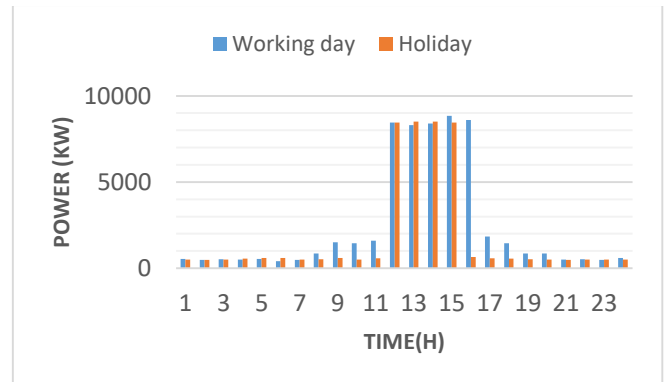


Figure 3: Le profil de charge des vacances et des jours ouvrables

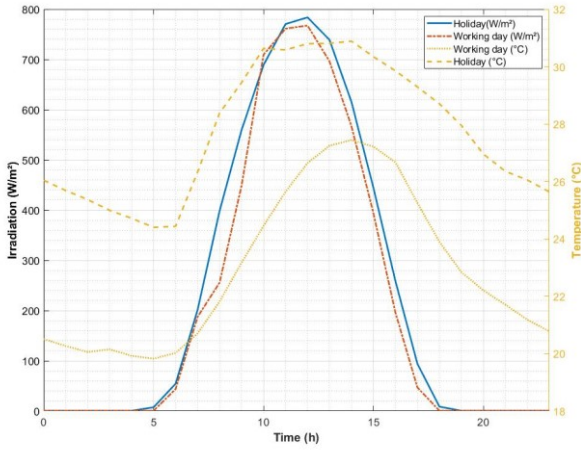


Figure 4: Représentation de l'irradiation et de la température de deux jours d'étude

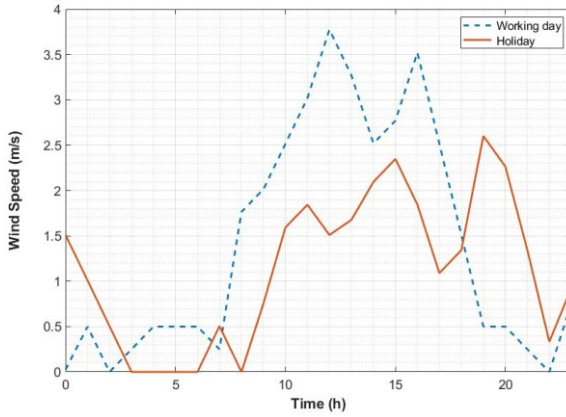


Figure 5: Représentation graphique de la vitesse du vent

A. Résultats de la simulation d'une journée de travail

Dans cette étude de cas, l'algorithme génétique prend en compte la puissance produite (PV-Vent), le stockage, le profil de charge d'une journée de 24 heures, le coût du réseau, l'excédent de production consommé par l'Université. L'algorithme a permis, en fonction de la fonction de coût et de contrainte prédéfinie dans la section III-A, de choisir la solution optimale la plus avantageuse pour l'Université de Djibouti.

Table 3: Distribution optimale de la puissance de l'usine du jour ouvrable avec la stratégie 2

Time (hours)	P_{pv-w} (kW)	P_b^c/P_b^d (kW)	P_g (kW)	P_l^{ex} (kW)
0	0	0/0	0,55	0
1	0	0/0	0,48	0
2	0	0/0	0,52	0
3	0	0/0	0,51	0
4	0	0/0	0,545	0

5	0,019	0/0	0,4	0
6	0,83	0,48/0	0	0
7	3,346	0,35/0	0	2,1
8	7,511	0,35/0	0	5,6
9	11,55	0,35/0	0	9,75
10	13,81	0,35/0	0	11,82
11	15,18	0,35/0	0	6,375
12	15,6	0,35/0	0	6,9
13	14,978	0,17/0	0	6,2
14	12,704	0/0	0	3,67
15	9,441	0/0	0	8,25
16	5,782	0/0	0	3,9
17	1,66	0/0	0	0
18	0,047	0/-0,46	0,346	0
19	0	0/-0,46	0,403	0
20	0	0/-0,46	0 ²	0
21	0	0/-0,46	0 ²	0
22	0	0/-0,46	0 ²	0
23	0	0/-0,46	0,133	0

B. Résultats de la simulation des vacances

Dans ce cas d'étude également, l'algorithme génétique prend en compte la puissance produite (PV-Vent), le stockage, le profil de charge d'un séjour de 24h, le coût du réseau, l'excédent de production injecté dans l'Université. L'algorithme a permis, selon la fonction de coût et de contrainte et selon le cas d'étude, de choisir la solution optimale la plus avantageuse pour l'Université de Djibouti.

Table 4: Répartition de puissance optimisée un jour férié selon la stratégie n°2

Temps (heure)	P_{pv-w} (kW)	P_b^c/P_b^d (kW)	P_g (kW)	P_l^{ex} (kW)
0	0	0/-0,12	0,379	0
1	0	0/-0,12	0,49	0
2	0	0/-0,12	0,51	0
3	0	0/-0,12	0,56	0
4	0	0/-0,12	0,6	0
5	0,14	0/-0,12	0,44	0
6	1,06	0,35/0	0	0,15
7	4	0,35/0	0	3,07
8	8,13	0,35/0	0	7,12
9	11,62	0,35/0	0	11,08
10	14,47	0,35/0	0	13,47
11	16,34	0,35/0	0	7,5
12	16,72	0,35/0	0	7,8
13	15,75	0,35/0	0	6,9
14	12,99	0,35/0	0	4,2
15	9,22	0,35/0	0	8,17
16	5,26	0/0	0	4,57
17	1,88	0/0	0	1,2
18	0,17	0/-0,347	0	0
19	0	0/-0,46	0,048	0
20	0	0/-0,46	0,023	0
21	0	0/-0,46	0,048	0
22	0	0/-0,46	0 ³	0
23	0	0/-0,46	0 ³	0

² 2 heures de coupure de courant de 20h à 22h

C. Comparaison entre les différentes stratégies

Le tableau 5 résume les principaux résultats de l'algorithme génétique, avec F représentant les vacances et J.O représentant un jour ouvrable.

Table 5: Comparaison de trois stratégies

Puissance (kW)	Stratégie 1		Stratégie 2		Stratégie 3	
	J.O	F	J.O	F	J.O	F
P_{excess}^{cons}	50,37	50,37	64,56	75,23	56,15	74,5
P_g	2,17	0,6	3,88	3,1	3,11	3,05
$P_{excess}^{not-con}$	0,27	0,4	0,4	0,6	0,4	0,6
Coût (k€)	12,94	13,33	16,27	19,31	14,21	19,12

Stratégie 1: Cette stratégie a permis d'utiliser moins d'énergie du réseau mais malheureusement, elle a été la moins performante en termes de taux d'énergie injectée à l'université.

Stratégie 2: Malgré l'utilisation de la moitié de la batterie de stockage (SOC=50%) et les simulations supplémentaires de 3 heures de panne de courant dans la nuit, cette stratégie s'est avérée être la meilleure en termes d'énergie injectée à l'université avec près de 99% et une utilisation plus élevée de l'énergie du réseau que les autres stratégies.

Stratégie 3: Contrairement aux autres stratégies, celle-ci utilise moins d'énergie du réseau et 98% de l'excédent est injecté vers l'Université mais malheureusement les batteries verraient leur durée de vie réduite à cause d'un fort taux de décharge.

Le choix de la stratégie 2 permet non seulement de protéger les batteries mais aussi de fournir le taux d'injection le plus élevé à l'Université.

CONCLUSION

Ce papier présente un algorithme d'optimisation des flux énergétiques d'une centrale multi-sources installée à l'Université de Djibouti et considérée comme un site isolé composé d'un PV, d'un vent, d'un stockage et connecté au réseau. L'étude d'optimisation a pris en compte la fonction de coût définie dans la section III-A et les contraintes liées au système (stockage, réseau) pour proposer une solution optimale au problème. Des données réelles (données météorologiques et profil de charge) ont été utilisées pour valider cette étude avec un algorithme programmé et l'algorithme d'optimisation génétique. Le résultat a montré que 99% de l'énergie excédentaire produite le matin par la centrale électrique était consommée en déchargeant les batteries à 50% de leur état de charge (une exigence liée aux conditions climatiques du site) et avec le strict minimum d'utilisation du réseau électrique.

REFERENCES

1. Bernal-Agustín, J. L., & Duflo-Lopez, R. (2009). Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(8), 2111-2118.

2. Elsied, M. F., Oukaour, A., Gualous, H., Slamani, Y., Hassan, R., & Amin, A. (2014, April). Analysis, modeling, and control of an AC microgrid system based on green energy. In *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14)* ISSN (pp. 2172-038).
3. Ayop, R., & Tan, C. W. (2017). A comprehensive review on photovoltaic emulator. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 430-452.
4. Thangamani, K., Manickam, M. L., & Chellaiah, C. (2020). An experimental study on photovoltaic module with optimum power point tracking method. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(1), e12175.
5. Borhanazad, H., Mekhilef, S., Ganapathy, V. G., Modiri-Delshad, M., & Mirtaheeri, A. (2014). Optimization of micro-grid system using MOPSO. *Renewable Energy*, 71, 295-306.
6. Bhandari, B., Lee, K. T., Lee, G. Y., Cho, Y. M., & Ahn, S. H. (2015). Optimization of hybrid renewable energy power systems: A review. *International journal of precision engineering and manufacturing-green technology*, 2(1), 99-112.
7. Shin, J., Lee, J. H., & Realff, M. J. (2017). Operational planning and optimal sizing of microgrid considering multi-scale wind uncertainty. *Applied energy*, 195, 616-633.
8. Lan, H., Wen, S., Hong, Y. Y., David, C. Y., & Zhang, L. (2015). Optimal sizing of hybrid PV/diesel/battery in ship power system. *Applied energy*, 158, 26-34.
9. Chen, S. X., Gooi, H. B., & Wang, M. (2011). Sizing of energy storage for microgrids. *IEEE transactions on smart grid*, 3(1), 142-151.
10. Conn, A., Gould, N., & Toint, P. (1997). A globally convergent Lagrangian barrier algorithm for optimization with general inequality constraints and simple bounds. *Mathematics of Computation*, 66(217), 261-288.