



Intégration du stockage dans les méthodes de planification des réseaux électriques basse tension

Ahmed Hadj Said

► To cite this version:

Ahmed Hadj Said. Intégration du stockage dans les méthodes de planification des réseaux électriques basse tension. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2018. Français. NNT : 2018GREAT004 . tel-01841465

HAL Id: tel-01841465

<https://theses.hal.science/tel-01841465>

Submitted on 17 Jul 2018

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.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

**DOCTEUR DE LA COMMUNAUTE UNIVERSITE
GRENOBLE ALPES**

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Ahmed HADJ SAID

Thèse dirigée par **Raphael Caire, Maître de conférences, Université Grenoble Alpes**, et

codirigée par **Marie-Cécile Alvarez-HERAULT, Maître de conférences, Université Grenoble Alpes** et **Vincent Debusschere, Maître de conférences, Université Grenoble Alpes**

préparée au sein du **Laboratoire G2ELab**
dans l'**École Doctorale EEATS**

Intégration du stockage dans les méthodes de planification des réseaux électriques basse tension.

Thèse soutenue publiquement le : **31 janvier 2018**,
devant le jury composé de :

M, Mohamed, Machmoum

Professeur, Polytech'Nantes, Président

Mme, Zita, Vale

Professeur, Institut Polytechnique de Porto, Rapporteur

M, Marc, Petit

Maître de conférences, CentraleSupélec, Rapporteur

M, Pierre, Collet

Professeur, Université de Strasbourg, Examinateur

M, Raphael Caire

Maître de conférences, Université Grenoble Alpes, Directeur de thèse

Mme, Marie-Cécile Alvarez- HERAULT

Maître de conférences, Université Grenoble Alpes, Co-encadrant

M, Vincent Debusschere,

Maître de conférences, Université Grenoble Alpes, Co-encadrant



Table des matières

Listes de variables	1
Acronymes	1
Liste des tableaux	1
Liste des figures	1
Introduction générale.....	1
Chapitre I.....	5
I. Introduction	6
II. Architecture des réseaux électriques.....	7
II-A. Réseau de distribution	8
III. Intégration des GED sur un réseau électrique de distribution	10
III-A. Impact sur la Tension.....	11
III-B. Impact de la fluctuation de tension	11
III-C. Creux de tension	11
III-D. Modification du transit de puissance	12
III-E. Impact sur les protections.....	12
IV. La planification des réseaux électriques de distribution	13
IV-A. Critère de planifications	15
V. Définition des grandeurs utilisées pour la planification [Coif07]	18
V-A. Courbe de charge	18
V-B. La monotone de charge [Carr91] [Coif07].....	19
V-C. Le calcul des pertes [Coif07]	20
V-D. Monotone de Charge réduite.....	21
VI. Le réseau électrique intelligent « Smart Grids »	22
VI-A. La modulation de charge	23
VI-B. Contrôle de la production	24
VI-C. Régleur en charge	25
VI-D. Reconfiguration	26
VI-E. Gestion du stockage	26
VII. Positionnement des travaux de thèse	27
VIII. Conclusion	28
Chapitre II.	31
I. Introduction	32
I-A. Grandeurs impactées par le stockage et la production photovoltaïque	32
I-B. Description du problème posé	34

II. Impact du stockage seul sur les grandeurs $P_{\max}$ et $H_{\max}$	35
II-A. Modélisation de la stratégie de gestion intelligente du stockage	35
II-B. Exemple de résultats du stockage journalier sur la courbe de charge N°1(cas de la fonction objectif N°1)	40
II-C. Caractérisation de l'impact du stockage sur les grandeurs $H_{\max}$ et $P_{\max}$ (pertes dans le stockage négligées)	42
II-D. Intégration des pertes dans le stockage	52
II-E. Application au stockage de type hebdomadaire et saisonnier	56
II-F. Cas de la fonction objectif N°2.....	58
II-G. Conclusion	61
III. Cas de la production photovoltaïque seule	62
III-A. Courbe PV utilisée	62
III-B. Impact sur $P'_{\max}$	64
III-C. Impact sur $H'_{\max}$	64
III-D. Synthèse du modèle proposé pour calculer $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$	66
III-E. Conclusion.....	70
IV. Cas du stockage et de la production photovoltaïque	71
IV-A. Démarche générale	71
IV-B. Cas d'export de puissance sur le réseau HTA	71
IV-C. Synthèse du modèle proposé pour calculer $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$	76
IV-D. Résultats	79
IV-E. Cas de la fonction objectif N°2	81
V. Conclusion du chapitre	86
Chapitre III.	88
I. Introduction	89
II. Proposition d'un modèle mathématique liant C_{1kWpp} à $H_{\max}$ dans la planification traditionnelle.....	89
II-A. Coût d'annuité d'investissement pour acheminer un kW aux zones de consommation	89
II-B. Coût de l'énergie perdue pour 1kW à la pointe.....	93
II-C. Validation du modèle proposé sur l'abaque d'ENEDIS	94
III. Coût d'un kW de pertes à la pointe en présence du stockage.....	97
III-A. Calcul du nouveau coût d'annuité d'investissement.....	98
III-B. Coût de l'énergie annuelle perdue pour 1kW	99
III-C. Abaque du coût d'un kW de perte à la pointe.....	101
III-D. Application sur l'étude d'une ligne triphasée équilibrée	102

IV. Coût d'un kW de perte à la pointe avec production PV	104
IV-A. Coût d'annuité d'investissement	104
IV-B. Coût de l'énergie annuelle perdue pour 1kW	105
IV-C. Application sur l'étude d'une ligne triphasée équilibrée	106
V. Coût d'un kW de perte à la pointe avec production PV et stockage	107
V-A. Coût d'annuité d'investissement.....	107
V-B. Coût annuel de l'énergie perdue pour 1kW	108
V-C. Application sur l'étude d'une ligne triphasée équilibrée	111
VI. Estimation des pertes dans un réseau déséquilibré.....	112
VI-A. Description du cas d'étude pour l'estimation des pertes dans le neutre.....	112
VI-B. Algorithme d'estimation des pertes dans le neutre.....	114
VII. Conclusion	121
Chapitre IV.....	123
I. Introduction	124
I-A. Le stockage dans le système électrique	125
I-B. Hypothèse sur le stockage et sur son mode de rémunération	126
II. Intérêt économique du stockage pour la réduction des pertes Joule.....	126
II-A. Composition des pertes	126
II-B. Intérêt du stockage pour la réduction des pertes	128
II-C. Application sur un réseau agrégé	128
II-D. Application sur réseau de distribution réel.....	138
III. Intérêt économique du stockage comme alternative au renforcement en cas d'apparition de contraintes techniques sur le réseau.....	150
III-A. Contexte et hypothèses	150
III-B. Modèle économique du stockage.....	152
III-C. Etude préliminaire : calcul de la rémunération du service de stockage.....	153
III-D. Apport d'une stratégie de stockage dans les décisions d'investissement dans le cas d'un réseau agrégé.	160
III-E. Apport d'une stratégie de stockage dans les décisions d'investissement réseau BT sur un réseau réel.....	167
III-F. Résultats	176
IV. Conclusion.....	182
Conclusion générale et perspectives.....	185
Références	189
Annexes	199

Listes de variables

- ΔC_{pertes} : différence entre les coûts des pertes avec la stratégie du renforcement et avec la stratégie de stockage (k€).
- ΔE : réduction d'énergie importée (ou exportée) grâce au stockage (kWh).
- ΔP_{1BT} : capacité d'accueil supplémentaire gagnée sur le réseau BT grâce au stockage (kW).
- ΔP_{1BTmoy} : capacité d'accueil supplémentaire gagnée sur le réseau BT grâce au stockage, ramenée à la moyenne (kW).
- ΔP_{2BT} : la surcharge dans le réseau BT provoquée par la production PV (kW).
- ΔP_{2BTmoy} : la surcharge dans le réseau BT provoquée par la production PV ramenée à la moyenne (kW).
- ΔP_{HTA} : capacité d'accueil supplémentaire gagnée sur le réseau HTA grâce au stockage (kW).
- Δt : pas de temps des courbes de charges.
- ΔV_{mono} : la chute de tension aux bornes d'une ligne (monophasée) (%).
- β : taux d'insertion du stockage (%).
- γ_N : taux de pertes dans le neutre (%).
- τ : taux d'intégration du PV dans le réseau (%).
- τ_{ch} : taux d'accroissement de la charge (%).
- ζ_{Cb} : taux de coupures brèves donnée / an / km.
- ζ_{Cl} : taux de coupures longues donnée / an / km.
- a : coefficient de forme
- ag : l'âge de l'ouvrage (année).
- AI_{30} : annuité d'investissement pour une durée de vie de 30 ans.
- AI_{40} : annuité d'investissement pour une durée de vie de 40 ans.
- Bénéfice : le bénéfice annuel de la solution stockage (k€).
- $Coût_{kwh}$: coût d'un kWh d'électricité (k€).
- $Coût_{energie\ perdue}$: coût de l'énergie perdue pour 1 kW à la pointe (k€).
- C_{1kWpp} : coût d'1kW de pertes à la pointe (k€/kW)
- C_{A1} : coût moyen d'annuité d'investissement.
- $C_{A1,BT}$: coût moyen d'annuité d'investissement en BT.
- $C_{A1,HTA}$: coût moyen d'annuité d'investissement en HTA.
- C_{END} : le coût de l'énergie non distribuée (k€/kWh).
- C_{Pertes} : Coût des pertes annuelles à l'année (k€).

- C_{RS} : coût de rémunération du stockage (k€/kWh).
- $C_{Spertes}$: coût total des pertes en présence de stockage (k€).
- $C_{coupure}$: coût de valorisation des coupures brèves et longues sur incident ou pour travaux (k€/kW).
- C_{def} : Coût de la défaillance l'année (k€).
- C_{exp} : Coût d'exploitation du réseau à l'année (k€).
- $C_{global\ actualisé}$: le coût actualisé d'une stratégie (k€).
- C_{lim} : Coût limite de rémunération du stockage (k€).
- $C_{act_stockage}$: coût actualisé de la solution « stockage » (k€).
- $C_{stockage}$: coût des dépenses associées à la rémunération du service de stockage à l'année n.
- $C_{utilisée}$: quantité du stockage utilisée pour afin de réduire les pertes (kWh).
- $C_{utilisée_max}$: quantité maximale du stockage utilisée.
- C : l'ensemble des dépenses à l'année (k€).
- CCS_BT : Coût moyen d'un km de réseau BT en souterrain (k€).
- CCS_HTA : Coût moyen d'un km de réseau HTA en souterrain (k€).
- CDP : Coût moyen du poste distribution (k€).
- CLA_BT : Coût moyen d'un km de réseau BT en torsadé (k€).
- CLA_HTA : Coût moyen d'un km de réseau HTA en aérien (k€).
- C_{NRF} : coût actualisé de la solution « *ne rien faire* » (k€).
- CPS : Coût d'un poste source HTB/HTA moyen (k€).
- CS_BT : Proportion de câbles souterrains BT sur l'ensemble des réseaux gérés par Enedis.
- CS_HTA : Proportion de câbles souterrains HTA sur l'ensemble des réseaux gérés par Enedis.
- d : différence entre la puissance maximale admissible du poste HTA/BT et la puissance du poste avec stockage à l'instant t,
- $E^-_{réseau}$: énergie fournie au réseau par la batterie (kWh).
- $E^+_{réseau}$: énergie fournie par le réseau à la batterie (kWh)
- $E_{bat\ déstockée}$: énergie fournie au réseau par la batterie (kWh)
- $E_{bat\ stockée}$: énergie stockée par la batterie (kWh).
- $E_{poste\ AS\ exportée}$: énergie exportée au réseau BT avec stockage (kWh)
- $E_{poste\ AS\ importée}$: énergie importée au réseau BT avec stockage (kWh)
- $E_{poste\ AS}$: énergie vue au niveau du poste de distribution HTA/BT avec stockage (kWh).
- $E_{poste\ SS\ exportée}$: énergie exportée du réseau BT sans stockage (kWh).
- $E_{poste\ SS\ importée}$: énergie importée au réseau BT sans stockage (kWh).
- $E_{poste\ SS}$: énergie vue au niveau du poste de distribution HTA/BT sans stockage (kWh).
- eff^- : rendement de la batterie à la décharge.
- eff^+ : rendement de la batterie à la charge.
- END : énergie non distribuée (kWh).

- FO_1 : grandeur à minimiser (fonction d'optimisation N°1).
- FO_2 : grandeur à minimiser (fonction d'optimisation N°2)
- h_{pertes} : l'énergie perdue pour acheminer 1kW au zones de consommation.
- H_{max} : durée équivalente d'utilisation de la puissance maximale sur l'année (h).
- H'_{max} : la nouvelle durée équivalente de l'utilisation de la nouvelle puissance maximale (P'_{max}) (h).
- H_{PV} : la durée équivalente de la puissance maximale de la production PV (h).
- H_{max_BTmoy} : H_{max} moyen sur les réseau BT (h).
- $\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3, \bar{I}_N$: courants qui circulent dans les phases 1, 2, 3, et dans le conducteur du neutre (A).
- I_{max} : courant de pointe à l'année d'une ligne (A).
- Inv : montant des investissements à réaliser à l'année (k€).
- i : le taux d'actualisation (%).
- L_{branch} : longueur de la branche étudiée (km).
- LA_BT : proportion de ligne aériennes en BT sur l'ensemble des réseaux gérés par Enedis.
- LA_HTA : proportion de ligne aériennes en HTA sur l'ensemble des réseaux gérés par Enedis.
- LLC_BT : longueur des lignes et câbles du réseau BT (sur l'ensemble des réseaux gérés par Enedis).
- LLC_HTA : longueur des lignes et câbles du réseau HTA (sur l'ensemble des réseaux gérés par Enedis).
- n : année d'étude.
- N : la durée d'étude qui est souvent assimilée à la durée de vie de l'ouvrage (année).
- NPD : nombre de poste de distribution sur l'ensemble des réseaux gérés par Enedis.
- NPS : nombre de poste source sur l'ensemble des réseaux gérés par Enedis.
- $P^+_{batterie}$: puissance fournie par le réseau à la batterie (>0).
- $P^-_{batterie}$: puissance fournie au réseau par la batterie (>0).
- P_{mono}, Q_{mono} : la puissance appelée en aval d'une ligne (active (W), réactive (Var) respectivement).
- $P_{maxposte\ SS}$: puissance maximale annuelle délivrée ou soutirée par le poste sans stockage (kW).
- P_{max} : Puissance maximale d'un départ (kW).
- P'_{max} : La nouvelle Puissance maximale d'un départ après application du stockage et/ou de la production PV (kW).
- P_{lim_mono} : puissance active limite (monophasé) qui transite sans provoquer une contrainte technique (kW).
- P_{max_PV} : puissance maximale de la production PV (kW).
- P_B : puissance qui transite dans une branche.
- $P_{PV}(t)$: puissance temporelle de production PV en fonction du taux d'insertion de PV (kW).
- P_{batt_max} : Puissance de charge/décharge maximale du stockage (kW).

- P_{ch} : puissance consommée au nœud.
- $Pertes_{(kWh)}$: énergie annuelle perdue (kWh)
- $Pertes_i$: Pertes dans la phase i (kW) pour i = 1 à 3 et dans le neutre pour i=4.
- $Pertes_{max}$: pertes à la pointe maximale (kW)
- P_{max_JM} : Puissance maximale de la journée qui consomme le plus d'énergie (kW).
- P_{min_JM} : Puissance minimale de la journée qui consomme le plus d'énergie (kW).
- P_{moy} : puissance moyenne du départ (kW).
- P_{moy_JM} : puissance moyenne de la journée qui consomme le plus d'énergie (kW).
- P_{pvnorm} : puissance normalisée de la production PV (kW).
- $P_{poste\ AP}$: Puissance vue au niveau du poste de distribution avec production PV (kW).
- $P_{poste\ SS}$: puissance vue au niveau du poste de distribution sans stockage (kW).
- $P_{poste\ SSP}$: puissance vue au niveau du poste de distribution sans stockage et sans production (kW).
- $P_{posteAS}$: puissance mesurée au poste de distribution en présence de stockage.
- $Perte_{jtransfo}$: pertes Joule dans le transformateur (kwh).
- $Pertes(t)$: pertes à chaque pas de temps (kW).
- $P_{max_{ch}}$: Puissance maximale de la charge au nœud i.
- P_{2res} : différence entre la puissance consommée par le poste de distribution sans stockage et sans production et la puissance produite par la production PV (kW).
- PD_BT : part BT du coût de poste de distribution (k€).
- PD_HTA : part HTA du coût de poste de distribution (k€).
- PMM : puissance maximale moyenne, consommée sur l'ensemble des réseaux gérés par Enedis.
- $Q_{Bat,max}$: capacité de la batterie (en kWh).
- r_N : résistance linéique du conducteur de neutre (Ω/km).
- R_{tr} : résistance d'un enroulement du transformateur (Ω).
- r : la résistance linéique du conducteur (Ω/km).
- R, X : impédance d'une ligne (résistance, réactance respectivement) (Ω).
- r_1, r_2, r_3 : résistance linéique du conducteur dans les phases 1, 2 et 3, (Ω/km).
- SOC : état de charge de la batterie en %.
- T_{coup} : temps de coupure suite un incident (h).
- T : durée de vie de l'ouvrage (année).
- $\overline{V_{A1}}, \overline{V_{A2}}, \overline{V_{A3}}, \overline{V_{AN}}$: tensions simples en début de la ligne (à un point A) pour les phases 1, 2, 3 et dans le neutre.
- $\overline{V_{B1}}, \overline{V_{B2}}, \overline{V_{B3}}, \overline{V_{BN}}$: tensions en bout de la ligne (à un point B) pour les phases 1, 2, 3 et dans le neutre.
- V_{mono} : la tension du nœud de référence (V).
- $V0$: la valeur à neuf de l'ouvrage (k€).
- VT : la valeur de ferrailage de l'ouvrage (k€).
- Vu : la valeur d'usage de l'ouvrage (k€).

Liste de variables

- $\overline{Z_{NN}}$: impédance propre du conducteur du neutre.
- $\overline{Z_m}$: impédance mutuelle entre deux phases.
- $\overline{Z_{ph}}$: impédance propre d'une phase.

Acronymes

BT : Basse Tension.

CAPEX: Capital Expenditures.

CRE : Commission de Régulation de l'Energie.

DSO : Distribution System Operator.

END : Energie Non distribuée.

EnR : Energie renouvelable.

GED : Générateurs d'Energie Dispersée

GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport.

HTA : Haute Tension - niveau A.

HTB : Haute Tension - niveau B.

L_f : Load Factor.

L_{sf} : Loss factor.

NTIC : Nouvelles technologies de l'information et de la communication.

OLTC : On Load tap changer.

OPEX : Operational Expenditures.

PV: Photovoltaïque.

SAIDI : System Average Duration Interruption Index.

SAIFI : System Average Frequency Interruption Index.

SOC : State Of Charge.

TOTEX : Total Expenditures.

V2G : Vehicle-To-Grid.

V2H : Vehicle-To-Home.

VE : Véhicule Electrique.

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Les différents niveaux de tension du réseau électrique français.....	7
Tableau II-1: Grandeurs $P_{\max}$ et $H_{\max}$ pour les courbes de charge étudiées	50
Tableau II-2: Valeurs théoriques et mesurées de β_{12} et β_{23}	52
Tableau II-3: Rendement des batteries pour différentes technologies [Turk12].....	52
Tableau II-4: Erreur maximale entre les valeurs calculées pour un rendement de 100% et les valeurs mesurées pour différents rendements	56
Tableau III-1 : Valeurs moyennes utilisées pour l'estimation du coût d'annuité d'investissement.	90
Tableau III-2: Exemple de pertes maximales dans les 3 phases et dans le neutre sur des courbes générées avec le logigramme de la Figure III-20.	114
Tableau III-3: Statistiques des logements et puissances d'abonnement [INS99a], [INS99b], [PRI].	115
Tableau IV-1: Puissances maximales soutirées sur les trois phases pour différentes longueur de départ BT en kW	134
Tableau IV-2: Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT de 100m	156
Tableau IV-3 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT moyennement long.	157
Tableau IV-4 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT très long.	157
Tableau IV-5 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un transformateur.	158
Tableau IV-6 : Coût moyen limite pour la rémunération du stockage en fonction de l'équipement à renforcer.	159
Tableau IV-7 : Coût limite moyen de la rémunération d'1 kWh stockage.	159
Tableau IV-8: Nombre de contraintes moyen à l'année de fin d'étude en fonction du taux d'accroissement des charges et de l'équipement considéré.	161

Liste des figures

Figure I-1: Réseau en coupure d'artère [Alva09].....	9
Figure I-2 : chute de tension le long d'un conducteur d'impédance $R+jX$	11
Figure I-3 : Exemple de transits de puissance dans le réseau de distribution avec et sans GED[Cana00].....	12
Figure I-4 a : Problème du déclenchement intempestif de protections [Cana00]	13
Figure I-5: courbe de charge annuelle [Coif07].....	19
Figure I-6: monotone de charge pour une courbe de consommation annuelle [Coif07].....	20
Figure I-7: monotone de charge réduite pour une courbe de consommation annuelle [Coif07]	21
Figure II-1: Problème étudié – grandeurs agrégées au poste de distribution.	34
Figure II-2: Exemple de la courbe de charge triphasée N°1 annuelle (gauche) et journalière (droite) sur la journée où apparaît la puissance maximale annuelle.....	34
Figure II-3: Algorithme de gestion du stockage.....	36
Figure II-4: Exemple de résultats sur une journée (taux d'insertion de stockage de 10%, stockage journalier).	41
Figure II-5: Exemple d'évolution du SOC de la batterie sur une journée (taux d'insertion de stockage de 10%, stockage journalier).	41
Figure II-6: Puissance du poste HTA/BT N°1 avec un taux de stockage de 40% sur 7 jours (stockage journalier).	42
Figure II-7: Evolutions des paramètres P'_{max} et H'_{max} en fonction du taux d'insertion de stockage.	43
Figure II-8: Puissance maximale de stockage utilisée sur l'année (en %) en fonction du taux d'insertion de stockage (en %).	43
Figure II-9: Zoom sur la journée où apparaît puissance annuelle maximale (taux d'insertion de stockage de 5%, phase 1, stockage journalier).	44
Figure II-10: Zoom sur la journée où la consommation de l'énergie est la plus élevée (taux d'insertion de stockage de 25%, phase 3, stockage journalier).....	45
Figure II-11 : Zoom sur la journée où la consommation de l'énergie est la plus élevée (taux d'insertion de stockage de 15%, phase 2, stockage journalier).....	47
Figure II-12: P'_{max}/P_{max} pour six autres courbes de charges	50
Figure II-13 : H'_{max}/H_{max} pour six courbes de charges différentes.	50
Figure II-14: Puissance maximale de la batterie utilisée en fonction du taux de stockage installée pour les six autres courbes de charges.	51
Figure II-15: H'_{max} pour le poste de distribution N°1 pour un rendement de 90%, 95% et 100%.	55

<i>Figure II-16: P'_{max} pour le poste de distribution N°1 pour un rendement de 90%, 95% et 100%.</i>	55
<i>Figure II-17: Evolution de H'_{max} en fonction du type de stockage (journalier, hebdomadaire, saisonnier) pour la courbe de charge N°1</i>	57
<i>Figure II-18: Evolution de P'_{max} en fonction du type de stockage (journalier, hebdomadaire et saisonnier) pour la courbe de charge N°1.</i>	57
<i>Figure II-19 : Exemple de résultats sur une journée</i>	58
<i>Figure II-20 : Evolution de P'_{max} et H'_{max} en fonction du taux de stockage, cas où $P_{lim} > P_{moyJ}$ ($P_{lim}=77.34$ kW).</i>	59
<i>Figure II-21 : Evolution de P'_{max} et H'_{max} en fonction du taux de stockage, ($P_{lim}=P_{moyJ}=70.72$ kW).</i>	60
<i>Figure II-22 : Comparaison des valeurs de P'_{max} et H'_{max} (calcul versus mesure)</i>	60
<i>Figure II-23: Courbe annuelle de la production PV.</i>	63
<i>Figure II-24: Courbe normalisée de production PV sur une journée d'été.</i>	63
<i>Figure II-25: Courbe de puissance vue du poste HTA/BT sans et avec production PV.</i>	65
<i>Figure II-26: Evolution de P'_{max} en fonction de la production PV (cas où la production est nulle au moment de la pointe de consommation).</i>	68
<i>Figure II-27: Evolution de H'_{max} en fonction de la production PV (cas où la production est nulle au moment de la pointe de consommation).</i>	68
<i>Figure II-28: Evolution de P'_{max} en fonction de la production PV (cas où la production est non nulle au moment de la pointe de consommation).</i>	69
<i>Figure II-29: Evolution de H'_{max} en fonction de la production PV (cas où la production est non nulle au moment de la pointe de consommation).</i>	69
<i>Figure II-30: Evolution de $P'_{max} \times H'_{max}$ en fonction de la production PV.</i>	70
<i>Figure II-31: Exemple d'application sur une journée d'un cas charge +70% de PV + 15% de stockage (moyenne journalière positive).</i>	74
<i>Figure II-32: Exemple d'application sur une journée d'un cas charge +PV + stockage (moyenne journalière négative)</i>	75
<i>Figure II-33 : Comparaison des valeurs de H'_{max} et P'_{max} (calcul vs mesure pour la phase 1).</i>	80
<i>Figure II-34: Comparaison des valeurs de H'_{max} et P'_{max} (calcul vs mesure pour la phase 2)</i>	80
<i>Figure II-35: Comparaison des valeurs de H'_{max} et P'_{max} (calcul vs mesure pour la phase 3)</i>	81
<i>Figure II-36: Comparaison des valeurs de H'_{max} et P'_{max} (calcul vs mesure)</i>	83
<i>Figure III-1 : les différents coûts constituant le coût d'un kW à la pointe.</i>	94
<i>Figure III-2: Comparaison des coûts d'un kW de perte à la pointe (coûts donnés et coûts calculés).</i>	95
<i>Figure III-3: Sensibilité du coût d'un kW à la puissance maximale moyenne.</i>	96
<i>Figure III-4: Sensibilité du coût d'un kW de perte à la pointe au coefficient de forme « a ».</i>	96
<i>Figure III-5: Sensibilité du coût d'un kW de perte à la pointe au cout de l'énergie</i>	97
<i>Figure III-6: Logigramme de définition de H'_{max} en fonction du taux de stockage</i>	99
<i>Figure III-7: Logigramme de calcul du coût de l'énergie annuelle perdue pour 1kW.</i>	100
<i>Figure III-8: influence du stockage sur le coût annuel d'énergie perdu pour 1kW.</i>	101
<i>Figure III-9: nouvel abaque en présence de stockage</i>	102
<i>Figure III-10: Réseau BT avec charge et stockage</i>	103

Figure III-11 : comparaison coûts des pertes (en fonction taux stockage) calculés avec données ENEDIS et avec données calculées.....	103
Figure III-12: variation du coefficient « a » en fonction du taux d'insertion PV.....	106
Figure III-13: coûts des pertes en fonction taux PV (ENEDIS vs méthodes proposées)	107
Figure III-14: III-15: évolution du coefficient « a » en fonction du taux de stockage et du taux PV – voir Annexe 6.....	109
Figure III-16: évolution du coefficient « a » en fonction du taux de stockage et du taux PV (taux de stockage égale taux PV)	110
Figure III-17: Comparaison coûts des pertes (en fonction taux PV et du taux de stockage) calculés avec données ENEDIS et avec la méthode développée.....	112
Figure III-18: Réseau de distribution BT	113
Figure III-19: Modèle d'un conducteur à 3 phases + neutre	113
Figure III-20 : Logigramme de construction des courbes de charge.	116
Figure III-21 : Exemple de courbes de charge réalisées (journalières et annuelles sur les 3phases).....	117
Figure III-22 : Taux de déséquilibre dans le neutre en fonction du nombre de clients BT sans stockage et avec différents taux de stockage monophasé.....	118
Figure III-23 : Taux de déséquilibre dans le neutre en fonction du nombre de clients BT sans stockage et avec différents taux de stockage triphasé.....	119
Figure III-24: Taux de déséquilibre dans le neutre en fonction du nombre de clients BT avec une dispersion des taux de stockage (stockage monophasé).....	119
Figure III-25: Dispersion des taux de déséquilibre dans le neutre en fonction du stockage pour chaque nombre de clients BT (stockage triphasé)	120
Figure IV-1: Illustration graphique de la quantité de pertes Joule qui peut être gagnée grâce au stockage	128
Figure IV-2 : Exemple simplifié de la charge/décharge (puissance et SOC) d'une batterie.	130
Figure IV-3: Logigramme de l'algorithme d'estimation du coût de rémunération d'1kWh de stockage (stratégie : réduction des pertes Joule).	131
Figure IV-4 : Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, stockage triphasé).	134
Figure IV-5: Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, stockage monophasé).	135
Figure IV-6: Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, stockage monophasé, impact de la phase d'installation du stockage).....	136
Figure IV-7: Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, ligne de 500 m, stockage triphasé).	137
Figure IV-8 : Topologie du réseau étudié (réseau BT).....	142
Figure IV-9: logigramme de l'algorithme appliqué pour adapter la méthode de calcul à la pointe	144
Figure IV-10: exemple d'un réseau simplifié.....	145
Figure IV-11: Algorithme appliqué pour la stratégie de stockage (réduction des pertes Joule).	148
Figure IV-12: Comparaison des trois stratégies de gestion du stockage (réduction des pertes Joule, stockage triphasé).	149

<i>Figure IV-13: Comparaison des trois stratégies pour la gestion du stockage utilisé dans l'objectif de réduire les pertes Joule.</i>	150
<i>Figure IV-14: Représentation graphique d'impact des contraintes sur le besoin du stockage.</i>	154
<i>Figure IV-15 : Sensibilité du bénéfice du stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 4616 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 0.1%)</i>	162
<i>Figure IV-16 : Sensibilité du bénéfice du stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 75.24 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 1.5%)</i>	162
<i>Figure IV-17 : Sensibilité du bénéfice du stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 3.84 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 2.5%).</i>	162
<i>Figure IV-18 : Sensibilité de la probabilité du succès de stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 4616 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 0.1%).....</i>	163
<i>Figure IV-19 : Sensibilité de la probabilité du succès de stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 75.24 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 1.5%).....</i>	164
<i>Figure IV-20 : Sensibilité de la probabilité du succès de stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 3.84 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 2.5%).....</i>	164
<i>Figure IV-21 : logigramme du choix des unités de production PV et le choix de la phase de raccordement.....</i>	166
<i>Figure IV-22 : Probabilité de succès du stockage (cas de contraintes d'injection)</i>	167
<i>Figure IV-23 : Bénéfice moyen du stockage (cas de contraintes d'injection)</i>	167
<i>Figure IV-24: Algorithme de la stratégie de stockage, utilisé pour faire passer des contraintes</i>	174
<i>Figure IV-25: Algorithme pour calculer la puissance limite de chaque conducteur.....</i>	176
<i>Figure IV-26: Etude de sensibilité du coût de rémunération du stockage sur son bénéfice moyen (cas de 6 batteries).....</i>	177
<i>Figure IV-27: Bénéfice moyen du stockage avec choix d'emplacement des batteries aux extrémités du réseau</i>	179
<i>Figure IV-28 : topologie du réseau étudié N°2 (réseau BT).....</i>	180
<i>Figure IV-29: Bénéfice moyen du stockage pour le 2nd réseau (en rouge, choix aléatoire d'emplacement de 12 batteries et en jaune, 6 batteries aux extrémités du réseau).</i>	181

Introduction générale

Les réseaux électriques, en général, et les réseaux de distribution, en particulier, représentent des infrastructures vitales pour nos sociétés modernes. En effet, la dépendance de ces dernières à l'énergie électrique fait que certaines défaillances (sabotage, dommage ou indisponibilité de divers ouvrages ou installations) des réseaux électriques sont susceptibles d'avoir de graves conséquences sur la nation ou encore de remettre en cause la santé ou la vie de la population. Les réseaux de distribution ont connu, ces deux dernières décennies, des changements significatifs potentiellement à risque, induits notamment par les déploiements des sources de production décentralisées, des nouveaux usages comme le véhicule électrique (VE) ou encore la diffusion des nouvelles technologies de l'information et de la communication (comme les compteurs communicants et les *set top box/energy box* pour la gestion de l'énergie dans l'habitat). De ce fait, le réseau électrique (et plus particulièrement celui de distribution, impacté directement par les ressources locales) est au cœur des enjeux de la transition énergétique et devient aussi un système critique¹. En effet, non seulement cette vague de modifications remet en cause, en partie, la planification (aide à la décision pour les investissements moyens et long terme), la planification opérationnelle (préparation à la conduite) et la conduite temps réel des réseaux électriques. Il est donc, non seulement, nécessaire de faire face à cette complexité croissante mais également d'imaginer des solutions novatrices aux problèmes qui émergent de diverses situations critiques tout en maintenant la sécurité globale du système dans les meilleures conditions économiques.

Dans le but d'accompagner ces transformations du paysage électrique, et de faire évoluer les réseaux de distribution, des investissements importants sont attendus dans les années à venir. A titre d'exemple ces investissements sont estimés à une dizaine de milliards d'euros en France et à quelques centaines de milliards d'euros pour l'ensemble des pays de l'Union Européenne [Fgan17]. Ces investissements consistent majoritairement en des renforcements de l'infrastructure existante et de la création de nouveaux ouvrages. Dans cette optique de transformation des réseaux électriques de distribution, les Gestionnaires des Réseaux de Distribution (*appelés Distribution system Operators* « DSO » dans la littérature anglo saxonne) intensifient l'identification des besoins en infrastructure via des études de planification. Il s'agit, traditionnellement, d'études technico-économiques basées sur des situations de consommation et/ou de production les plus pessimistes et des statistiques des années précédentes. Néanmoins, cette vague de mutations qui frappent les réseaux électriques de distribution créent des

¹ Dans la littérature anglo saxonne, on trouve la référence aux infrastructures critiques, voir [Comm17]. L'état français a quant à lui préféré la notion d'infrastructure vitale.

situations complexes ainsi que de nouvelles incertitudes au sein de cette infrastructure. En effet la production décentralisée qui s'insère dans ces réseaux est majoritairement intermittente, dont non seulement les injections sont difficilement prévisibles mais également leurs positions. De plus son évolution est étroitement liée aux avancées technologiques et législatives. Les incertitudes ne sont pas uniquement provoquées par la production décentralisée mais également par le déploiement des VE dont, de nouveau, ni la position ni la consommation ne sont parfaitement anticipables. Cette hétérogénéité de causes se traduit par une forte variabilité de situations critiques auxquelles est exposée cette partie du système électrique. De ce fait la planification des réseaux électriques de distribution devient un exercice complexe où les méthodes actuelles de planification pourraient atteindre leurs limites.

Parallèlement, le développement des nouveaux gisements de flexibilité comme le pilotage des charges/sources ou le stockage par exemple, offre de nouvelles solutions à intégrer dans les futures méthodes de planifications.

Par ailleurs, ces transformations du paysage électrique et les conséquences qui en découlent sont d'autant plus vraies sur le réseau électrique basse tension (BT), où les facteurs aggravants sont locaux. On peut citer, à titre d'exemple la connexion des VE et la progression de la production décentralisée (de type solaire notamment). De plus ces nouveaux acteurs sont majoritairement raccordés en monophasé ce qui peut aggraver la situation du déséquilibre des réseaux BT [Wong17], [Alam15]. Ainsi les travaux de cette thèse ont pour objectif, d'analyser les impacts d'une production décentralisée de type Photovoltaïque (PV) et l'apport du stockage sur la planification des réseaux électriques BT. Des applications des cas d'étude sont menées sur des réseaux de distribution BT afin d'apporter une vision stratégique sur les solutions que le stockage peut apporter dans la planification des réseaux électriques BT. Ces études sont menées dans un contexte soumis à plusieurs incertitudes liées à l'évolution et le positionnement des unités de production décentralisée, au positionnement des unités de stockage, ainsi qu'au déséquilibre de soutirage/d'injection de puissance sur les trois phases.

Les contributions principales de la thèse sont ainsi les suivantes :

C1 : Construction de **modèles mathématiques** permettant de calculer les grandeurs d'aide à la planification que sont la puissance maximale qui transite et sa durée équivalente sur l'année en fonction de nouvelles hypothèses telles que l'intégration de stockage ou de production renouvelable et la stratégie de contrôle adoptées.

C2 : Proposition de **fonctions de gestion du stockage** avec une modélisation adaptée au problème de la planification des réseaux électriques BT.

C3 : Amélioration d'un **modèle généralisé de calcul du coût des pertes**, intégrant les effets du stockage et de la production PV.

C4 : Extension du modèle de calcul du coût des pertes au réseau BT en proposant un modèle de calcul qui prend en compte le **déséquilibre du réseau BT** et le transit de puissance dans le conducteur du neutre.

C5 : Constitution d'algorithmes de fonctions avancées de conduite utilisant le stockage permettant au DSO une **conduite et une gestion optimales** de leur **réseau**. Ces algorithmes intègrent les modèles proposés dans les contributions C1, C2, C3 et C4

C6 : Application d'un **mécanisme d'ajustement** permettant au DSO d'utiliser des systèmes de stockage installés sur son réseau (dont il n'a pas la propriété) dans l'optique de **définir un prix limite** où l'utilisation du stockage présente un intérêt technico-économique pour le DSO.

C7 : Mise au point d'un **modèle de planification stochastique avec incertitudes** concernant les nœuds de raccordement des batteries et de la production PV dans le réseau.

C8 : **Validation de la valeur économique du stockage** dans la planification des réseaux BT comparé à une planification classique. Cette contribution est basée sur les contributions C1 à C7.

Les travaux menés dans le cadre de cette thèse sont organisés en quatre chapitres :

Chapitre I : Ce chapitre présente l'architecture générale des réseaux électriques. Il présente aussi les nouvelles intégrations sur le réseau de distribution (à savoir la production décentralisée) et les impacts qu'elles engendrent. Les méthodes de planification usuelles des réseaux de distribution sont également abordées, ainsi que leurs évolutions dans le contexte des *Smart Grids*. Ce chapitre se clôt par un positionnement des travaux de cette thèse vis-à-vis des approches existantes.

Chapitre II : Ce chapitre consiste à étudier les impacts de la production PV et du stockage sur des paramètres qui proportionnent la planification des réseaux de distribution, à savoir : la puissance maximale qui transite, ainsi que sa durée équivalente sur l'année. Cela se traduit par des analyses sur les modifications de la forme des courbes temporelles de transit de puissance qui sont provoquées par la production PV et le stockage. Un modèle mathématique qui permet de modéliser ces impacts est ainsi proposé.

Chapitre III : L'intégration de la production PV et du stockage a également des impacts sur les pertes techniques dans le réseau électrique. D'un point de vue technique, lorsque le planificateur dimensionne un équipement, il prend, en plus de l'investissement initial, en compte le coût d'exploitation (*Operational Expenditures* « *OPEX* ») lié aux pertes sur la durée de vie de l'équipement. En d'autres termes, certains équipements du réseau peuvent être surdimensionnés (*Capital Expenditures* *CAPEX* plus important) pour réduire le coût global (*CAPEX* + *OPEX*). Ainsi le stockage et la production PV vont avoir non seulement des impacts sur l'énergie perdue mais également sur le dimensionnement des équipements et le coût d'investissement. C'est ces modifications dans l'évaluation du coût des pertes qui vont être abordées dans le chapitre III, en adaptant les méthodes de calcul des pertes déjà existantes à la présence de la production PV et du stockage.

Chapitre IV : l'objectif de ce chapitre est d'appliquer les modèles développés dans les chapitres précédents sur des réseaux BT. Différents cas d'étude avec ou sans production PV sont analysés afin d'illustrer l'intérêt potentiel du stockage dans la planification des réseaux

électriques BT. Deux principales parties peuvent être distinguées : la 1ère consiste à évaluer le bénéfice potentiel que peut apporter le stockage dans la réduction des coûts des pertes Joules (coûts d'exploitation du réseau BT). La seconde partie présente le stockage comme une solution alternative au renforcement. Cela est fait dans l'objectif d'évaluer dans quelles conditions le stockage pourraient être économiquement intéressant par rapport à des actions de planifications plus classiques.

Chapitre I.

Impacts des nouveaux acteurs sur l'évolution des réseaux de distribution BT.

I. Introduction

Le réseau électrique tel qu'il a été conçu et exploité historiquement est remis en question par plusieurs facteurs apparus lors de ces deux dernières décennies. En effet, la production d'énergie à base de générateurs d'énergie dispersés (GED), majoritairement installée sur le réseau électrique de distribution, ne cesse de se multiplier causant des impacts qui peuvent être négatifs comme bénéfiques [HaSa12], [Cana00], à titre d'exemple, l'augmentation de la tension, et des courants jusqu'à la violation des limites réglementaires ou techniques. A cela s'ajoute l'insertion massive des véhicules électriques, qui peut provoquer d'importants pics de consommation dans le cas où la recharge de ces véhicules n'est pas maîtrisée (par exemple lors d'un pic de consommation). En parallèle de cela, le taux de croissance de la demande d'énergie continue d'augmenter, de manière assez hétérogène dans certaines régions, malgré de nombreux efforts sur l'efficacité énergétique.

Tous ces facteurs exercent des pressions sur les réseaux publics de distribution d'électricité. Les DSO qui cherchent à exploiter leurs réseaux à des coûts maîtrisés et des investissements optimisés, peuvent voir ces facteurs comme des contraintes mais également des opportunités d'innovation.

En se plaçant du côté des contraintes, nous pouvons citer la question de l'efficacité des installations, de leur vieillissement vis-à-vis de l'augmentation de leurs sollicitations, de la sécurité de fonctionnement ainsi que des questions d'environnement, qui doivent être examinées de manière globale. Il y a également la sécurité d'approvisionnement face à la sollicitation grandissante de l'infrastructure, tout en assurant la bonne qualité de fourniture.

En se plaçant du côté des opportunités, pour répondre à ces défis, les réseaux électriques de distribution sont en transition vers ce qu'on appelle les réseaux électriques intelligents communément appelés « *Smart Grids* ». Plusieurs changements seront à prévoir de ce point de vue depuis la structure des réseaux jusqu'à leur fonctionnement. L'une des particularités importantes de ces nouveaux réseaux est une capacité accrue à l'usage de la flexibilité, sous différentes formes (pilotages de la charge et/ou de la production, stockage, entre autres).

C'est sur ces constats que se construiront les travaux présentés dans cette thèse, en nous axant sur un aspect long terme de planification des réseaux de distribution. En effet, l'objectif est de travailler sur les critères de planification des réseaux de distribution électrique, en considérant leurs évolutions du fait de l'apparition de nouveaux leviers de flexibilité comme des actions possibles sur les charges et sources locales, notamment par l'intermédiaire d'éléments de stockage, et en se concentrant sur les réseaux de distribution basse tension.

Ce chapitre a pour objectif d'élaborer le contexte d'étude de la planification des réseaux électriques de distribution. Pour commencer nous présentons l'architecture du réseau électrique (réseau de distribution en particulier), avant d'évoquer brièvement les principaux impacts des GED sur ces réseaux de distribution. Nous abordons ensuite les critères et les objectifs de la planification des réseaux électriques de distribution. Par la suite nous abordons la transition des réseaux électriques de distribution vers les *Smart Grids*. Un état de l'art positionné sur la

planification dans ce contexte *Smart* est alors présenté. Nous concluons ce chapitre par le positionnement des travaux de cette thèse par rapport aux approches existantes.

II. Architecture des réseaux électriques

Pour assurer un bon fonctionnement, arriver à un coût maîtrisé et garantir une robustesse suffisante, le système électrique a été conçu historiquement selon une structure arborescente, dite « verticalement intégrée » [Teni09]. La structure traditionnelle de cette chaîne énergétique est hiérarchisée : les grandes centrales de production occupent le sommet de la chaîne et les installations des consommateurs bouclent la chaîne énergétique. Le réseau électrique assure la liaison entre ces deux entités.

Ce réseau est traditionnellement structuré en trois parties, le réseau de transport, le réseau de répartition, et le réseau de distribution. Chaque partie est caractérisée par un ou des niveaux de tension adaptés à sa fonction [Cre].

Le réseau de transport a pour objet le transport de grandes quantités d'énergie, sur de très longues distances. Ce réseau est interconnecté avec d'autres réseaux nationaux. Afin de minimiser les pertes de transport, l'acheminement de l'énergie sur ce réseau se fait sous une haute tension, en France en 400kV ou 225kV. La quantité importante d'énergie transitée par ce réseau fait de lui un élément critique. Afin d'assurer une bonne qualité de fonctionnement, ce réseau est donc maillé [Cre].

Le niveau immédiatement inférieur est le réseau de répartition, de 90kV ou 63kV en France. Celui-ci répartit l'énergie sur les différentes régions, alimente les gros clients industriels ainsi que le réseau de distribution [Teni09], [Cre].

Le dernier niveau, le réseau de distribution, est divisé en deux sous-parties. Tout d'abord le réseau « moyenne tension » dit aussi réseau HTA (Haute Tension de niveau A) avec une tension 20kV en France, et enfin le réseau « basse tension » (BT) avec une tension de 400V [Erd08]. Le rôle de ce réseau est d'acheminer l'énergie électrique depuis le réseau de répartition pour alimenter les consommateurs finaux, se trouvant soit sur le réseau HTA (industriels et hôpitaux entre autres) soit sur le réseau BT (plutôt résidentiel) [Cre].

La modification et l'adaptation de la tension à chaque niveau du réseau électrique global est assurée par les transformateurs de différents postes (poste source, poste de distribution, entre autres). Le tableau I.1 résume les différentes tensions que l'on trouve le plus souvent en France adaptées au niveau de chaque partie du réseau [Alva09].

Tableau I-1 : Les différents niveaux de tension du réseau électrique français.

U < 50V	50V < U < 500V	500V < U < 1kV	1kV < U < 50kV	50kV < U < 100kV	U > 100kV
TBT	BT		MT	HT	THT
TBT	BTA	BTB	HTA	HTB	

■ Normes avant 1989

■ Normes après 1989

Dans le cadre de cette thèse, nous allons nous intéresser au réseau de distribution, en justifiant le focus du travail sur la maille BT de ce dernier.

II-A. Réseau de distribution

Le domaine des réseaux publics de distribution se situe entre les postes sources et les consommateurs finaux qui se trouvent soit en moyenne tension (gros consommateurs industriels), soit en basse tension (consommateurs résidentiels) via des postes de distribution publics. Depuis le poste source partent des départs HTA constitués de conducteurs et d'organes de protection (sectionneurs et disjoncteurs), pour alimenter les charges connectées en moyenne tension et les postes de distributions HTA/BT. Ces réseaux peuvent être de différentes structures, suivant la densité de charges (urbaine ou rurale), et les contraintes environnementales notamment [Carr91], [Erd08].

II-A-1. Poste source

Le poste source est le point de transformation permettant le passage de l'énergie du réseau HTB vers réseau HTA. Les postes sources sont alimentés par le réseau de transport (HTB) sous des tensions variant de 63kV à 225kV en France [Cre]. Cette tension dépend de la densité de consommation de la zone alimentée par le poste source en question. Un poste source est dimensionné pour alimenter le réseau de distribution de façon continue même en cas de perte d'une ligne d'alimentation ou d'un transformateur HTB/HTA voire d'un autre poste (notion de poste à puissance garantie) [Carr91], [Coif13].

II-A-2. Le réseau HTA

Les réseaux HTA ont évolués dans le temps sur plusieurs plans : architectures, matériels et niveaux de tension entre autres. Ce développement des réseaux HTA se fait selon des contraintes techniques et économiques. Aujourd'hui, dans le but d'assurer une bonne fourniture d'électricité, l'ossature d'un départ HTA est bouclée via un organe de coupure normalement ouvert afin d'assurer une exploitation radiale du réseau (un seul chemin d'alimentation pour être compatible avec le système de protections). Les boucles formées peuvent l'être d'un poste source vers un autre, ou sur un même poste source mais sur deux jeux de barre différents [Erd08]. Cela permet de réalimenter rapidement les clients suite à une coupure due à un incident, ou d'assurer le secours du poste source. Un facteur déterminant dans la réalisation d'un réseau HTA est la densité de la puissance de la zone desservie, le nombre de départs issus du poste source variant d'un peu moins d'une dizaine jusqu'à une cinquantaine [Gain93]. Les zones rurales avec une faible densité de consommation électrique sont alimentées soit en lignes aériennes, soit une partie en câbles souterrains et une partie en lignes aériennes (mixte). Certaines portions d'un départ HTA peuvent être simples (non bouclées). Le nombre de transformateurs varie classiquement entre deux et trois, de 5 à 10 MVA pour les zones faiblement chargées, tandis que cette puissance peut atteindre deux à trois fois 20 MVA dans les zones les plus chargées [Gain93].

Les zones urbaines à forte densité sont alimentées avec des câbles souterrains. Plusieurs architectures sont possibles dans ce type de réseau. Le choix d'un schéma prend plusieurs

facteurs en compte : le temps de secours d'un poste source (la perte d'un poste source a un fort impact en réseau urbain) et la limitation des pertes joules, entre autres. Le nombre de transformateur HTB/HTA dans le réseau urbain peut aller jusqu'à trois avec une puissance de 36 MVA chacun pour les zones moyennement chargées. Pour les grandes agglomérations le nombre de transformateurs peut atteindre quatre avec une puissance de 70 MVA chacun. [Gain93]

La présentation et la description détaillée de ces structures dépassent le cadre de ce manuscrit, néanmoins on présente l'une des structures cible les plus utilisée en France.

Une des structures les plus courantes est la coupure d'artère. Dans ce cas, plusieurs postes HTA/BT sont reliés en série entre deux postes sources ou entre deux jeux de barre différents du même poste source, ou même entre un poste source et un câble de secours. La liaison de ces postes se fait à travers une canalisation principale, appelée « ossature ». Tous les postes de distribution sont munis d'interrupteurs normalement fermés, à l'exception d'un poste, afin d'éviter le fonctionnement bouclé entre les deux postes sources. Cette structure est illustrée Figure I-1. En cas de défaut sur un tronçon de câble, ces interrupteurs peuvent être manœuvrés afin d'isoler la zone en défaut. La coupure d'artère est réputée par ses avantages (économique, exploitation manuelle entre autres), néanmoins elle représente quelques inconvénients : la difficulté et le coût de son automatisisation [Alva09]. Celle-ci se développe néanmoins assez rapidement grâce à la baisse des coûts de transmission d'information et des systèmes de gestion.

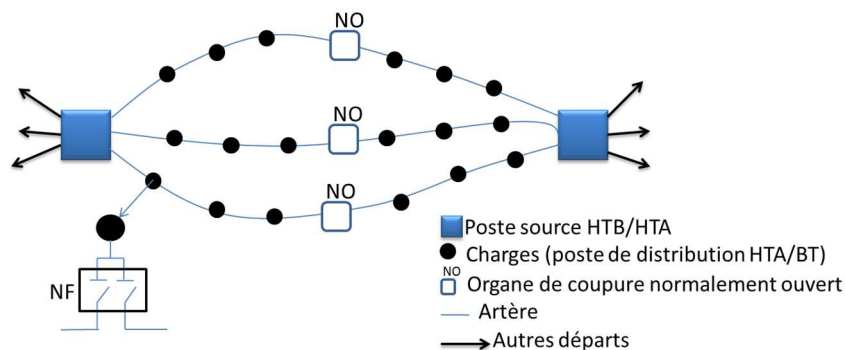


Figure I-1: Réseau en coupure d'artère [Alva09].

La structure en coupure d'artère se retrouve également sous la forme de structures dites en « fuseau » et en « épi » [Alva09], [Erd08]. Les autres structures sont décrites dans [Alva09].

II-A-3. Les postes HTA/BT

Les postes HTA/BT ou autrement appelés postes de distribution représentent l'interface entre le réseau HTA et le réseau BT. Ils contribuent à la qualité et à la disponibilité du réseau avec une grande facilité de mise en œuvre et d'adaptation sur site. Un poste HTA/BT est composé essentiellement de l'appareillage (compteur d'énergie, organes de coupures, protection entre autres) et d'un ou plusieurs transformateurs. Les transformateurs HTA/BT sont munis de régleurs en charge manuels. On peut classer les postes de distribution en deux catégories [Carr91]:

1. Les postes d'extérieur [Ened17a], [Gain93]

Dans cette catégorie se trouve : les postes sur poteau, dont les puissances normalisées sont 50 kVA, 100 kVA, 160 kVA. Les postes préfabriqués, soit en bas de poteau avec des puissances normalisées de 160 ou 250 kVA, soit poste compact avec des puissances normalisées de 160 kVA à 1000 kVA. Les postes maçonnés traditionnels : dont les puissances normalisées sont de 160 kVA à 1000 kVA.

2. Les postes d'intérieur : on trouve soit des postes ouverts maçonnés ou préfabriqués, soit des postes en cellules préfabriquées métalliques.

II-A-4. Le réseau BT

Le réseau BT est composé des départs issus du poste de distribution HTA/BT, ce qui lui permet de faire la liaison entre ces postes (HTA/BT) et les clients résidentiels. Ce réseau est exploité avec une structure simple. Notamment, aucun bouclage n'est réalisé sur le réseau BT [Erd08]. Dans le but de limiter les pertes par effet joule, les chutes de tension, ainsi que de réduire le risque d'incidents, les longueurs des lignes sont limitées [Erd08]. Que ce soit pour les réseaux ruraux ou urbains, les lignes peuvent être aériennes (torsadées BT) ou en câbles sous-terrain. Le choix peut être technique ou économique. En effet les câbles sous-terrain sont de plus en plus utilisés (notamment dans les réseaux urbains) même si leur coût d'installation est supérieur à celui des lignes aériennes, ceci pour des raisons réglementaires [Carr91].

Un poste en rural, sur un poteau ou en cabine, peut alimenter deux départs. Un poste en urbain peut alimenter jusqu'à huit départs triphasés jusqu'au point de livraison. Le réseau BT est très peu automatisé. Son exploitation est essentiellement manuelle. Le plan de protection est composé de disjoncteurs ou de coupe-circuits à fusible assurant la sécurité des ouvrages [Erd08] [Carr91].

Le branchement BT est l'ouvrage qui assure la liaison entre le réseau BT et l'installation du client final. En France, le branchement est en monophasé pour toute puissance inférieure à 18kVA, avec une tension de 230V. Des cas de branchements triphasés avec une puissance inférieure à 18kVA peuvent avoir lieu si les besoins de l'utilisation l'exigent (par exemple l'utilisation d'une machine triphasée). Le branchement est en triphasé avec une tension de 400V pour une puissance qui varie entre 18kVA et 250kVA [Erd08].

III. Intégration des GED sur un réseau électrique de distribution

Le réseau électrique est conçu pour acheminer l'énergie électrique dans une seule direction. Néanmoins l'apparition de la production décentralisée majoritairement installée sur les réseaux de distribution pourrait provoquer des changements au niveau de ces derniers et les mettre face à des difficultés et des défis vis-à-vis des contraintes techniques associées à cette intégration. En effet l'intégration de ces nouveaux moyens de production, dont non seulement la position est aléatoire mais également la production (ou difficilement prévisible), a des impacts sur ces réseaux [Cana00], [Cano09], [Alva09].

III-A. Impact sur la Tension

Tout transit de puissance à travers une ligne monophasée (cf Figure I-2) va créer du fait de l'impédance (R, X) de cette dernière une chute de tension. Cette chute de tension est directement liée à P_{mono} et Q_{mono} comme le montre l'équation suivante :

$$\Delta V_{mono}/V_{mono} \cong \frac{RP_{mono} + XQ_{mono}}{V_{mono}^2} \quad (I-1)$$

Avec :

V_{mono} : la tension du nœud de référence.

ΔV_{mono} : la chute de tension aux bornes de la ligne.

R, X : impédance de la ligne (résistance, réactance respectivement).

P_{mono}, Q_{mono} : la puissance appelée en aval de la ligne (active, réactive respectivement).

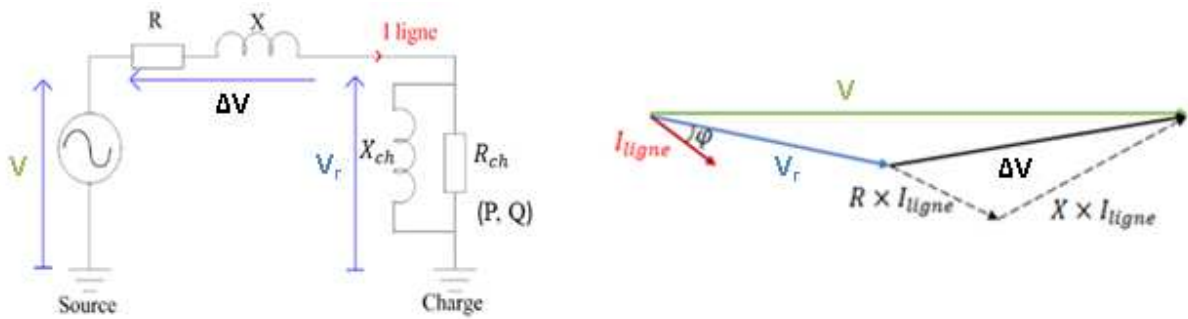


Figure I-2 : chute de tension le long d'un conducteur d'impédance $R+jX$

La présence de GED sur le réseau de distribution modifie le profil de la tension existant avant l'insertion de ces GED. Des vérifications sont nécessaires pour s'assurer que la tension reste dans sa plage contractuelle sur tous les points de connexion de GED. L'introduction de GED peut en effet faire varier les puissances actives et réactives locales par rapport à celles provenant du réseau amont, ce qui peut permettre de remonter la tension, surtout sur la branche où elle est connectée. Cette augmentation de tension est dite sans incidence si la tension ne dépasse pas la tension limite. Par contre cette insertion peut provoquer des surtensions si la puissance produite par la GED est très importante par rapport à l'impédance amont (impédance de court-circuit) [Cana00], [Cano09], [Wiel13]

III-B. Impact de la fluctuation de tension

La GED la plus présente en France sur le réseau de distribution BT est le photovoltaïque [Ened17b]. Les panneaux solaires présentent des fluctuations des injections de puissance, lors du passage d'un nuage par exemple ou d'un ombrage quelconque. Ces fluctuations de puissance sont responsables ensuite de fluctuations de tension.

III-C. Creux de tension

Le transitoire lors du couplage d'une GED au réseau peut provoquer une diminution brutale de la tension qui peut aller jusqu'à 90% de la tension nominale pendant une période

allant de 10 ms à 1 min [Cana00]. C'est typiquement le cas lorsqu'une ferme éolienne couple ses transformateurs de couplage (courants d'enclenchement).

III-D. Modification du transit de puissance

L'insertion des GED sur le réseau de distribution engendre des modifications dans le transit de puissance [Alva09]. Figure I-3 gauche représente un transit de puissance dans un réseau de distribution sans GED. La puissance consommée par ce réseau provient du réseau amont (le réseau HTA). Quand la GED est introduite, le flux de puissance provenant du nœud où la GED est connectée peut changer la direction des autres flux alimentant les nœuds voisins (Figure I-3 droite). La GED alimente la charge de ce nœud mais peut aussi alimenter les charges des autres nœuds. Il peut arriver selon l'état de charge du réseau et de la puissance délivrée par la GED que la puissance transite du réseau de distribution vers le réseau de transport. Une modification durable du transit de puissance pourrait provoquer ainsi le changement du matériel (appareils de mesure, protections). Du point de vue de la gestion du réseau (que ce soit de distribution ou de transport) cela produit également des perturbations dans les prédictions de charge aux nœuds mixtes² sur différents horizons de temps.

Du côté des avantages, la connexion de GED sur le réseau de distribution fait normalement diminuer la puissance provenant du poste source (réseau amont). De plus, si la puissance produite par les GED est consommée localement alors la diminution du transit de puissance implique une diminution des pertes.

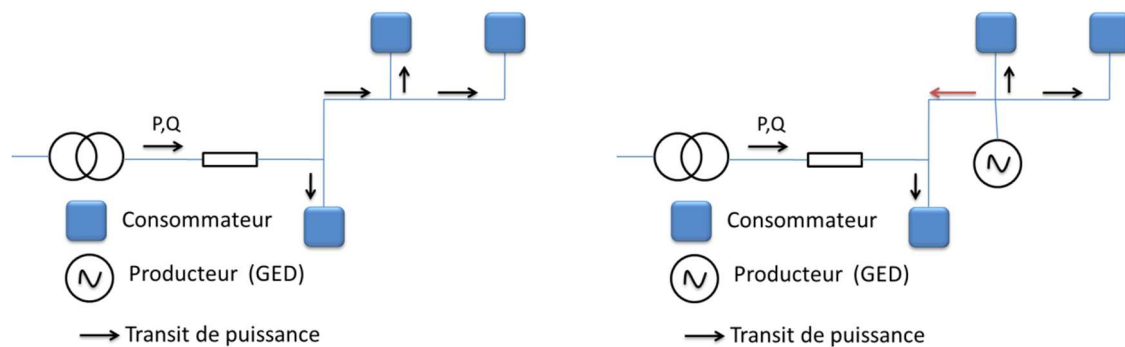


Figure I-3 : Exemple de transits de puissance dans le réseau de distribution avec et sans GED[Cana00].

III-E. Impact sur les protections

L'insertion des GED sur le réseau de distribution peut provoquer une modification du fonctionnement des appareils de protection. Cette modification du fonctionnement se traduit notamment par une perte de sélectivité entre les différentes protections du réseau. Cette perte de sélectivité est due à la modification des valeurs de courants de défaut et de la répartition de ces courants.

Aussi ces GED provoquent des modifications des courants en cas de défaut. Les générateurs des GED participent aux courants de court-circuit. Ce phénomène peut provoquer un déclenchement intempestif de tous les organes de protections des départs adjacents. À titre

² Nœuds qui possèdent une charge et une unité de production décentralisée.

d'exemple sur Figure I-4 a la GED participe au courant de court-circuit, ainsi, le courant de défaut apporté par celle-ci peut déclencher la protection P2 si le courant apporté est supérieur au seuil de la protection P2.

L'alimentation des courants de court-circuit par les GED peut aussi poser un problème d'aveuglement des protections si le déclenchement de la protection est basé sur la mesure du courant injecté par le réseau amont, sachant que ce courant peut rester inférieur au courant de seuil, car c'est la GED qui alimente aussi le courant de court-circuit et réduisant le courant du réseau amont, ce phénomène est illustré sur la Figure I-4 b.

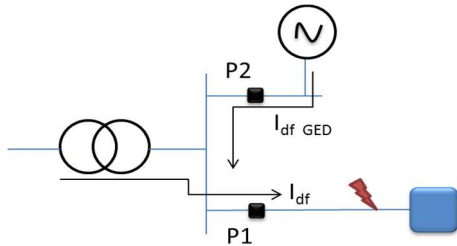


Figure I-4 a : Problème du déclenchement intempestif de protections [Cana00]

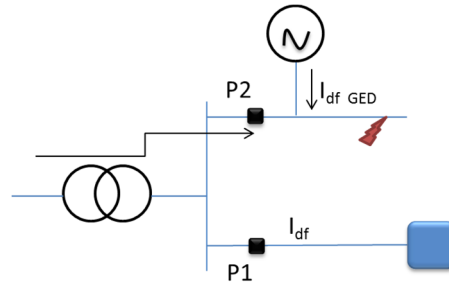


Figure I.4 b : Problème d'aveuglement de protections.[Cana00]

IV. La planification des réseaux électriques de distribution

L'étude de planification est une étude décisionnelle avec un caractère technique et un caractère économique. Les choix qui ressortent d'une étude de planification touchent à l'ensemble des décisions d'investissement dans le réseau, poste source, poste de distribution, lignes et câbles du réseau, les organes de coupure et de protection, ainsi que l'architecture à adopter [Carr91]. L'objectif de la planification est de réaliser des choix d'investissement permettant au réseau de distribution de fonctionner sous des exigences techniques ou normatives pour une période donnée. Les décisions issues d'une étude de planification doivent offrir au réseau la capacité d'alimenter la clientèle, d'assurer une bonne qualité de service et satisfaire l'évolution de la demande sur le long terme, sous contrainte d'optimum technico-économique [Coif13].

Une étude de planification découle de plusieurs besoins : raccordement d'un nouveau client (consommateur ou producteur), changement des équipements qui ne répondent plus aux normes exigées, entre autres [Ened17a], [Erd08].

En outre, la planification des réseaux électriques de distribution est classée en deux catégories [Khat97], La première, la planification à long terme, traite de l'évolution du réseau et des investissements majeurs à réaliser sur ce réseau. La période d'étude dans cette catégorie dépend de la durée de vie des ouvrages. Elle est estimée en général à 30 ou 40 ans [Coif13]. La deuxième catégorie, dite moyen terme, consiste à trouver les réseaux intermédiaires en s'intéressant aux violations des contraintes techniques [Hélo15].

La planification d'un réseau électrique de distribution revient à un problème à optimiser, avec des objectifs et des contraintes, qui dépendent d'une réglementation différente d'un pays à un autre. L'objectif pour un DSO consiste à minimiser la somme des coûts d'investissements,

que ce soit au niveau des équipements, mais également des coûts d'exploitation. Les pertes électriques représentent une variable importante dans la planification, en effet leur coût annuel représente une charge pour le portefeuille du DSO.

L'enjeu de la planification peut même dépasser les objectifs liés au réseau. Par exemple, une mauvaise fiabilité entraîne des pertes de production des industriels connectés au réseau, ainsi les retombés économiques peuvent être néfastes pour l'ensemble des acteurs concernés (consommateur industriel, producteur entre autres) donc indirectement pour l'économie du pays. Ainsi la fiabilité du réseau de distribution électrique et la qualité de fourniture d'électricité sont des éléments importants qui doivent être pris en compte lors de la planification. Pour intégrer la variable fiabilité dans la fonction de planification, un coût est assigné à celle-ci dans de nombreux travaux de recherche [Ziar11], [Fala11], [Carm12]. Néanmoins le coût de la fiabilité reste difficile à estimer. Si ce coût est considéré constant dans certaines études [Ziar11], il est représenté par un coût moyen dans d'autres [Carm12]. Dans de nombreux cas ce coût dépend de la politique énergétique et des réglementations des pays.

Par ailleurs mener une étude de planification d'un réseau électrique de distribution sur une durée longue (30 à 40 ans) nécessite de se projeter, d'anticiper l'évolution de l'état du réseau et d'assurer la viabilité de celui-ci durant toute cette période [Coif13]. De plus cette étude dépend aussi de l'état initial du réseau. En effet, trois principes de planification peuvent être trouvés dans la littérature [Goui15a]:

- « Sortie de terre », où le réseau est complètement nouveau.
- « Etude pour une extension de réseau », si une partie du réseau existe déjà.
- « Etude de planification opérationnelle », qui concerne le temps réel ou des durées courtes.

Dans ces trois cas, un facteur important est l'estimation de l'évolution de la demande (consommation) au court de la période temporelle considérée.

Dans tous les cas, une étude de planification sur un réseau de distribution est un exercice très complexe. Au-delà du choix des équipements qui doivent respecter toutes les contraintes techniques avec une dépense économique optimale, il se trouve aussi des hypothèses d'étude à poser et à vérifier avec soin. Les décisions d'investissement qui en découlent dépendent de plusieurs paramètres techniques, réglementaires et économiques. De plus, l'évaluation de certains de ces paramètres est proche de l'aléatoire tant leur connaissance est empirique sur le long terme, comme l'évolution de la consommation et des nouvelles installations de production ou de consommation par exemple.

Les critères spécifiques à la planification des réseaux électriques de distribution, ainsi que ses principales étapes sont définis dans la suite de cette section.

IV-A. Critère de planifications

IV-A-1. Contraintes électriques

Les ouvrages choisis doivent respecter un ensemble de contraintes techniques pour la durée de l'étude. Lors d'une étude de planification, le DSO considère principalement deux contraintes électriques qu'il doit absolument respecter : le plan de tension et le courant dans les lignes.

IV-A-1-a Le plan de tension

Réseau HTA

Le DSO s'engage vis-à-vis de ses clients connectés au réseau HTA, à fournir une tension au point de livraison qui reste dans les limites permises. En France l'arrêté du 24 décembre 2007 exige une fourniture de tension dont la variation ne dépasse pas +5% / -5% de la valeur nominale (la valeur nominale est 15kV ou 20kV suivant le cas) en régime de fonctionnement normale. En régime de secours, qui consiste au fonctionnement du réseau avec la perte d'un ouvrage qui peut être une ligne un transformateur, un générateur entre autres, cette plage est élargie à $[U_n - 8\%, U_n + 5\%]$ (avec U_n tension nominale) [Erd08].

Réseau BT [Ened17a]

Aux bornes de l'installation du client branché en BT, la variation de la tension est fixée par l'arrêté interministériel du 24 décembre 2007 à +10% / -10%, autour de la tension nominale. La norme EN 50160 impose une tension nominale sur le réseau BT de 230 V en monophasé et 400 V entre deux phases en triphasé. Ainsi le DSO doit choisir ses ouvrages en BT tels que la tension en tout nœud du réseau soit comprise entre :

- 207 V et 253 V en monophasé.
- 360 V et 440 V en triphasé.

Par ailleurs le DSO, lors du choix d'investissement, doit prendre en compte le plan de tension du réseau HTA, et le fait que le réglage du rapport de transformation du transformateur HTA/BT se fait manuellement, ce réglage étant limité à trois prises [Goui15a]. Néanmoins de nouvelles technologies intégrant des régulateurs en charge automatiques dans les transformateurs HTA/BT sont en phase de test dans divers démonstrateurs *Smart Grids*³, ce point sera abordé plus en détail dans la suite de ce chapitre.

IV-A-1-b Le courant de ligne

Le critère dimensionnant dans ce cas (courant maximal admissible en régime permanent) est lié à l'élévation de la température provoquée par le passage du courant dans les ouvrages. En effet, cet échauffement a des conséquences néfastes sur les ouvrages, d'où la limite thermique qui va dépendre de chaque matériel et de son usage. Le dimensionnement et le respect de la valeur limite du courant admissible pour chaque ouvrage dépend de plusieurs paramètres : la sensibilité des matériaux utilisés à la température, les normes et les

³ <http://www.venteea.fr/fr/actualites/un-transformateur-innovant-test%C3%A9-dans-venteea.html>

réglementations imposées, l'état du réseau et le régime de fonctionnement (régime de fonctionnement normal ou de secours, avec des temps caractéristiques différents), entre autres [Ened17a], [Erd08].

IV-A-1-c La fiabilité du réseau

Comme cela a été déjà mentionné précédemment, la fiabilité du réseau électrique de distribution est une variable à intégrer dans la planification, ou du moins une contrainte à respecter. Le critère de fiabilité dépend de la politique énergétique du pays, de la réglementation, de la clientèle connectée au réseau en question, et de la politique de planification menée par le DSO. Ainsi, évaluer la fiabilité pour la planification représente un défi de grande ampleur. Dans l'objectif de rendre cette évaluation homogène et spécialement dans le but de simplifier l'intégration de cette variable dans le problème de planification un ensemble d'indices a été défini [Bill89].

Le SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) est utilisé pour évaluer la durée moyenne de la coupure par an et par client final branché sur un tronçon.

Le SAIFI (*System Average Frequency Duration Index*) estime la fréquence moyenne des coupures sur un tronçon par an et par client.

L'END (*Energie Non Distribuée*) représente l'énergie non distribuée sur une année suite à des coupures sur le tronçon.

IV-A-2. Critère économique

Lors d'une étude de planification, le DSO se retrouve souvent avec plusieurs solutions qui répondent aux contraintes techniques et aux normes exigées. Ainsi le choix entre toutes les stratégies sélectionnées découle d'une comparaison économique entre celles-ci. De ce fait, des outils technico-économiques sont développés dans l'objectif de faciliter la comparaison économique entre plusieurs solutions techniques possibles [Coif07], [Erd08].

L'ensemble des coûts qui seront assignés pour le développement du réseau électrique, appelé *TOTEX (Total Expenditures)*, comprend les investissements dit *CAPEX (Capital Expenditures)* ainsi que les coûts de maintenance et d'exploitation dit *OPEX (Operational Expenditures)*. Une étude technico-économique n'est généralement applicable que pour des études de planification long terme. Ainsi les solutions sélectionnées dans une étude de planification engendrent des dépenses (d'investissement et/ou d'exploitation) différentes dans le temps [Coif07], [Coif13], [Carr91].

Illustrons cela sur un exemple simple où l'on souhaite comparer deux solutions (représentant des services techniques équivalents). La 1^{ère} solution implique un coût d'investissement de 100 k€, et la seconde un coût d'investissement de 74 k€, mais cette dernière présente un coût d'exploitation pendant toute la période d'étude de 300 k€, alors que le coût d'exploitation et d'entretien de 1^{ère} solution est 210 k€. Pour comparer les dépenses engendrées par les solutions sur toute la période d'étude il ne suffit pas de comparer la somme de toutes les dépenses relatives à chaque solution. Dans ce cas le DSO opte pour un calcul qui s'appuie sur

le principe dit d'actualisation. Ce principe valorise le capital économique présent. Ainsi, toutes les dépenses sont ramenées à une année de référence. Par exemple pour un taux d'actualisation égale à « i », Un Euro aujourd'hui possède la même valeur que $(i+1)^t$ Euro l'année t [Garr16], [Coif13], [Erd08]. Pour calculer le bilan actualisé l'équation (I-2) est utilisée.

$$C_{global\ actualisé} = \sum_{n=1}^N \frac{C(n)}{(i+1)^n} \quad (I-2)$$

Avec

- $C_{global\ actualisé}$: le coût actualisé (k€).
- $C(n)$: l'ensemble des dépenses à l'année n (k€).
- i : le taux d'actualisation (%).
- N : la durée d'étude qui est souvent assimilée à la durée de vie de l'ouvrage (année).

Si à la fin de l'étude, la durée de vie d'un ouvrage n'est pas encore atteinte, une valeur d'usage est attribuée à cet ouvrage afin de valoriser sa valeur résiduelle à la date de fin d'étude. C'est souvent le cas dans les études de planification moyen terme. L'équation (I-3) est utilisée pour évaluer la valeur d'usage [Coif07].

$$V_u = VT + (V_0 - VT) * \left(\frac{(i+1)^T - (i+1)^{ag}}{(i+1)^T - 1} \right) \quad (I-3)$$

Avec

- V_u : la valeur d'usage de l'ouvrage (k€).
- VT : la valeur de ferrailage de l'ouvrage (k€).
- V_0 : la valeur à neuf de l'ouvrage (k€).
- T : durée de vie de l'ouvrage (année).
- ag : l'âge de l'ouvrage (année).

Pour choisir une solution l'ensemble des coûts doivent être évalués sur toute la période d'étude : coût d'investissement, coût des pertes techniques et coût d'exploitation. Le principe d'actualisation doit être appliqué sur l'ensemble des dépenses citées. Ainsi la comparaison entre deux solutions techniquement équivalentes se fait sur la base de leur bilan actualisé. Pour calculer le bilan actualisé l'équation (I-4) est utilisée [Coif07].

$$C_{global\ actualisé} = \sum_{n=1}^N \left(\frac{Inv(n) + C_{perte}(n) + C_{def}(n) + C_{exp}(n)}{(1+i)^N} \right) - \frac{V_u}{(1+i)^N} \quad (I-4)$$

Avec

- $C_{global\ actualisé}$: Coût actualisé de la stratégie (k€).
- $Inv(n)$: Montant des investissements à réaliser l'année n (k€).
- $C_{perte}(n)$: Coût des pertes électriques (pertes Joule et pertes fer) à l'année n (k€).

- $C_{def}(n)$: Coût de la défaillance l'année n (k€).
- $C_{exp}(n)$: Coût d'exploitation de l'année n (k€).
- N : Année de fin d'étude

Le coût de défaillance ainsi que le coût des pertes dépendent, entre autres, de la longueur de la branche étudiée. Le taux d'accroissement de la charge pour chaque année doit être aussi pris en compte. Les expressions de ces deux termes respectivement sont données par les équations (I-5), (I-6):

$$C_{def} = L_{branch} * (\zeta_{Cb} + \zeta_{Cl}) * C_{coupure} * (P_{moy}(0) * (1 + \tau_{ch})^n) + END \quad (I-5)$$

$$END = L_{branch} * \zeta_{Cl} * T_{coup} * (P_{moy}(0) * (1 + \tau_{ch})^n) \quad (I-6)$$

Avec

- L_{branch} : longueur de la branche étudiée (km).
- ζ_{Cb} : taux de coupures brèves donnée / an / km.
- ζ_{Cl} : taux de coupures longues donnée / an / km.
- $C_{coupure}$: coût de valorisation des coupures brèves et longues sur incident ou pour travaux (k€/kW).
- $P_{moy}(0)$: puissance moyenne du départ à l'année de début d'étude (kW).
- τ_{ch} : taux d'accroissement de la charge.
- n : année d'étude.
- END : énergie non distribuée (kWh).
- C_{END} : le coût de l'énergie non distribuée (k€/kWh).
- T_{coup} : temps de coupure suite un incident (h).

L'équation (I-7) est utilisée pour le calcul du coût des pertes pour un cas de réseau triphasé équilibré ce qui est souvent le cas sur le réseau HTA.

$$C_{perte} = (3 * L_{branch} * r * (I_{max}(0) * (1 + \tau_{ch})^n)^2) * C_{1kWPP} \quad (I-7)$$

Avec

- r : la résistance linéique du conducteur (Ω/km).
- $I_{max}(0)$: courant de pointe à l'année de début d'étude dans la branche étudiée (A).
- C_{1kWPP} : coût d'un kW de perte à la pointe (€/kW). La définition et la méthode de calcul de ce coût sont expliqués dans le chapitre III.

V. Définition des grandeurs utilisées pour la planification [Coif07]

V-A. Courbe de charge

La courbe de charge représente une série de valeurs de puissance associée à un pas de temps horaire, estimées par profilage de consommation ou calculées à partir des données relevées. Sur un réseau de distribution basse tension, la courbe de charge représente la somme des courbes de charges situées en aval du poste de distribution. Parmi celles-ci se trouve l'ensemble des courbes de charges d'utilisateurs du réseau (consommateurs et producteurs

connectés à ce réseau) ainsi que les courbes des pertes (pertes techniques et non techniques). Figure I-5 propose une illustration de courbe de charge annuelle. Sur cette courbe, nous pouvons également voir l'énergie consommée sur cette période (défini comme étant l'aire sous la courbe rouge) et la moyenne annuelle de la puissance, P_{moy} . L'énergie annuelle consommée peut également être représentée sous la forme de l'intégrale de la puissance maximale de consommation pendant une durée constante H_{max} , évidemment plus courte que la durée annuelle.

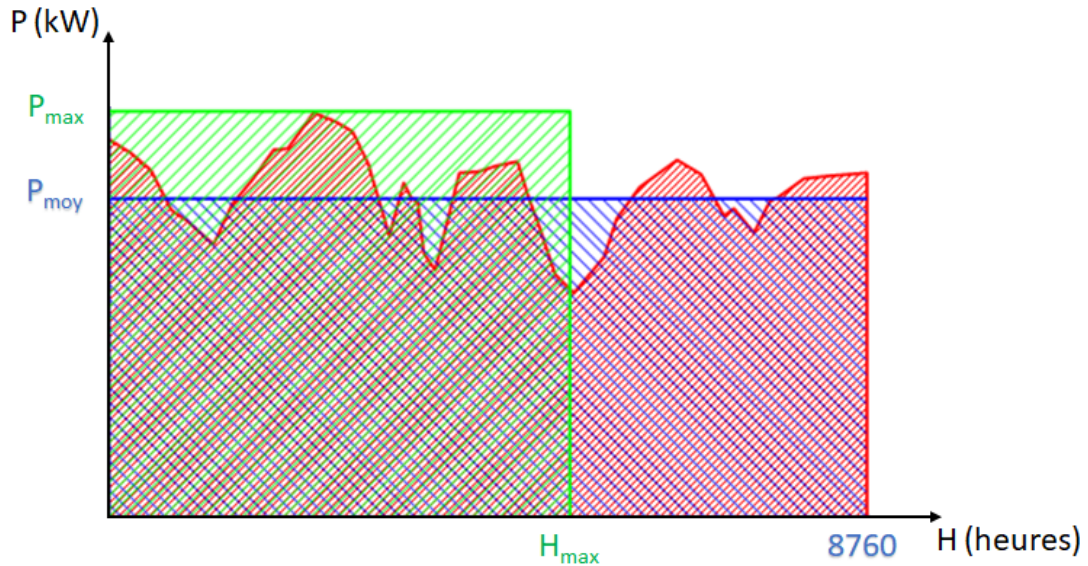


Figure I-5: courbe de charge annuelle [Coif07]

Grace à ces grandeurs, la durée d'utilisation de la puissance de pointe (H_{max}) peut être définie. L'égalité entre les aires sous les courbes verte, bleue et rouge nous permet d'avoir la relation suivante :

$$\text{Energie consommée} = \int_0^{8760} P(t)dt = P_{moy} \times 8760 = P_{max} \times H_{max} \quad (\text{I-8})$$

V-B. La monotone de charge [Carr91] [Coif07]

La monotone de charge est une autre façon de représenter la courbe de charge. Dans cette dernière les valeurs de puissance citées précédemment sont classées dans un ordre décroissant. La Figure I-6 représente une monotone de charge qui peut être l'ensemble des valeurs de puissance estimées ou mesurées sur un poste de distribution.

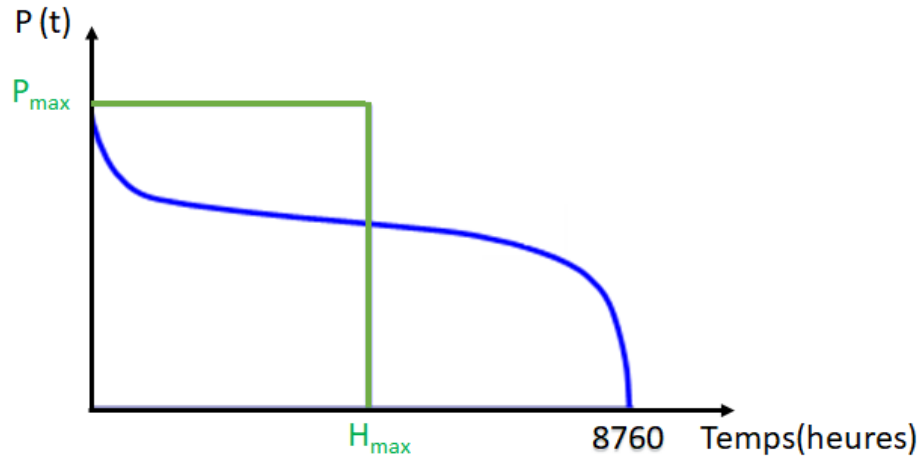


Figure I-6: monotone de charge pour une courbe de consommation annuelle [Coif07]

Les différentes grandeurs caractérisant une courbe de charge sont:

- L'énergie annuelle consommée : aire sous la courbe de la Figure I-6.
- La puissance de pointe (puissance maximale consommée P_{max}).
- La puissance moyenne : $P_{moy} = \frac{\text{énergie consommée}}{8760}$
- La durée de l'utilisation de la puissance maximale (H_{max}) :

$$H_{max} = \frac{P_{moy} * 8760}{P_{max}} \quad (I-9)$$

V-C. Le calcul des pertes [Coif07]

V-C-1. Calcul des pertes annuelles en puissance

Dans cette étude sur un réseau basse tension, uniquement les pertes techniques sont considérées, c'est-à-dire les pertes par effet joule dans les conducteurs et le transformateur du poste de distribution. Les pertes fer dans le transformateur sont négligées.

Pour un réseau triphasé équilibré on peut estimer les pertes à la pointe comme suit :

$$Pertes_{max} = 3.R.I_{max}^2 \quad (I-10)$$

Si nous négligeons la variation de la tension temporelle autour de la tension nominale, nous pouvons considérer la relation (I-11):

$$Pertes_{max} = \frac{R \times P_{max}^2}{U^2 \times \cos^2 \varphi} = k P_{max}^2 \quad (I-11)$$

$$k = \frac{Pertes_{max}}{P_{max}^2} \quad (I-12)$$

Les pertes instantanées par effet joule s'écrivent :

$$Pertes(t) = 3.R.I(t)^2 = \frac{R \times P(t)^2}{U^2 \times \cos^2 \varphi} \quad (I-13)$$

$$Pertes(t) = Pertes_{max} \times \frac{P(t)^2}{P_{max}^2} \quad (I-14)$$

V-C-2. Calcul des pertes annuelles en énergie

Pour calculer les pertes annuelles en énergie il suffit de calculer l'intégrale de l'ensemble des puissances perdues sur une année. L'équation suivante permet d'avoir la valeur de ces pertes.

$$Pertes_{(kWh)} = Pertes_{max} \int_0^{8760} \left[\frac{P(t)}{P_{max}} \right]^2 \times dt \quad (I-15)$$

V-D. Monotone de Charge réduite

La monotone de charge réduite n'est pas différente, sur le principe, de la monotone de charge définie dans la section V-B. Elle est simplement normalisée par rapport à la puissance maximale annuelle. Dans ce cas, l'axe des ordonnées est remplacé par $\frac{P(t)}{P_{max}}$ et ainsi l'ordonnée maximale est unitaire. Figure I-7 présente une illustration de la monotone réduite pour une courbe de charge qui peut être celle d'un poste de distribution.

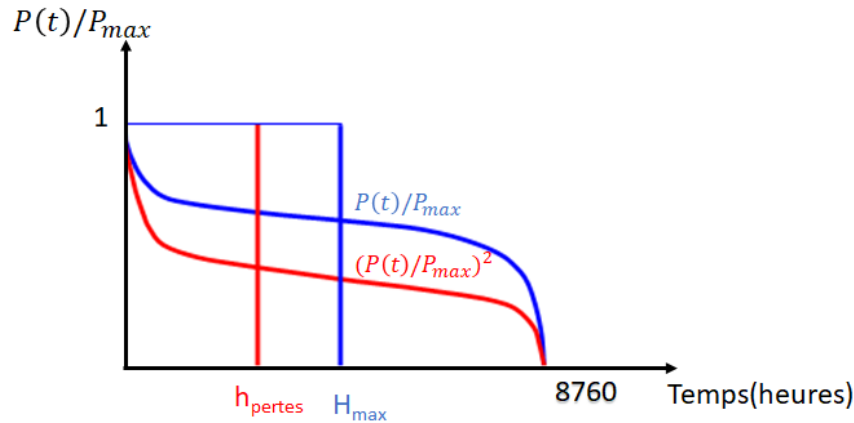


Figure I-7: monotone de charge réduite pour une courbe de consommation annuelle [Coif07]

L'aire sous la courbe bleue représente l'énergie fournie pour un kW à la pointe. Comme pour la courbe de charge non normalisée, nous pouvons relier l'ordonnée maximale unitaire à la durée d'utilisation de la puissance de pointe H_{max} .

Comme démontré dans l'équation (I-14), les pertes sont proportionnelles au carré du rapport $\frac{P(t)}{P_{max}}$. En élevant au carré la courbe bleue, on obtient la courbe rouge. L'aire sous la courbe rouge représente l'énergie perdue pour un kW de perte à la pointe. Cette dernière est également liée à la durée de la puissance de pertes à la pointe. Ainsi ces deux relations sont proposées avec les équations (I-16) et (I-17):

$$H_{max} = \frac{P_{moy} * 8760}{P_{max}} = \int_0^{8760} \frac{P(t)}{P_{max}} \times dt \quad (I-16)$$

$$h_{pertes} = \int_0^{8760} \left[\frac{P(t)}{P_{max}} \right]^2 \times dt \quad (I-17)$$

V-D-1. La relation entre H_{max} et h_{pertes} [Coif07]

Sur les réseaux français, au niveau d'un poste de distribution, H_{max} et h_{pertes} sont liées par la loi empirique suivante

$$h_{pertes} = a \times H_{max} + (1 - a) \times \frac{H_{max}^2}{8760} \quad (I-18)$$

- a est appelé coefficient de forme et il est invariant sur tous les ouvrages d'une exploitation donnée situés en aval du poste de distribution.

Pour retrouver le coefficient de forme, on peut utiliser les définitions suivantes :

- L_f : facteur de charge (Load factor) = $H_{max}/8760$
- L_{Sf} : facteur de pertes (Loss factor) = $h_{pertes}/8760$

On a :

$$L_{Sf} = a \times L_f + (1 - a) \times L_f^2$$

Ainsi le facteur de forme peut s'exprimer par la relation suivante :

$$a = \frac{L_{Sf} - L_f^2}{L_f - L_f^2}$$

VI. Le réseau électrique intelligent « Smart Grids »

Une croissance importante des GED installées sur le réseau de distribution, a été observée au cours de ces dernières années. Cette tendance semble se confirmer un peu plus chaque année. A cet aspect, s'ajoute l'apparition de nouveaux modes de consommation, représentés notamment par l'intégration du véhicule électrique (VE) sur le réseau de distribution. Une recharge non maîtrisable de ces véhicules pourrait provoquer des pics de consommation importants qui pourraient vite se transformer en problèmes techniques et économiques au niveau du réseau électrique de distribution [Turk12].

De plus, les fonctions et les objectifs des réseaux de distribution évoluent également en raison du contexte actuel de libéralisation des marchés de l'énergie [HaSa12]. Le réseau de distribution doit donc être plus flexible afin d'intégrer ces nouveaux changements. Ceci est particulièrement vrai pour les réseaux de distribution basse tension. Pour faire face aux problèmes techniques engendrés par ces évolutions, le DSO a opté dans un premier temps, et pour des taux marginaux, pour la solution la plus simple où le réseau existant est renforcé. Néanmoins cette solution représente un fardeau économique potentiel pour le DSO. Dans ce

contexte, certaines études récentes ont proposé des outils plus intelligents pour alléger les coûts de renforcement dans les réseaux de distribution BT entraînés par la croissance de la demande [Zhan13a] ou une forte pénétration de la production PV[Nijh17a] [Idlb15]. Celles-ci ont montré aussi que ces coûts peuvent être encore plus élevés dans le cas d'une mauvaise prédiction dans l'évolution de la production [Idlb15].

Ainsi le renforcement peut être parfois remis en cause, notamment dans un avenir lointain où une forte production de GED à base d'énergies renouvelables (EnR) est prévue. C'est dans ce contexte que l'alternative de transformer le réseau existant en réseau plus intelligent et plus flexible dit « *Smart Grids* » est apparue. Le réseau électrique de distribution pourrait ainsi utiliser les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), pour permettre une communication entre différents acteurs, notamment le DSO, le Gestionnaire de réseau de transport (GRT) et le consommateur. Les *Smart Grids*, dans le cadre de leur développement font appel aux nouvelles technologies d'information et de communication comme les compteurs d'énergie intelligents, ou les « *Energy boxes* » (organe de pilotage et de gestion intelligente de l'énergie dans l'habitat), entre autres. Ces nouvelles technologies permettent au DSO d'avoir une bonne visibilité sur son réseau et une facilité de communication avec les autres acteurs du système électrique moderne (consommateur, producteur, agrégateur, entre autres). Ainsi le DSO va avoir la possibilité de gérer les aléas et les contraintes imposées sur son réseau via des actions de pilotage sans avoir systématiquement recours au renforcement.

Les équipes de planification des réseaux électriques de distribution doivent aussi se placer dans ce contexte « *smart* » pour planifier un réseau intelligent dont la flexibilité est la clé de son fonctionnement. Les différentes flexibilités qui peuvent être envisagées sont : la modulation de la charge, le contrôle de la production, le régulateur en charge du transformateur, la reconfiguration dans les réseaux HTA, le stockage, entre autres.

VI-A. La modulation de charge

Les compteurs d'énergie intelligents et les « *Energy boxes* » (organe de pilotage et de gestion intelligente de l'énergie dans l'habitat) sont des exemples de nouvelles technologies qui peuvent permettre au DSO de pouvoir communiquer plus facilement avec les consommateurs d'énergie finaux. Une partie de la consommation peut alors être décalée dans le temps en fonction des besoins du réseau sans altérer le confort des consommateurs. D'autres acteurs du système électrique (agrégateur, fournisseur, gestionnaire du réseau de transport) pourraient aussi bénéficier de cette technologie.

Ses intérêts sont multiples. Du point de vue économique, cela permet aux agrégateurs de constituer leurs portefeuilles de marché et de respecter les offres en temps réel sur ce marché [Rada15]. Les fournisseurs aussi peuvent proposer des offres aux consommateurs ayant pour but de les inciter à consommer aux moments où le prix du kWh est bas ou pendant les moments de forte production à base des EnR. Du point de vue plus technique, cela permet au DSO et au GRT d'assurer la stabilité de leurs réseaux, de respecter la qualité de fourniture, et d'assurer l'équilibre offre demande en temps réel en jouant de façon plus prononcée sur un ajustement par la demande [Boed09].

La modulation de la charge peut se faire via des incitations tarifaires [Alba08]. Le consommateur souscrit des contrats avec un ou plusieurs acteurs (DSO, GRT, fournisseur, agrégateur). Des incitations sont envoyées aux consommateurs afin de réduire leur consommation pour des raisons économiques ou sécuritaires, sous peine d'une sur-tarification du coût de l'énergie consommée. En contrepartie, des tarifs avantageux sont proposés pendant les autres périodes.

Par ailleurs les actions sur la demande sont possibles sur deux aspects : effacement et délestage. L'effacement consiste à concevoir une certaine économie de puissance au niveau du réseau électrique. Cette réduction de puissance est réalisée par une atténuation du chauffage des ballons d'eau chaude et de la climatisation par exemple, et par le décalage d'utilisation des appareils à usage domestique (lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle, entre autres) [Mend14]. Dans ce cas, un acteur propose une incitation et le consommateur répond favorablement. Le délestage supprime une partie de la consommation (voir la totalité dans certains cas). Elle est momentanément suspendue pour des raisons sécuritaires notamment [Edf17], [Zhan13b]. L'action est réalisée sans l'accord du consommateur, il s'agit d'une manœuvre exceptionnelle d'exploitation pour éviter les *black-out*.

Les retombées de la modulation de la charge peuvent être sévères pour le réseau. En effet, la puissance effacée ou l'énergie économisée sont décalées dans le temps et parfois sont amplifiées par un effet rebond. Elles créent potentiellement des pointes supplémentaires, ce qui représente un danger pour la stabilité du réseau. Deux phénomènes peuvent apparaître [Goui15a]. Le premier est l'effet rebond en puissance, qui se traduit par la création d'un pic (dont l'amplitude peut dépasser 100 % du pic initial) dans les minutes suivant l'effacement. Le second est l'effet report de l'énergie, qui dépend de l'énergie effacée mais qui peut dépasser 100% également. A ce sujet, des solutions d'optimisation opérationnelle sont à l'étude, pour permettre au DSO d'avoir une vision plus globale et une gestion de la consommation plus efficace [Erne17] [Goui15b].

Ainsi, dans ce contexte de modernisation du système électrique, la planification à long terme des réseaux électriques de distribution ne doit plus se baser uniquement sur les variables de décision traditionnelles, en dimensionnant pour le pire cas par exemple. Celle-ci doit prendre en compte l'évolution du système électrique, tel que la souplesse de la charge. De nouvelles méthodes de planification des réseaux électriques (HTA voire BT) prenant en compte la flexibilité de la charge doivent être mises en place [Goui15c].

VI-B. Contrôle de la production

Le modèle économique ainsi que le déploiement d'une solution d'effacement de la production (ou *dispatch-down*) reste encore peu avancé dans la littérature en comparaison avec l'effacement de la charge, même si plusieurs études sont menées dans cette direction [Tava17] [Kane14], [Elta14], [Sans12]. Les deux principales raisons sont d'une part le manque d'un modèle économique clair pour la rémunération du producteur qui efface sa production et d'autre part la contradiction avec la politique actuelle qui vise à encourager la production d'électricité à base d'énergies renouvelables. Une grande partie de ces productions (les plus grosses unités) est déjà contrôlable à distance via le DEIE (dispositif d'échange d'information et

d'exploitation) [Srd12]. Ainsi, il serait possible d'effacer une partie de la production en cas de contraintes moyennant une rémunération du producteur. Cette solution est généralement considérée en accompagnement d'autres telles que l'effacement de la charge ou le régleur en charge du transformateur entre autres [Kulm17] [Capi13], [Ocho09].

Par ailleurs la flexibilité de la production décentralisée s'applique à la puissance active délivrée par les unités de GED installées et/ou la puissance réactive injectée ou absorbée par ces unités [Goui15a]. Le pilotage de la puissance active est exercé pour faire face à différents types de contraintes, voir même pour répondre aux exigences du marché de l'énergie. A contrario, le pilotage de la puissance réactive (injectée ou absorbée par les producteurs décentralisés) est plutôt utilisé pour maîtriser les contraintes de tension. Deux leviers sont utilisés dans cette conduite : le pilotage de la tension par contrôle de la puissance réactive, le pilotage par contrôle du tangente ϕ (qui est dans ce cas constant).

Ce type de contrôle se réalise à travers des contrats bilatéraux entre le DSO et le producteur, ainsi le réglage de tension par le réactif se fait soit au niveau local, soit par des consignes données par le DSO. Des fonctions d'optimisations et des réglages intelligents permettent de gérer les injections et les absorptions de puissances des GED. La plage de variation de la puissance injectée/absorbée par les producteurs est fixée à $[-35\%, 40\%]$ de la puissance installée [Fraï10].

VI-C. Régleur en charge

Le transformateur du poste source est muni de régleur en charge, ou « *On Load Tap Changer* » (OLTC) en anglais. Celui-ci est utilisé pour régler la tension grâce à un changement du rapport de transformation. Il s'agit d'un automate qui pilote la modification des prises du régleur en charge, donc le rapport de nombre de spire. Cette fonction du régleur en charge intervient lorsque la tension dérive par rapport à une valeur de seuil pendant une période de temps suffisante. Le régleur en charge du transformateur HTB/HTA possède entre 17 et 25 prises, ce qui lui permet des variations de tension entre 0.92 pu et 1.22 pu. Deux méthodes de réglage sont utilisées : sans « compoundage » et avec « compoundage ». Pour la première, il s'agit de maintenir la tension de référence au niveau du jeu de barre du secondaire du transformateur HTB/HTA. Pour la seconde, la tension est maintenue autour d'une valeur de référence sur un nœud donné en aval. La tension sur ce nœud est déduite grâce au courant mesuré au niveau du transformateur [Cana00].

Des travaux de recherche ont montré que ces deux méthodes ne fonctionnent pas en présence de GED sur le réseau de distribution [Cana00]. En effet, une augmentation de tension provoquée sur un nœud par une GED ne peut pas être vue au niveau du secondaire du transformateur d'une part, donc la méthode sans « compoundage » ne fonctionne plus. D'autre part, le courant transitant au niveau du transformateur est diminué à cause de la production de GED (la puissance importée au réseau de distribution diminue), ce qui provoquera un déséquilibre au niveau des différents départs (entre les départs qui possèdent des GED et ceux

qui n'en possèdent pas)⁴. Dans ce cas, la méthode avec « compoundage » ne peut pas fonctionner.

D'autres technologies plus intelligentes peuvent être mises en œuvre. Par exemple, dans le projet Venteea⁵, des transformateurs HTA/BT qui permettent d'adapter automatiquement les tensions du réseau BT aux variations de la moyenne tension sont testés par Enedis. Ces transformateurs sont munis d'OLTC permettant de régler la tension en temps réel en prenant en compte les différentes sources de production. D'autres travaux de recherche ont proposé des algorithmes de réglage de tension sur le réseau basse tension avec un OTLC en minimisant l'écart maximal entre la tension nominale et la tension en chaque nœud [Efka14]. Cette étude considère que la connaissance des valeurs de tension en tout nœud est possible grâce à un système d'information dédié.

VI-D. Reconfiguration

La reconfiguration du réseau consiste à changer l'état du réseau grâce aux organes de manœuvre télécommandés. Les travaux de recherche menés sur cet aspect développent des méthodes pour trouver une configuration optimale permettant de minimiser une fonction coût (qui considère les pertes joules ainsi que l'énergie non distribuée par exemple), ou respecter des contraintes opérationnelles, notamment en présence de la production décentralisée. Bien entendu, les deux peuvent être considérés en même temps [Bouh14].

VI-E. Gestion du stockage

Le stockage de l'énergie est l'objet d'efforts soutenus de recherche et développement en France comme dans de nombreux pays développés dans le monde. [Gbur12], [Giun13], [Shao13], [Cald14]. Ces efforts mobilisent aussi bien les instituts publics et privés de recherche fondamentale et appliquée. Plusieurs études ont essayé de montrer le soutien que peut apporter le stockage au réseau en lui offrant une meilleure flexibilité. En effet, le stockage d'électricité à une capacité d'apporter des solutions centralisées ou décentralisées résolvant des contraintes locales ou globales et favorisant ainsi naturellement l'insertion des GED sur le réseau électrique. Dans la littérature, l'utilisation du stockage est souvent interfacée avec une optimisation pour permettre une exploitation harmonieuse du stockage de l'énergie et de la production décentralisée en utilisant des outils de supervision et de contrôle du système global de gestion des réseaux de distribution. A titre d'exemple [Cost17] propose un optimal power flow pour le réglage de la tension sur le réseau BT qui utilise des systèmes de stockage.

Le stockage est appréhendé sous différentes formes et technologies. Les principales catégories sont les batteries électriques avec différentes technologies, les pompes à chaleurs, la cogénération et les barrages hydrauliques. Des stratégies de gestion de stockage optimales ont déjà été proposées afin d'apporter des solutions aux surtensions, à l'augmentation des courants provoqués par l'intégration des GED ainsi qu'à la réduction des pertes dans les lignes

⁴ Les départs qui possèdent des GED peuvent voir leurs tensions augmenter. Alors que sur les départs qui n'en possèdent pas, la tension n'augmente pas ou peut-être même diminuer

⁵ <http://www.venteea.fr/fr/actualites/un-transformateur-innovant-test%C3%A9-dans-venteea.html>

[Yuwb16], [Wang15], [Giun13]. De même, des études sur l'effet de stockage sur le réseau BT en temps réel ont également été abordées [Rowe14], [Nyka13].

Le développement des technologies de véhicule électrique et hybride a motivé les chercheurs à lier l'intégration du photovoltaïque à l'intégration du véhicule électrique sur le réseau de distribution. Dans ce cas, les véhicules électriques sont chargés lorsqu'il y a une forte production des énergies renouvelables, ce qui est usuellement à l'origine d'une surtension au niveau des nœuds producteurs si cette puissance n'est pas absorbée localement. Ce concept permettra non seulement de limiter les surtensions mais également de limiter le problème de pointe de consommation liée à la recharge des VE. De plus le développement de certaines technologies dans l'industrie automobile comme le « *vehicle_to_home* » (V2H) ou le « *vehicle_to_grid* » (V2G) ouvrent des perspectives multi-acteurs au niveau de la gestion d'énergie [Cald14], [Turk12]. Le V2H est un véhicule électrique qui possède la capacité de réinjecter de l'énergie contenue dans la batterie de la voiture en fonction des besoins de la maison, et le V2G est un véhicule électrique qui possède la même capacité par contre dans ce cas la réinjection se fait suivant les besoins du réseau de distribution. Ces nouvelles technologies de véhicule électrique sont utilisées comme des systèmes de stockage mobiles pour faire face à toute sorte d'évènements sur le réseau de distribution.

Par ailleurs même si le stockage apporte une flexibilité importante pour le réseau de distribution BT en particulier, celui-ci représente un inconvénient majeur, son coût. En effet, le coût de stockage reste élevé malgré les nombreuses avancées technologiques et innovations qui permettent de réduire ce coût. Cet inconvénient représente pour l'instant un frein réel au développement à large échelle du stockage sous toutes ses formes face à d'autres alternatives [Mate16], [Macr16], [Soar15]. C'est pourquoi le stockage est principalement envisagé en accompagnement d'autres solutions (renforcement, effacement, gestion de la puissance réactive entre autres) pour être bénéfique [Xing16], [Cell13] [Asen16a], [Asen16b]. L'intérêt économique et technique du stockage dépend aussi de l'emplacement de ce dernier [Cros13]. Enfin, un système de stockage important (en puissance ou en capacité) ne fournit pas nécessairement des bénéfices économiques plus importants [Bahr12].

VII. Positionnement des travaux de thèse

L'insertion de la production décentralisée est soumise à beaucoup d'incertitudes, allant de la dépendance de la majorité des GED aux conditions climatiques, aux emplacements aléatoires de ces GED sur le réseau de distribution. D'autre part, la consommation, avec ses nouveaux usages, présente potentiellement des pics de consommation importants, ce qui peut provoquer la violation des contraintes techniques et l'augmentation des pertes techniques.

Dans ce contexte se pose naturellement la question de la planification des réseaux, en particulier de distribution. En effet, planifier le développement d'un réseau devant accueillir des sources de production intermittentes, des charges pilotables, et des charges à grande consommation (VE) représente un problème nouveau.

Des études de planifications ont été proposées pour les réseaux de distribution moyenne tension, en revanche le terrain reste ouvert pour les réseaux de distribution basse tension, pour lesquels aucune règle de planification n'est arrêtée actuellement. Dans ce contexte, développer des modèles pour la planification des réseaux électriques de distribution BT, incluant du stockage, recevant des sources de production intermittentes dont on ne connaît ni l'emplacement ni la

puissance installée tout en prenant en compte des retombées économiques est un défi scientifique auquel nous nous proposons de contribuer.

Les travaux de cette thèse ont fait l'objet de huit contributions principales, qui sont présentées dans l'introduction générale. Ces contributions sont adaptées au problème de la planification des réseaux BT. Celles-ci sont structurées comme suit :

- C1 : Proposition d'un « *modèle mathématique* ». Cette contribution consiste à analyser les impacts du stockage et/ou de la production PV sur les grandeurs $P_{\max}$ et $H_{\max}$ et de proposer un modèle de calcul (nouvelles $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$) suite à l'insertion du PV et/ou de stockage. Cela permet au DSO d'intégrer ces nouvelles valeurs dans les calculs technico-économique. Il peut ainsi avoir une vision sur des transformations qui pourraient se produire lors des phases de planification suite à l'insertion du PV et/ou de stockage.
- C2 : Développement des stratégies de gestion de stockage sous forme de fonctions d'optimisation. Le DSO peut ainsi choisir une gestion pour réduire les pertes Joule dans le réseau, comme il peut aussi choisir une gestion pour faire passer des contraintes techniques qui peuvent frapper le réseau.
- C3 : Amélioration d'un modèle de calcul du coût des pertes en présence de stockage et/ou de la production PV. Les effets du stockage et de la production PV sur les pertes Joule sont intégrés dans ce nouveau modèle pour calculer le coût des pertes
- C4 : Extension d'un modèle de calcul des pertes et leurs coûts sur les réseaux BT déséquilibrés. Celui-ci se base sur des coefficients stochastiques qui dépendent du nombre de clients alimentés en aval.
- C5 : La mise au point et la validation d'algorithmes de fonctions avancées de conduite de réseau. Ces algorithmes sont basés sur l'utilisation du stockage pour aller vers une planification plus optimale des réseaux BT.
- C6 : Application d'un mécanisme d'ajustement qui permet au DSO d'utiliser des dispositifs de stockage qui appartiennent à d'autres acteurs du système électrique. Des coûts limites de rémunération de stockage sont ainsi identifiés. Cela peut permettre au DSO d'avoir une vision sur la rentabilité du service acheté versus des coûts de renforcement réseau ou la solution ne rien faire.
- C7 : Proposition d'un modèle de planification stochastique permettant au DSO de prendre en compte les incertitudes (qui émergent de différentes mutations, comme l'arrivée du stockage, de la production décentralisée entre autres) dans la planification des réseaux BT.
- C8 : Démonstration de viabilité économique du stockage utilisé pour la planification des réseaux BT.

VIII. Conclusion

Ce chapitre aborde la constitution du système électrique français et son évolution. Historiquement, la structure du réseau électrique était hiérarchique, verticalement intégrée et

son exploitation était basée sur un système de monopole. Il y avait alors uniquement des grands centres de production qui produisaient de l'énergie pour les clients finaux. Ainsi, un dimensionnement basé sur le cas le plus pessimiste suffisait pour la planification d'un réseau électrique de distribution. Le système électrique a évolué ces dernières années pour des raisons économiques, techniques et environnementales (connexion de GED, VE, et dérèglementation des marchés de l'énergie). En parallèle, le développement des « *Smart Grids* », challenge les objectifs, les critères et les méthodes de planification classiques. C'est dans ce contexte que des développements d'outils de planification des réseaux électriques de distribution actifs et flexibles deviennent nécessaires. En effet, la planification doit prendre en compte les incertitudes dans l'évolution des réseaux électriques de distribution, ainsi que la disponibilité de nouvelles flexibilités.

Différents moyens de flexibilité ont été cités dans ce chapitre, l'un des moyens qui sera à l'honneur dans ce manuscrit est le stockage, pour lequel des études ont déjà abordé et quantifié les bénéfices sur le réseau HTA. Par contre, concernant le réseau BT, une certaine absence de règles de planification a été constatée, notamment parce que l'architecture du réseau BT est considérée plus simple et moins critique que celle du réseau HTA.

Des grandeurs utilisées dans la planification des réseaux de distribution ont été définies, comme la puissance maximale ($P_{\max}$), la durée d'utilisation de la puissance maximale $H_{\max}$, ainsi que le h_{perte} , qui représente l'énergie perdue pour acheminer 1 kW sur le réseau de distribution. Dans ce cadre, une méthode de calcul des coûts annuels des pertes est proposée.

L'objectif du chapitre suivant est d'étudier l'impact du stockage et/ou de la production photovoltaïque (PV) sur ces grandeurs (la puissance maximale $P_{\max}$, la durée d'utilisation de la puissance maximale $H_{\max}$). Des relations mathématiques seront proposées pour calculer ces grandeurs ($P'_{\max}$ et $H'_{\max}$) en présence du stockage et/ou de la production PV. Dans ce contexte aussi des stratégies de gestion optimale de stockage seront aussi proposées.

Chapitre II.

Les grandeurs dimensionnantes des réseaux BT

I. Introduction

Dans le chapitre précédent, la méthode du coût global actualisé permettant d'effectuer des choix d'investissements dans le réseau HTA et BT à plus ou moins long terme a été présentée. Cette méthode permet de prendre en compte l'investissement réalisé mais également les coûts d'exploitation du réseau associés (coûts des pertes techniques, coût de l'énergie non distribuée et coût de la puissance coupée). Cette méthode repose sur de nombreuses hypothèses liées aux incertitudes d'évolution (taux de croissance des charges par exemple) et à la non connaissance exacte de certains paramètres (courbes de puissance des charges, pertes par exemple). Cependant la présence de nouveaux usages comme le stockage ou la production décentralisée n'est pas prise en compte à l'heure actuelle dans les études de planification. Si leur marginalité ne pose pas de problème pour le moment, dans certains réseaux, leur augmentation attendue dans le futur pourrait rendre la méthode de calcul du coût global, dans sa forme actuelle, inadaptée. Le cas particulier de la basse tension pourrait voir les changements les plus importants en raison du développement du stockage (notamment grâce aux véhicules électriques) et à la production décentralisée (principalement des panneaux photovoltaïques que l'on note PV). Ce deuxième chapitre propose donc :

- d'identifier les grandeurs électriques susceptibles d'être impactés par le stockage et la production PV.
- de fournir de nouveaux modèles mathématiques permettant de déterminer comment ces grandeurs électriques sont modifiées.
- de valider ces modèles sur un cas d'étude simple (courbe de puissance agrégée au niveau du poste de distribution).

Ce chapitre intègre, de plus, deux contributions principales de la thèse, à savoir :

C1 : Construction de **modèles mathématiques** permettant de calculer les grandeurs d'aide à la planification qui sont la puissance maximale qui transite et sa durée équivalente sur l'année en fonction de nouvelles hypothèses telles que l'intégration de stockage ou de production renouvelable et la stratégie de contrôle adoptées.

C2 : Proposition de **fonctions de gestion du stockage** avec une modélisation adaptée au problème de la planification des réseaux électriques BT.

I-A. Grandeurs impactées par le stockage et la production photovoltaïque

Comme vu dans le chapitre I, lors des études de planification, différentes stratégies d'investissement sont comparées grâce au coût global actualisé défini par (II-1).

$$C_{global\ actualisé} = \sum_{n=1}^T \frac{Inv(n) + C_{pertes}(n) + C_{END}(n) + C_{Coupure}(n)}{(1 + i)^n} \quad (II-1)$$

Avec :

- T : Durée de l'étude (en années),
- $Inv(n)$: Investissements réalisés à l'année n (k€),
- $C_{pertes}(n)$: Coût des pertes annuelles à l'année n (k€),

- $C_{END}(n)$: Coût de l'énergie non distribuée à l'année n (k€/kWh),
- $C_{Coupure}(n)$: Coût des coupures à l'année n (k€),
- i : Taux d'actualisation (%).

Un investissement réseau consiste en des travaux de renforcements ou de créations de départs ou en l'ajout de matériels (organes de manœuvre, transformateurs entre autres). La présence de producteur ou de stockage ne modifie pas cette méthode de calcul mais seulement le choix final. Par exemple, des sections de câbles plus importantes pourraient être nécessaires dans le réseau parce qu'un producteur provoque une contrainte de tension ou de courant. Ou au contraire, un dispositif de stockage permettant de réduire la puissance de pointe dans le réseau pourrait permettre un choix optimal de section de ligne plus faible. De la même façon, dans la mesure où la topologie et le mode d'exploitation du réseau ne sont pas modifiés, le coût de l'énergie non distribuée et des coupures ne seront pas influencés par la présence de stockage ou de production. On pourrait imaginer que la production et le stockage participent au maintien de la continuité de fourniture du réseau réduisant ainsi le coût de l'END et des coupures. Cependant, le fonctionnement îloté de poches entières de réseaux de distribution n'est à ce jour pas autorisé ni envisagé dans le futur par les DSO car potentiellement dangereux pour la sécurité du système [CDTG10, Iec14]. Les pertes Joule en revanche dépendent des flux dans les conducteurs du réseau. La présence de ces nouveaux usages change la répartition journalière des flux et donc les pertes. Dans le chapitre I (cf section Chapitre I.IV-A-2), nous avons vu que le coût annuel des pertes Joule (donné par l'équation (II-2)) pouvait être estimé en multipliant la valeur des pertes à la pointe par un coefficient appelé « coût d'1kW de pertes à la pointe » provenant d'un abaque construit par ENEDIS [Bong15].

$$C_{pertes}(n) = C_{1kWpp}(H_{max}) \times Pertes_{max}(n) \quad (II-2)$$

Avec :

- H_{max} : Durée d'utilisation à la puissance maximale du réseau étudié telle que $H_{max} \times P_{max}$ soit égale à l'énergie consommée sur l'année n (en heures),
- $Pertes_{max}(n)$: Puissance maximale perdue à l'année n (kW),
- $C_{1kWpp}(H_{max})$: Coût d'1kW de pertes à la pointe correspondant au H_{max} du réseau étudié (k€/kW)

A partir de l'abaque d'ENEDIS, on constate que le coefficient $C_{1kWpp}(H_{max})$ varie comme un polynôme d'ordre 2 en fonction de H_{max} . Celui-ci (C_{1kWpp}) est composé de trois termes :

- le coût de l'énergie annuelle perdue pour un kW de puissance consommée à la pointe,
- le coût d'annuité d'investissement pour acheminer un kW aux zones de consommation (coût des infrastructures réseau),
- éventuellement le coût de souscription de la puissance.

Le stockage et la production photovoltaïque modifient la forme des courbes temporelles de transits de puissance. Ainsi les paramètres H_{max} , P_{max} et l'énergie annuelle perdue sont impactés. On s'attend donc à ce que l'abaque donnant C_{1kWpp} en fonction de H_{max} soit également modifié.

Conclusion : Dans ce chapitre, nous proposons un modèle mathématique permettant de modéliser les impacts du stockage et de la production PV sur les paramètres électriques $H_{\max}$, $P_{\max}$. Dans le chapitre III, leurs impacts sur la grandeur économique C_{1kWpp} est détaillée.

I-B. Description du problème posé

On considère un poste de distribution HTA/BT ayant en aval une charge et/ou une production photovoltaïque et/ou un système de stockage. Plusieurs scénarios de pénétration de stockage et de production sont simulés afin d'observer leurs impacts sur les grandeurs $P_{\max}$ et $H_{\max}$. La *Figure II-1* schématise le problème étudié de ce chapitre. Les charges, productions et stockages sont agrégés au poste de distribution dans un premier temps puis la modélisation du réseau est ajoutée dans les chapitres III et IV. Ainsi lorsque nous parlerons de puissance du poste de distribution, nous faisons allusions à la courbe de puissance résultante (charge+stockage-production).

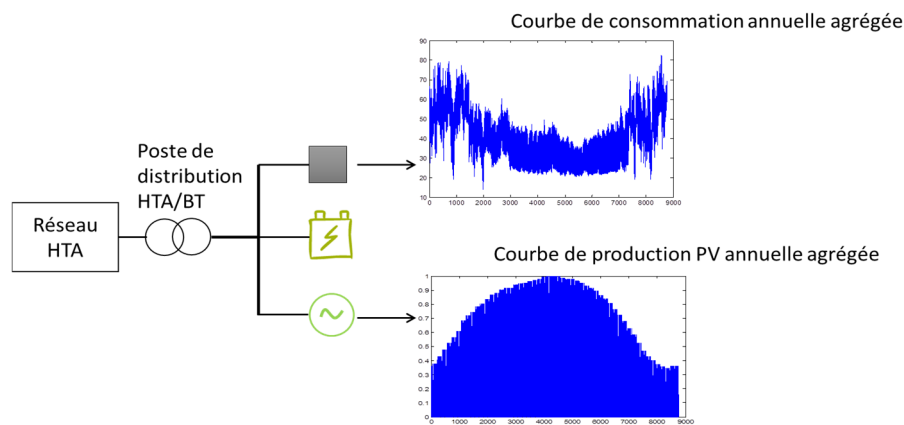


Figure II-1: Problème étudié – grandeurs agrégées au poste de distribution.

La *Figure II-2* montre l'exemple d'une courbe de charge réelle mesurée au niveau d'un poste HTA/BT issue du projet Greenlys [Tere12] (courbe de charge annuelle à gauche et zoom sur la journée où apparaît la puissance maximale annuelle à droite). Dans cet exemple, $P_{\max} = 82.34$ kW et $H_{\max} = 4517$ h. Dans ce chapitre, nous nommons cette courbe de charge « courbe de charge N°1 » (ou « poste N°1 »).

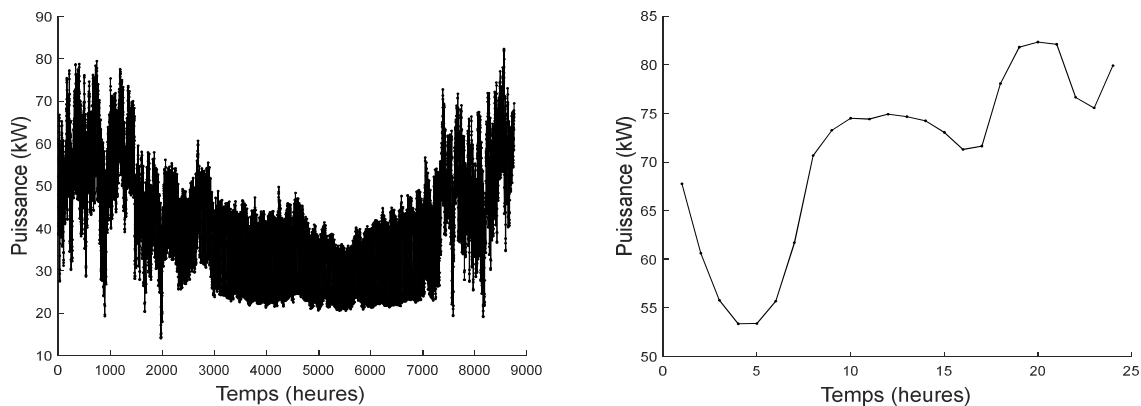


Figure II-2: Exemple de la courbe de charge triphasée N°1 annuelle (gauche) et journalière (droite) sur la journée où apparaît la puissance maximale annuelle.

II. Impact du stockage seul sur les grandeurs P_{max} et H_{max}

L'impact du stockage sur les grandeurs P_{max} et H_{max} de la courbe agrégée de puissance vue du poste de distribution dépend du type, de la technologie et de la gestion de stockage utilisé. La principale différence entre les types de stockage est le temps que prend celui-ci à se charger/décharger à pleine puissance. L'ADEME, dans son étude de projet « *Un mix électrique 100% renouvelable* » [Four13] considère trois types de stockage : court-terme (6 heures de durée de décharge), infra-journalier et infra-hebdomadaire (32 heures de durée de décharge) et inter-saisonnier. Dans cette partie nous étudierons ces trois échelles de temps à travers un stockage journalier, hebdomadaire et saisonnier (3 mois).

De plus, on suppose que le stockage est constitué de batteries lithium-ion n'appartenant pas au DSO mais à d'autres acteurs du système électrique (clients ou producteurs). Celles-ci sont pilotées dans l'objectif de fournir des services au DSO. On notera P_{max} et H_{max} la puissance maximale et la durée d'utilisation à la puissance maximale dans le cas sans stockage et P'_{max} et H'_{max} dans le cas avec stockage. L'objectif est de déterminer la relation qu'il existe entre ces quatre paramètres en fonction du taux d'insertion de stockage.

II-A. Modélisation de la stratégie de gestion intelligente du stockage

Avec le développement des technologies des systèmes de stockage électrique et la croissance du besoin de la flexibilité dans les réseaux de distribution, le stockage intéresse de plus en plus les acteurs du système électrique. Celui-ci peut jouer plusieurs rôles importants dans ce système. Ainsi son mode de gestion dépend du service rendu et de l'acteur qui va assurer sa gestion, entres autres. Dans cette thèse nous considérons que le stockage est géré pour rendre des services aux DSO. Dans cette optique, deux types de services ont été étudiés :

- l'utilisation du stockage pour minimiser les pertes dans le réseau BT
- l'utilisation du stockage pour résoudre des contraintes dans le réseau (dépassement des tensions, courants et puissances maximaux admissibles au niveau du poste de distribution)

II-A-1. Gestion du stockage pour minimiser les pertes

Le taux d'insertion de stockage, exprimé en pourcentage de la puissance maximale de la charge du poste de distribution, est défini par la relation (II-3) :

$$P_{batt_max} = \beta * P_{max} \quad (II-3)$$

Avec :

- P_{batt_max} : Puissance de charge/décharge maximale du stockage (en kW).
- β : Taux d'insertion du stockage (en %).
- P_{max} : Puissance maximale annuelle de la courbe de charge mesurée au niveau du poste de distribution (en kW).

Le logigramme de la *Figure II-3* présente la stratégie de pilotage développée. Pour un taux d'insertion de stockage donné, une fonction de gestion optimale permet de déterminer la

puissance fournie et absorbée par la batterie à chaque heure de l'année afin de lisser les pics de consommation au niveau de la courbe de charge agrégée du poste de distribution. Cette gestion du stockage est appliquée P fois sur des courbes de charges de durée D ($P = 365$ jours et $D = 1$ jour pour le stockage journalier, $P = 52$ semaines et $D = 1$ semaine pour le stockage hebdomadaire et $P = 4$ mois et $D = 3$ mois pour le stockage inter-saisonnier).

La fonction de gestion optimale du stockage retenue dans ce chapitre est la minimisation de la puissance délivrée par le poste de distribution HTA/BT sous des contraintes liées à l'état de charge de la batterie, désigné par le terme anglo-saxon « state of charge » noté SOC, à la puissance maximale de charge/décharge de la batterie, ainsi qu'à la puissance de la charge mesurée au poste de distribution.

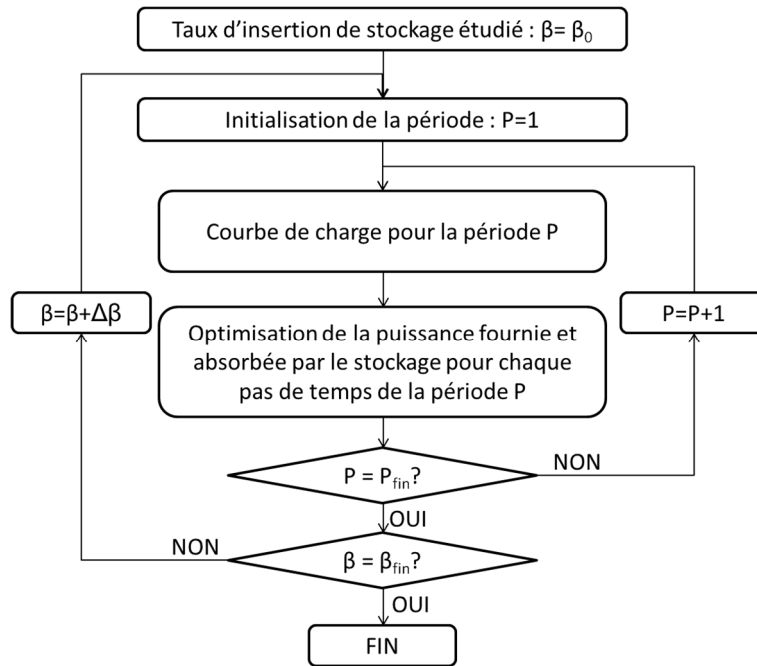


Figure II-3: Algorithme de gestion du stockage.

La formule (II-4) donne la fonction objectif du problème d'optimisation de gestion du stockage à minimiser.

$$FO_1 = \sum_{t=1}^m P_{posteAS}^2(t) \quad (II-4)$$

Avec :

- FO_1 = grandeur à minimiser,
- $P_{posteAS}(t)$: puissance mesurée au poste de distribution à l'instant t en présence de stockage.
- m : nombre de pas de temps de la courbe de charge considérée (dans le cas d'un stockage à l'échelle de la journée au pas de temps d'1h, m vaudra 24, dans le cas d'un stockage

à l'échelle d'une semaine m vaudra 168 et dans le cas d'un stockage à l'échelle d'une saison m vaudra 2193).

Ce problème d'optimisation est soumis à plusieurs contraintes :

1- Contrainte de puissance maximale au niveau du poste de distribution

$$-P_{\max \text{poste } SS} \leq P_{\text{poste } AS}(t) \leq P_{\max \text{poste } SS} \quad \forall 1 \leq t \leq m \quad (\text{II-5})$$

Avec :

$P_{\max \text{poste } SS}$: puissance maximale annuelle délivrée ou soutirée par le poste sans stockage.

2 - Contrainte de conservation de la puissance

$$P_{\text{poste } AS}(t) = P_{\text{batterie}}(t) + P_{\text{poste } SS}(t) \quad (\text{II-6})$$

$$P_{\text{batterie}}(t) = P^+_{\text{batterie}}(t) - P^-_{\text{batterie}}(t) \quad (\text{II-7})$$

Avec

- $P^+_{\text{batterie}}(t)$: puissance fournie par le réseau à la batterie à l'instant t (>0).
- $P^-_{\text{batterie}}(t)$: puissance fournie au réseau par la batterie à l'instant t (>0).
- $P_{\text{poste } SS}(t)$: puissance consommée par le poste sans stockage à l'instant t .

3 - Contraintes de charge et décharge de la batterie

➤ Entre deux intervalles de temps de charge, on a :

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{E_{\text{bat stockée}}(t-1 \rightarrow t)}{Q_{\text{Bat}, \max}} \quad (\text{II-8})$$

Avec

- $SOC(t)$: état de charge de la batterie à l'instant t en %.
- $E_{\text{bat stockée}}(t-1 \rightarrow t)$: énergie stockée par la batterie (en kWh) sur l'intervalle de temps $t-1$ à t .
- $Q_{\text{Bat}, \max}$: capacité de la batterie (en kWh). La capacité de la batterie installée doit répondre aux besoins du DSO. N'étant pas l'objectif principale de cette étude, le calcul de la capacité maximale de la batterie ($Q_{\text{Bat}, \max}$) est donné en *Annexe 6*.

On définit le rendement de la batterie à la charge, eff^+ , tel que

$$eff^+ = \frac{E_{\text{bat stockée}}(t-1 \rightarrow t)}{E^+_{\text{réseau}}(t-1 \rightarrow t)} \quad (\text{II-9})$$

Avec :

- $E^+_{\text{réseau}}(t-1 \rightarrow t)$: énergie fournie par le réseau à la batterie (en kWh) sur l'intervalle de temps $t-1$ à t .

Ainsi l'équation (II-9) devient :

$$SOC(t) = SOC(t-1) + eff^+ \times \frac{E^+_{\text{réseau}}(t-1 \rightarrow t)}{Q_{\text{Bat}, \max}} \quad (\text{II-10})$$

$$SOC(t) = SOC(t-1) + eff^+ \times \int_{t-1}^t \frac{P^+_{batterie}(u)}{Q_{Bat,max}} \times 100 du \quad (II-11)$$

$$SOC(t) = SOC(0) + eff^+ \times \sum_{u=1}^t \frac{P^+_{batterie}(u)}{Q_{Bat,max}} \times 100 \times \Delta t \quad (II-12)$$

Avec :

- Δt = pas de temps des courbes de charge.
- Entre deux intervalles de temps de décharge, on a :

$$SOC(t) = SOC(t-1) - \frac{E_{bat \text{ déstockée}}(t-1 \rightarrow t)}{Q_{Bat,max}} \times 100 \quad (II-13)$$

Avec :

- $E_{bat \text{ déstockée}}(t-1 \rightarrow t)$: énergie fournie au réseau par la batterie (en kWh) sur l'intervalle de temps t-1 à t.

On définit le rendement de la batterie à la décharge, eff^- , tel que :

$$eff^- = \frac{E^-_{réseau}(t-1 \rightarrow t)}{E_{bat \text{ déstockée}}(t-1 \rightarrow t)} \quad (II-14)$$

Avec :

- $E^-_{réseau}$: énergie fournie au réseau par la batterie (en kWh).

Ainsi l'équation (II-13) devient :

$$SOC(t) = SOC(t-1) - \frac{E^-_{réseau}(t-1 \rightarrow t)}{eff^-} \quad (II-15)$$

$$SOC(t) = SOC(t-1) - \frac{1}{eff^-} \times \int_{t-1}^t \frac{P^-_{batterie}(u)}{Q_{Bat,max}} du \quad (II-16)$$

$$SOC(t) = SOC(0) - \frac{1}{eff^-} \times \sum_{u=1}^t \frac{P^-_{batterie}(u)}{Q_{Bat,max}} \times \Delta t \quad (II-17)$$

On peut donc écrire la relation (II-18) pour exprimer l'état de charge de la batterie au pas de temps t en fonction de son état de charge au pas de temps 0 et de la puissance fournie par le réseau (et au réseau) à la batterie (ou par la batterie) entre 0 et t.

$$SOC(t) = SOC(0) + eff^+ \times \sum_{u=1}^t \frac{P^+_{batterie}(u)}{Q_{Bat,max}} \times \Delta t - \frac{1}{eff^-} \times \sum_{u=1}^t \frac{P^-_{batterie}(u)}{Q_{Bat,max}} \times \Delta t \quad (II-18)$$

On suppose que l'état de charge de la batterie est conservé à la fin de la période étudiée ce qui se traduit par les équations (II-19) et (II-20) .

$$SOC(0) = SOC(end) \quad (II-19)$$

$$0 \leq SOC(t) \leq 100\% \quad (II-20)$$

Avec :

SOC(0) : Etat de charge de la batterie au début de la période considérée.

L'équation (II-20) traduit les contraintes minimales et maximales sur l'état de charge utilisable à un instant donné de la batterie c'est-à-dire en prenant en compte le bridage imposé par le constructeur de façon à préserver l'état de santé des batteries.

4 - Contrainte de puissance maximale délivrée par la batterie

$$0 \leq P^+_{batterie}(t) \leq \beta \times P_{\max\text{poste } SS} \quad (\text{II-21})$$

$$0 \leq P^-_{batterie}(t) \leq \beta \times P_{\max\text{poste } SS} \quad (\text{II-22})$$

Les équations (II-21) et (II-22) décrivent les contraintes liées à la puissance de charge/décharge de la batterie. Celle-ci varie entre zéro et la puissance maximale installée de stockage (voir équation (II-3))

Le problème d'optimisation a été résolu en utilisant la fonction « quadprog » de la toolbox optimisation de Matlab. L'Annexe 1 détaille la mise en forme des matrices d'entrée de cette fonction. Cet algorithme est appliqué sur le cas d'étude explicité dans la partie I-B, pour les 3 types de stockage (journalier, hebdomadaire et saisonnier) et pour différent taux d'insertion de stockage. La nouvelle courbe de puissance du poste prenant en compte le stockage est comparée à la courbe de puissance du poste sans prise en compte du stockage en termes de $P_{\max}$ et $H_{\max}$.

II-A-2. Gestion du stockage pour résoudre une contrainte réseau (puissance au niveau du poste de distribution, courant, tension)

Une autre stratégie de stockage consiste à faire appel au stockage uniquement dans l'objectif de résoudre une contrainte technique (tension, courant, puissance du transformateur HTA/BT). Comme ici nous considérons des courbes de puissance agrégées au niveau du poste HTA/BT, le réseau n'est pas modélisé. Ainsi il n'est pas possible de définir des contraintes (tension courant). Néanmoins l'objectif de cette section est de définir une stratégie de gestion de stockage tel que la puissance qui transite ne dépasse pas une certaine puissance limite. Par la suite cette puissance limite sera définie par des contraintes techniques (courant tension et puissance au niveau du poste de distribution) lors des études sur des réseaux BT dans les chapitres III et VI où cette gestion sera aussi intégrée. De ce fait, la gestion du stockage est légèrement différente par rapport au cas précédent (qui consistait à réduire les pertes Joule). La fonction objectif correspondante est alors :

$$FO_2 = \text{Min} \left(\sum_{t=1}^N P^+_{batterie}(t) + \sum_{t=1}^N P^-_{batterie}(t) + \sum_{t=1}^N \gamma \times (d(t))^2 \right) \quad (\text{II-23})$$

Les contraintes associées sont les mêmes que précédemment avec en plus les contraintes des équations (II-24) et (II-25)

$$P_{\text{poste } AS}(t) \leq P_{\lim} \quad (\text{II-24})$$

$$d(t) = P_{\lim} - P_{\text{poste } AS}(t) \quad (\text{II-25})$$

Avec :

- FO_2 : grandeur à minimiser,
- γ : coefficient paramétrable permettant d'éviter une surutilisation du stockage,
- d : différence entre la puissance maximale admissible du poste HTA/BT et la puissance du poste avec stockage à l'instant t ,
- P_{lim} : Puissance maximale admissible sans provoquer une contrainte (tension, courant, ou puissance du poste HTA/BT)

L'objectif de la fonction d'optimisation FO_2 est d'optimiser l'usage du stockage à la charge comme à la décharge pour résoudre une contrainte de tension et/ou de courant. Ce premier objectif est traduit par les deux premiers termes de la fonction objectif (II-23). Le troisième terme de la fonction objectif permet d'assurer que la recharge des batteries ait lieu lors des moments de faible consommation. Le terme multiplicatif γ doit être suffisamment petit devant 1 afin d'éviter une surutilisation du stockage. Dans cette partie, après plusieurs essais, la valeur de γ a été fixée à 10^{-3} . L'objectif d'éliminer des contraintes techniques est garanti par l'équation (II-25). Dans le cas de ce chapitre où l'on considère uniquement les courbes agrégées au poste source, la puissance limite est la puissance maximale admissible au niveau du poste. Dans le cas d'un réseau complet la puissance limite sera celle à ne pas dépasser afin de ne pas provoquer de contraintes de courant, tension et puissance. Dans ce cas, l'expression de P_{lim} sera modifiée ce que nous verrons dans le chapitre IV. L'Annexe 2 détaille la mise en forme des matrices d'entrée de cette fonction. Dans la suite de ce chapitre, sauf si cela est précisé, la gestion du stockage pour minimiser les pertes sera utilisée.

II-B. Exemple de résultats du stockage journalier sur la courbe de charge N°1(cas de la fonction objectif N°1)

La batterie est gérée sur 24h et nous considérons qu'il n'y a pas de pertes dans la batterie donc $eff^+ = eff^- = 100\%$. Le problème d'optimisation N°1 est donc lancé pour chaque jour de l'année de manière indépendante. Une fois la nouvelle courbe annuelle déterminée, les nouveaux P'_{max} et H'_{max} sont calculés. La *Figure II-4* représente les puissances au niveau du poste de distribution sans stockage, avec stockage ainsi que la puissance délivrée par la batterie sur l'exemple d'une journée et la *Figure II-5* montre le SOC correspondant.

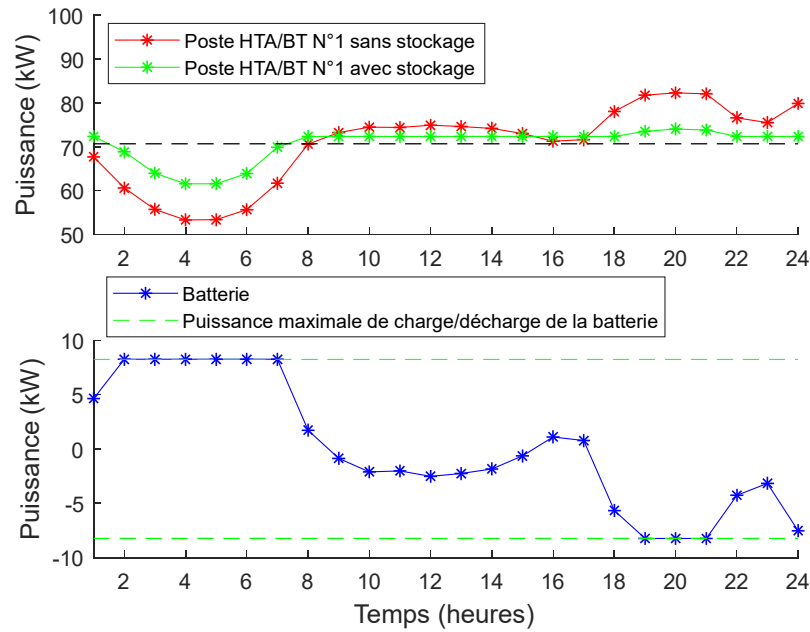


Figure II-4: Exemple de résultats sur une journée (taux d'insertion de stockage de 10%, stockage journalier).

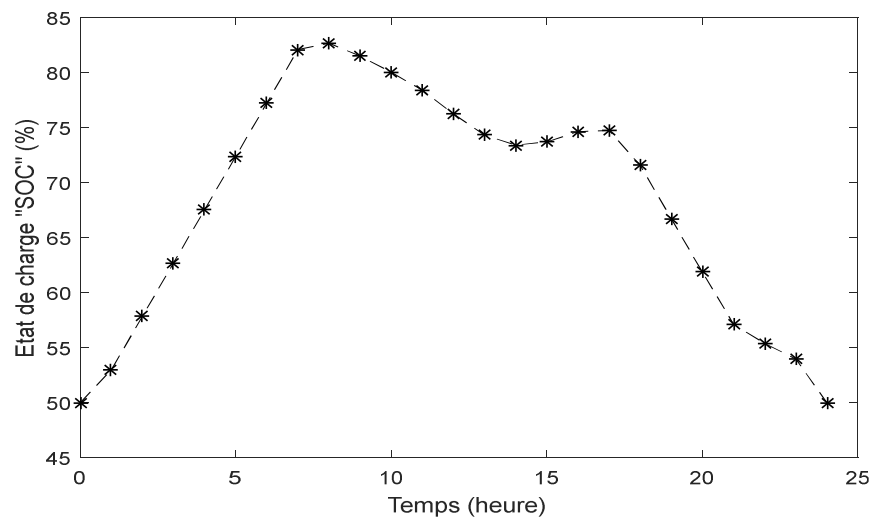


Figure II-5: Exemple d'évolution du SOC de la batterie sur une journée (taux d'insertion de stockage de 10%, stockage journalier).

Sur la *Figure II-4* la droite en pointillé noir dans le graphe du haut représente la puissance moyenne journalière et les droites en pointillé vertes dans le graphe du bas représentent la puissance maximale de charge et décharge de la batterie. Le taux d'insertion de stockage considéré dans cet exemple est de 10% soit une puissance maximale de la batterie de 8.23 kW. On peut constater que les différentes pointes ont été réduites et les minimums augmentés afin de se rapprocher au plus proche de la puissance moyenne de la journée. Celle-ci n'est pas atteinte car la puissance maximale de stockage est atteinte de 2h à 7h et celle de déstockage de 19h à 21h. Dans cet exemple, on voit que le taux d'insertion de stockage est dans ce cas trop faible pour permettre un lissage total de la courbe de charge. Un taux d'insertion de stockage important permet donc d'obtenir des courbes journalières parfaitement lisses à l'échelle de la

période du stockage correspondant à la puissance moyenne de la période. En revanche, cela ne sera jamais le cas pour la courbe pluri-journalière ou annuelle avec la méthode de gestion retenue. En effet, dans le cas du stockage journalier par exemple, chaque journée est indépendante l'une de l'autre et a donc une puissance moyenne différente. La figure II.6 montre un zoom sur 7 jours avec un taux d'insertion de stockage de 40% (taux permettant de lisser parfaitement la courbe de charge sur chaque journée). On peut remarquer cet effet de palier dû aux puissances moyennes différentes.

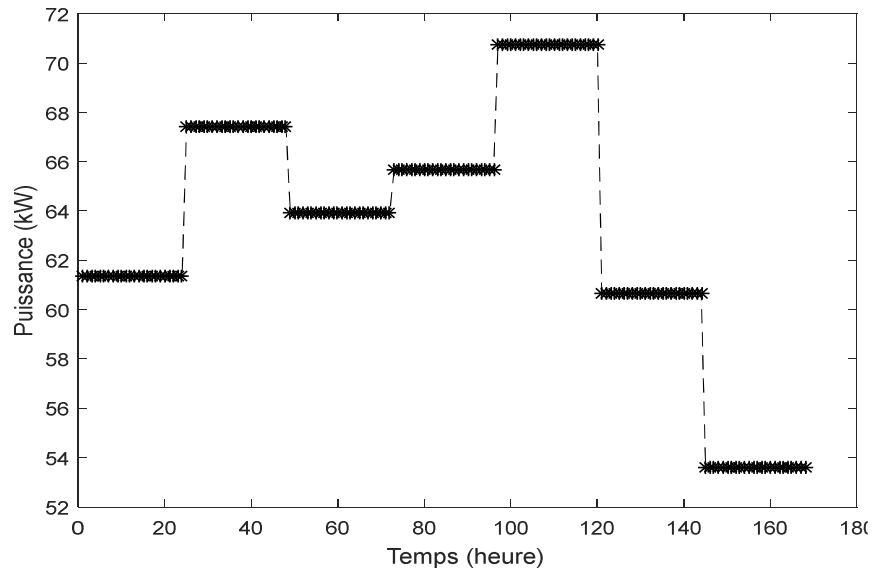


Figure II-6: Puissance du poste HTA/BT N°1 avec un taux de stockage de 40% sur 7 jours (stockage journalier).

II-C. Caractérisation de l'impact du stockage sur les grandeurs $H_{\max}$ et $P_{\max}$ (pertes dans le stockage négligées)

La Figure II-7 montre l'évolution de la puissance $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ en fonction du taux d'insertion du stockage pour la courbe du poste HTA/BT N°1. Les simulations ont été réalisées pour un taux variant de 0 à 50% par pas de 1%. Au-delà de 50%, les grandeurs $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ restent constantes. Les pertes dans le stockage sont négligées dans cette partie d'où $eff^+ = eff^- = 100\%$. On peut voir qu'en fonction du taux d'insertion de stockage, $P'_{\max}$ (respectivement $H'_{\max}$) diminue (respectivement augmente) d'une valeur pouvant aller jusqu'à 11% de $P_{\max}$ (respectivement $H_{\max}$). On peut voir que les grandeurs $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ évoluent de façon inverse et présentent deux seuils créant 3 phases différentes que nous allons expliciter et caractériser.

Dans la phase 1, $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ évoluent linéairement en fonction du taux d'insertion de stockage jusqu'à un premier seuil correspondant à un taux d'insertion de stockage d'environ 12% dans cet exemple.

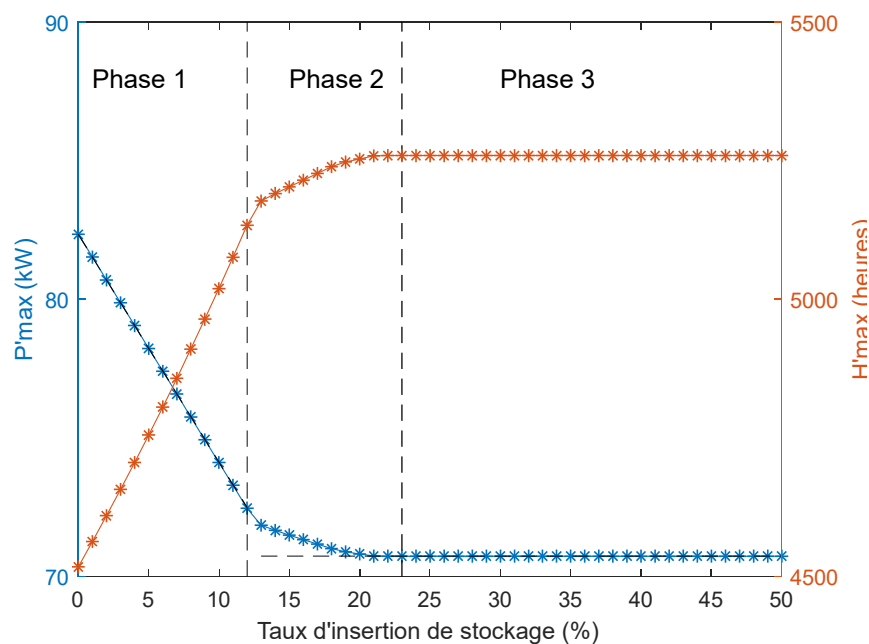


Figure II-7: Evolutions des paramètres P'_{max} et H'_{max} en fonction du taux d'insertion de stockage.

Ensuite la pente d'évolution diminue (phase 2) jusqu'à atteindre un palier de stabilisation pour un taux d'insertion de stockage d'environ 23% (phase 3). La figure II.8 montre la puissance maximale de stockage utilisée sur l'année (en %) en fonction du taux d'insertion de stockage (en %).

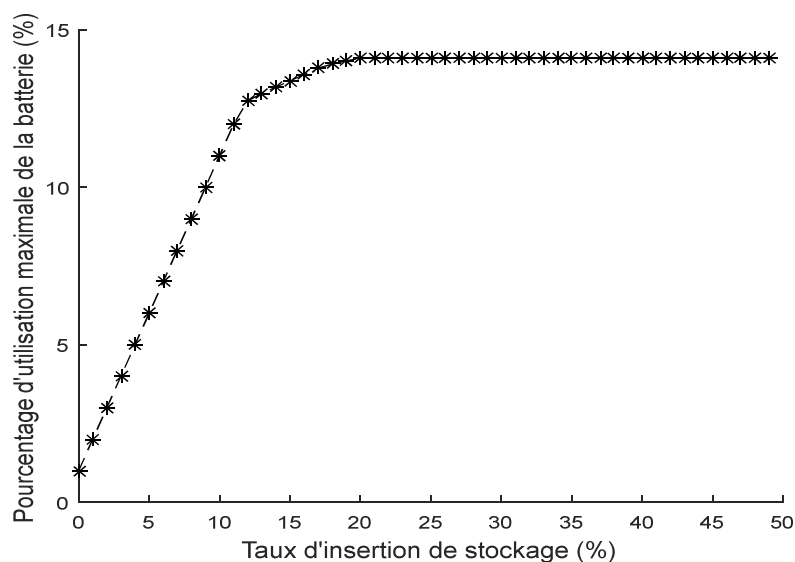


Figure II-8: Puissance maximale de stockage utilisée sur l'année (en %) en fonction du taux d'insertion de stockage (en %).

II-C-1. Analyse de la phase I

La Figure II-9 montre les résultats obtenus sur la journée où la puissance est maximale pour un taux d'insertion de stockage de 5% c'est-à-dire correspondant à une puissance maximale de charge/décharge de 4.12 kW.

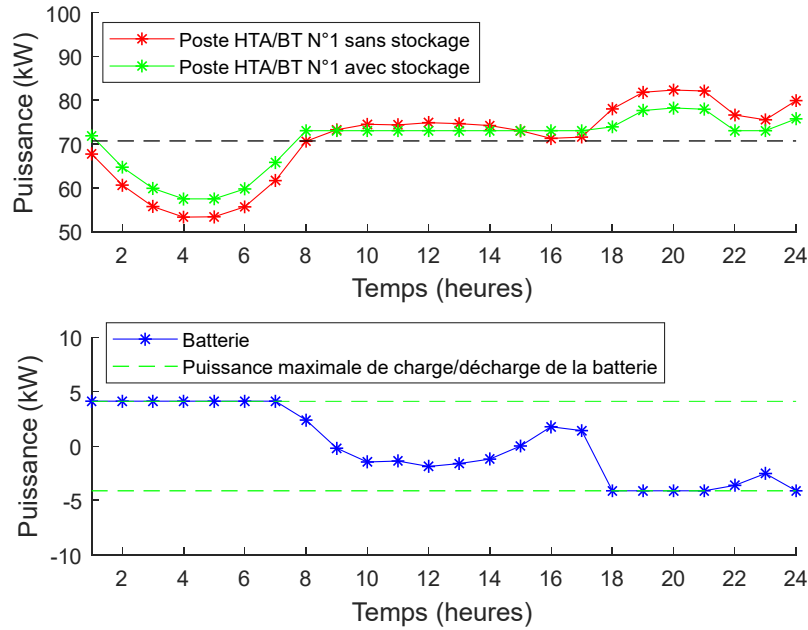


Figure II-9: Zoom sur la journée où apparaît puissance annuelle maximale (taux d'insertion de stockage de 5%, phase I, stockage journalier).

On peut constater que la puissance maximale de stockage disponible a totalement été utilisée entre 1h et 7h et entre 18h et 21h. On voit donc que la puissance moyenne de la journée n'est jamais atteinte même en utilisant tout le stockage disponible. Ainsi on peut écrire les relations (II-26) et (II-27):

$$P'_{max} = P_{max} - P_{batt_max} \quad (II-26)$$

$$P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{max} \quad (II-27)$$

$$\text{De plus, par définition : } H'_{max} \times P'_{max} = \int_0^{8760} P_{poste\ AS}(t) dt \quad (II-28)$$

La puissance P'_{max} est remplacée par son expression définie par l'équation (II-27) dans l'équation (II-29) :

$$H'_{max} = \int_0^{8760} \frac{P_{poste\ AS}(t)}{(1 - \beta) \times P_{max}} dt \quad (II-29)$$

Ainsi on a l'équation (II-30):

$$H'_{max} = \frac{1}{1-\beta} \int_0^{8760} \frac{P_{poste AS}}{P_{max}}(t) dt \quad (II-30)$$

Dans le cas où les pertes dans le stockage sont négligées, la somme des puissances de la batterie doit être égale à zéro (toute l'énergie chargée sera déchargée à l'échelle de la journée) car il a été imposé que la batterie se trouve dans le même état de charge en début et en fin de journée d'où :

$$\int_0^{8760} P_{poste AS}(t) dt = \int_0^{8760} P_{poste SS}(t) dt = H_{max} \times P_{max} \quad (II-31)$$

$$H'_{max} = \frac{1}{1-\beta} \times H_{max} \quad (II-32)$$

II-C-2. Analyse de la phase 3

La phase 3 se produit lorsque le taux d'insertion de stockage est suffisant pour permettre que la puissance fournie par le poste soit égale à la puissance moyenne du poste sans stockage. C'est donc la journée possédant l'énergie consommée maximale qui permet d'expliquer la phase 3 comme le montre la *Figure II-10* pour un taux de stockage égale à 25% (soit une puissance maximale de charge/décharge de 20.59 kW).

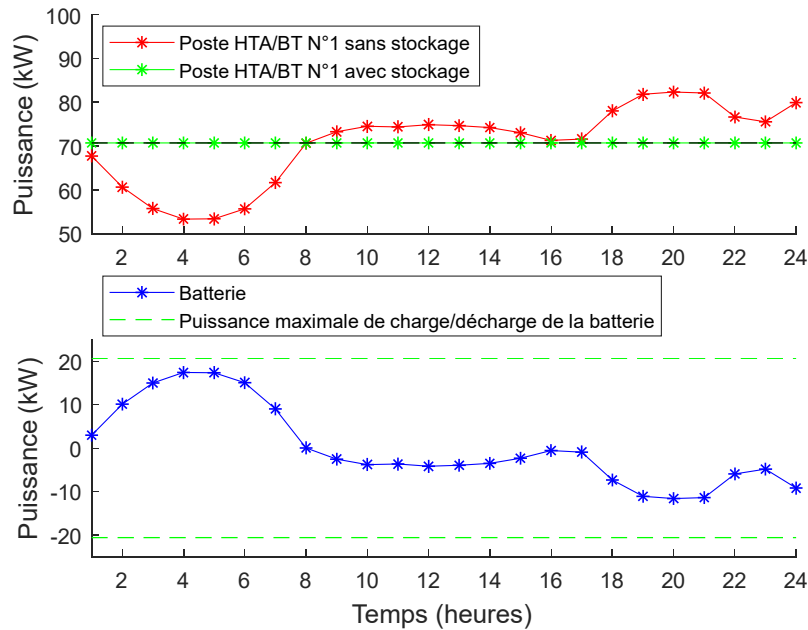


Figure II-10: Zoom sur la journée où la consommation de l'énergie est la plus élevée (taux d'insertion de stockage de 25%, phase 3, stockage journalier)

La grandeur P'_{max} est alors égale à la puissance moyenne consommée lors de la journée ayant la consommation d'énergie la plus élevée. H'_{max} est calculée grâce à la relation (II-34).

$$P'_{max} = P_{moy JM} \quad (II-33)$$

$$H'_{max} = \frac{H_{max} \times P_{max}}{P_{moy_JM}} \quad (II-34)$$

Avec :

- P_{moy_JM} : puissance moyenne de la journée qui consomme le plus d'énergie.

Ainsi dans la phase 1, la nouvelle puissance maximale se définit à partir de la journée où se produit le maximum de puissance. Lorsque la puissance maximale de cette journée a atteint la puissance moyenne de la journée ayant la puissance moyenne la plus grande alors la nouvelle puissance maximale se définit à partir de la journée ayant la puissance moyenne la plus grande. Ainsi pour l'analyse de la phase 3, on raisonne sur la journée ayant la puissance moyenne la plus importante que l'on appelle par la suite « pire journée ». On peut remarquer dans l'exemple de cette courbe de charge ainsi que dans de nombreuses courbes de charge française, la journée pendant laquelle la puissance atteint la puissance maximale annuelle est la même que celle où l'énergie moyenne vaut l'énergie moyenne journalière maximale annuelle. Cela est dû au fait qu'en France il y a une part importante de chauffage électrique.

II-C-3. Analyse de la phase 2

La phase 2 peut se produire dans le cas où l'écart entre la puissance minimale et la puissance moyenne est supérieure à l'écart entre la puissance maximale et la puissance moyenne de la pire journée. Ainsi si le taux d'insertion de stockage permet juste de ramener la pointe de cette journée à la puissance moyenne, le minimum de cette journée restera inférieur à la puissance moyenne. La conservation de l'énergie au niveau de la batterie fait que cette situation n'est pas possible. Ainsi toute la puissance maximale disponible du stockage ne pourra pas être utilisée et la pointe ne pourra pas être réduite à la puissance moyenne. **La Erreur ! Source du renvoi introuvable.** montre la journée où la consommation est la plus élevée pour un taux de stockage de 15% (donc correspondant à la phase 2). On peut voir que pour certain pas de temps (3, 4, 5 et 6), la puissance consommée est inférieure à la puissance moyenne de la journée alors que la charge de la batterie se fait avec sa puissance maximale. Il n'y a donc pas assez de stockage pour translater la puissance consommée en présence de stockage vers la puissance moyenne consommée sans stockage pour ces pas de temps. Etant donné que l'énergie du poste avec ou sans stockage est identique sur la journée (cf formule (II-31)), la puissance maximale de la batterie ne peut donc pas être utilisée totalement lors des périodes de décharge et les puissances supérieures à la valeur moyenne n'arrivent pas à atteindre la valeur moyenne non plus. Ainsi la relation (II-35) peut être considérée.

$$\sum_{t=1}^{24} P_{poste\ AS}(t) = \sum_{t=1}^k (P_{poste\ SS}(t) + \beta \times P_{max}) + \sum_{t=1}^{24-k} P_{poste\ AS}(t) \quad (II-35)$$

Avec :

- k : nombre de pas de temps de la journée telle que l'équation (II-36) soit vérifiée.

$$P_{poste\ SS}(t) + \beta \times P_{max} \leq P_{poste\ moy} \quad (II-36)$$

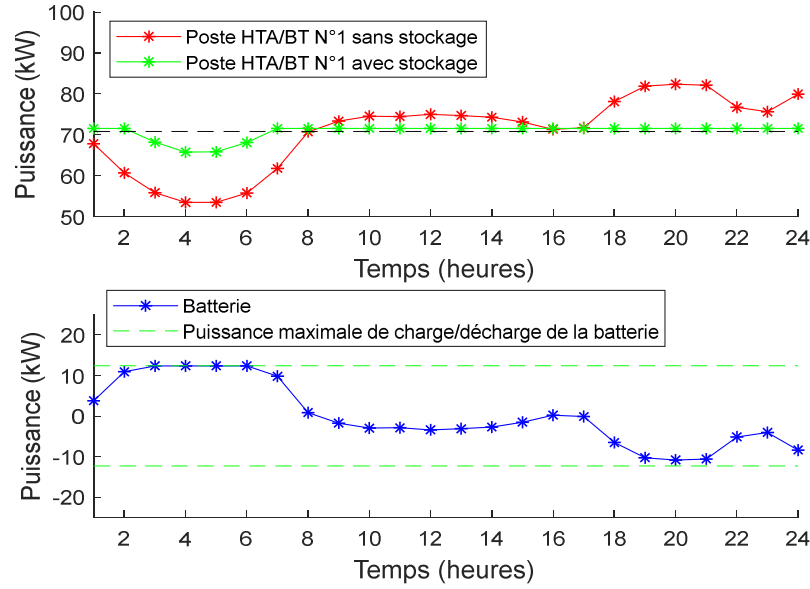


Figure II-11 : Zoom sur la journée où la consommation de l'énergie est la plus élevée (taux d'insertion de stockage de 15%, phase 2, stockage journalier)

Les puissances délivrées par le poste HTA/BT sans stockage supérieures à la puissance moyenne de la charge sont ramenées à une même puissance avec le stockage qui est la nouvelle puissance maximale P'_{max} . Ainsi, l'équation (II-35) devient :

$$\sum_{t=1}^{24} P_{poste AS}(t) = \sum_{t=1}^k (P_{poste SS}(t) + \beta \times P_{max}) + (24 - k) \times P'_{max} \quad (II-37)$$

$$\text{Comme } \sum_{t=1}^{24} P_{poste AS}(t) = \sum_{t=1}^{24} P_{poste SS}(t)$$

On a donc :

$$P'_{max} = \frac{\sum_{t=1}^{24} P_{poste SS}(t) - \sum_{t=1}^k (P_{poste SS}(t) + \beta \times P_{max})}{24 - k} \quad (II-38)$$

$$P'_{max} = \frac{\sum_{t=1}^{k'} P_{poste SS}(t) - k \times \beta \times P_{max}}{24 - k} \quad (II-39)$$

- k' : nombre de pas de temps de la journée telle que l'équation (II-40) est vérifiée

$$P_{poste SS}(t) + \beta \times P_{max} \geq P_{poste moy} \quad (II-40)$$

Nous rappelons que $H'_{max} = \frac{H_{max} \times P_{max}}{P'_{max}}$, d'où

$$H'_{max} = \frac{(24 - k) \times (H_{max} \times P_{max})}{\sum_{t=1}^{k'} P_{poste SS}(t) - k \times \beta \times P_{max}} \quad (II-41)$$

II-C-4. Transition entre les phases

Si l'écart entre la puissance minimale et la puissance moyenne de cette journée est inférieure à l'écart entre la puissance maximale et la puissance moyenne de cette journée alors

la phase 2 n'existe pas et il n'y a que les phases 1 et 3. Ainsi la condition d'existence de la phase 2 est donnée par la relation (II-42)

$$P_{max_JM} - P_{moy_JM} < P_{moy_JM} - P_{min_JM} \quad (II-42)$$

Avec :

- P_{max_JM} : Puissance maximale de la pire journée (kW).
- P_{min_JM} : Puissance minimale de la pire journée (kW).

Si la condition (II-42) est respectée alors le passage de la phase 1 à la phase 2 se fait quand les équations (II-27) et (II-39) sont égales c'est-à-dire pour β_{12} tel que:

$$(1 - \beta_{12}) \times P_{max} = \frac{\sum_{t=1}^{k'} P_{poste\ ss}(t) - k \times \beta_{12} \times P_{max}}{24 - k} \quad (II-43)$$

$$\beta_{12} = \frac{(24 - k) \times P_{max} - \sum_{t=1}^{24} P_{poste\ ss}(t)}{(24 - 2 \times k) \times P_{max}} \quad (II-44)$$

De la même façon, le passage de la phase 2 à la phase 3 se fait quand les équations (II-33) et (II-39) sont égales c'est-à-dire pour β_{23} tel que :

$$P_{moy_JM} = \frac{\sum_{t=1}^{k'} P_{poste\ ss}(t) - k \times \beta_{23} \times P_{max}}{24 - k} \quad (II-45)$$

$$\beta_{23} = \frac{(k - 24) \times P_{moy_JM} + \sum_{t=1}^{k'} P_{poste\ ss}(t)}{k \times P_{max}} \quad (II-46)$$

II-C-5. Synthèse du modèle proposé pour calculer P'_{max} et H'_{max}

Pour un poste de distribution HTA/BT donné, il faut déterminer la journée où la puissance moyenne est maximale. Dans le cas du stockage hebdomadaire, la journée est remplacée par la semaine et dans le cas du stockage saisonnier la journée est remplacée par une période de 3 mois.

➤ Cas N°1 : $P_{\max_JM} - P_{\text{moy_JM}} < P_{\text{moy_JM}} - P_{\min_JM}$ alors il y a trois phases ○ <i>Phase 1 :</i> ▪ $P'_{\max} = (1 - \beta) \times P_{\max}$ ▪ $H'_{\max} = \frac{1}{1-\beta} \times H_{\max}$ ▪ $\beta < \beta_{12}$ ▪ $\beta_{12} = \frac{(24-k) \times P_{\max} - \sum_{t=1}^{24} P_{\text{poste SS}}(t)}{(24-2 \times k) \times P_{\max}}$ ○ <i>Phase 2 :</i> ▪ $P'_{\max} = \frac{\sum_{t=1}^{k'} P_{\text{poste SS}}(t) - k \times \beta \times P_{\max}}{24-k}$ ▪ $H'_{\max} = \frac{(24-k) \times (H_{\max} \times P_{\max})}{\sum_{t=1}^{k'} P_{\text{poste SS}}(t) - k \times \beta \times P_{\max}}$ ▪ $\beta_{12} < \beta < \beta_{23}$ ▪ $\beta_{23} = \frac{(k-24) \times P_{\text{moy_JM}} + \sum_{t=1}^{k'} P_{\text{poste SS}}(t)}{k \times P_{\max}}$ ○ <i>Phase 3 :</i> ▪ $P'_{\max} = P_{\text{moy_JM}}$ ▪ $H'_{\max} = \frac{H_{\max} \times P_{\max}}{P_{\text{moy_JM}}}$ ▪ $\beta > \beta_{23}$ ➤ Cas N°2 : $P_{\max_JM} - P_{\text{moy_JM}} > P_{\text{moy_JM}} - P_{\min_JM}$ alors il y a deux phases ○ <i>Phase 1 :</i> ▪ $P'_{\max} = (1 - \beta) \times P_{\max}$ ▪ $H'_{\max} = \frac{1}{1-\beta} \times H_{\max}$ ▪ $\beta < \beta_{13}$ ▪ $\beta_{13} = \frac{P_{\max} - P_{\text{moy_JM}}}{P_{\max}}$ ○ <i>Phase 3 :</i> ▪ $P'_{\max} = P_{\text{moy_JM}}$ ▪ $H'_{\max} = \frac{H_{\max} \times P_{\max}}{P_{\text{moy_JM}}}$ ▪ $\beta > \beta_{13}$
--

II-C-6. Vérification du modèle sur plusieurs courbes de charge

Afin de valider cette modélisation de l'impact du stockage sur les grandeurs $H_{\max}$ et $P_{\max}$, les valeurs de $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$ ainsi que les différents seuils de taux d'insertion trouvés via ce modèle ont été comparés à ceux obtenus par lecture graphique sur 7 courbes de charges différentes (incluant la courbe de charge N°1) après leur avoir appliqué l'algorithme de gestion du stockage.

Le tableau II.1 donne les grandeurs $P_{\max}$ et $H_{\max}$ sans stockage des 7 courbes de charge. On rappelle que $P_{\max}$ correspond au maximum de puissance sur l'année et $H_{\max} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{poste SS}}(t)}{P_{\max}}$.

Tableau II-1: Grandeurs P_{max} et H_{max} pour les courbes de charge étudiées

Poste HTA/BT	Poste 1	Poste 2	Poste 3	Poste 4	Poste 5	Poste 6	Poste 7
P_{max} (kW)	82.34	31.37	136.98	43.07	185.07	201.55	44.72
H_{max} (h)	4517	3596	5092	4480	4719	4160	4439

La Figure II-12 montre la nouvelle puissance maximale avec stockage normalisée par la valeur de la puissance maximale avant stockage pour les 7 courbes de charges par mesure directe sur la nouvelle courbe du poste obtenue après optimisation. De la même façon, la Figure II-13 montre H'_{max} normalisé par H_{max} et la Figure II-14 montre le pourcentage d'utilisation maximale de la batterie. Cela permet au DSO de réaliser un dimensionnement rigoureux de son besoin de stockage, et permet aussi aux propriétaires des batteries de proposer le reste de la capacité de la batterie pour d'autres services.

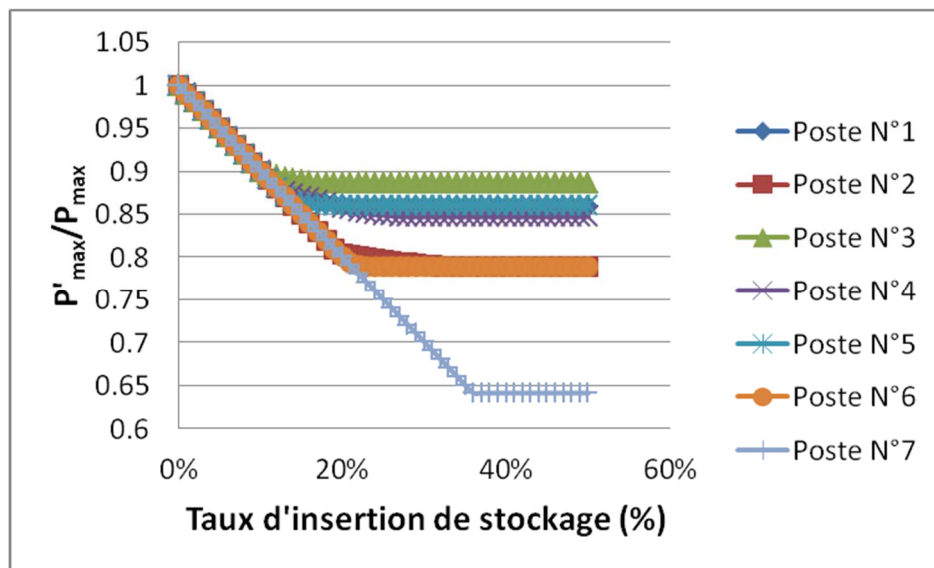


Figure II-12: P'_{max}/P_{max} pour six autres courbes de charges

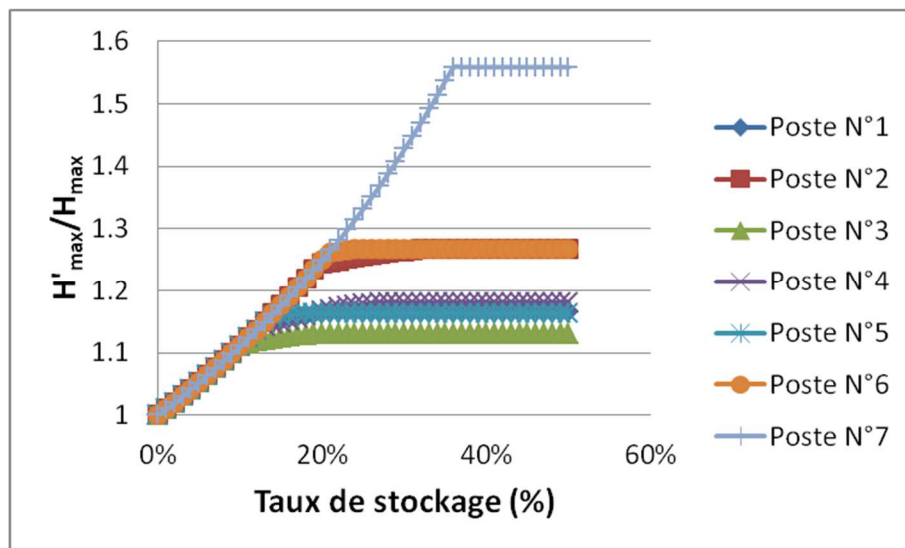


Figure II-13 : H'_{max}/H_{max} pour six courbes de charges différentes.

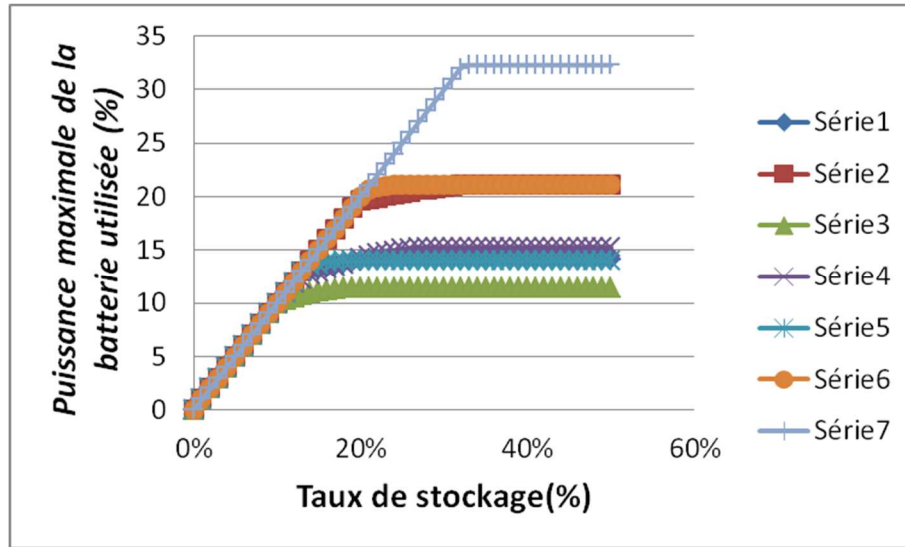


Figure II-14: Puissance maximale de la batterie utilisée en fonction du taux de stockage installée pour les six autres courbes de charges.

On retrouve les 3 phases décrites précédemment. Nous appelons les valeurs de $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$ prises directement sur la courbe de puissance après application de stockage et /ou production PV valeurs mesurées. Les erreurs entre le modèle proposé et les mesures directes pour $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$ sont calculées par les expressions (II-47) et (II-48):

$$\text{erreur}(H'_{\max}) = \left| \frac{H'_{\max1} - H'_{\max2}}{H'_{\max1}} \right| \times 100 \quad (\text{II-47})$$

$$\text{erreur}(P'_{\max}) = \left| \frac{P'_{\max1} - P'_{\max2}}{P'_{\max1}} \right| \times 100 \quad (\text{II-48})$$

Avec :

- $H'_{\max1}$ et $P'_{\max1}$: sont calculés en appliquant la fonction d'optimisation.
- $H'_{\max2}$ et $P'_{\max2}$: sont calculés en appliquant les relations analytiques que nous avons développé.

Si on compare les courbes mesurées aux courbes obtenues par application du modèle proposé, nous obtenons une erreur maximale de 0.1%. On peut constater que les décrochages ont lieu pour des taux d'insertion de stockage différents en fonction des postes de distribution. Le Tableau II-2 donne les décrochages mesurés et calculés pour les 7 postes de distribution à partir des courbes II.12, II.13 et II.14 qui sont identiques. Nous pouvons donc conclure que le modèle semble bien traduire l'effet du stockage sur les grandeurs $P_{\max}$ et $H_{\max}$. On peut noter qu'on retrouve bien les 3 phases décrites précédemment sauf pour le poste N°7. En effet, on a $P_{\max_{JM}} - P_{\text{moy}_{JM}} = 14,43 \text{ kW} > P_{\text{moy}_{JM}} - P_{\min_{JM}} = 12,6 \text{ kW}$. Une comparaison avec un plus grand nombre de courbe de charge pourrait définitivement valider ce modèle.

Tableau II-2: Valeurs théoriques et mesurées de β_{12} et β_{23}

Poste HTA/BT	Poste 1	Poste 2	Poste 3	Poste 4	Poste 5	Poste 6	Poste 7
β_{12} (%)	12	19	10	12	13	20	Phase 2 inexistante
β_{23} (%)	23	33	19	28	19	25	36

II-D. Intégration des pertes dans le stockage

En réalité, les batteries ont un certain rendement en énergie qui a un impact sur la puissance maximale de la batterie stockée et fournie et donc sur $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$. Le rendement des batteries varie selon les technologies. Le Tableau II-3 montre le rendement des différentes batteries existantes pouvant descendre potentiellement jusqu'à 60%. Cependant les batteries les plus utilisées sont les batteries de type Lithium-ion ayant un rendement de 95%.

Tableau II-3: Rendement des batteries pour différentes technologies [Turk12]

Technologie	Plomb	Nickel Cadmium	Nickel- Métal Hybride	Alumini um Air	Zinc Air	Sodium Sulfure	Sodim Nickel Chloride	Lithium Ion
Rendement (%)	80	75 à 90	70	50 <	60	85	80	> 95

Les figures II.15 et II.16 montrent la valeur de $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$ en fonction du taux de stockage avec et sans prise en compte du rendement de la batterie pour le poste de distribution N°1. Deux rendements ont été considérés : 95% et 90% de façon à regarder comment évolue l'erreur de notre modèle si le rendement se dégrade. Nous pouvons constater que les trois phases sont toujours présentes mais que le rendement impacte les valeurs et taux de transition entre phase. Tant que le stockage est inférieur au seuil de transition de la phase 1 à la phase 2, il y a suffisamment de marge pour que le rendement n'affecte pas $P'_{\max}$. L'équation (II-26) est respectée. En revanche l'équation (II-31) est modifiée car l'énergie perdue, $E_{pertes}(ch, déch)$, due au fait que le rendement est différent de 100% vient s'ajouter comme le montre les équations (II-49) à (II-52).

$$\int_0^{8760} P_{poste AS}(t) dt = \int_0^{8760} P_{poste SS}(t) dt + E_{pertes}(ch, déch) \quad (II-49)$$

$$H'_{\max} = \frac{1}{1-\beta} \times (H_{\max} + E_{pertes}(ch, déch)) \quad (II-50)$$

En utilisant les équations (II-9) et (II-14), on a :

$$E_{pertes}(ch, déch) = \sum_{t=1}^{8760} E^+_{réseau}(t-1 \rightarrow t) - E^-_{réseau}(t-1 \rightarrow t) \quad (II-51)$$

$$E_{pertes}(ch, déch) = \frac{E_{bat stockée}}{eff^+} - eff^- \times E_{bat déstockée} \quad (II-52)$$

Comme $E_{pertes}(ch, déch) \geq 0$, H'_{max} est légèrement supérieure à celle obtenue avec un rendement de 100% (cf équation (II-50)). C'est ce que l'on peut constater sur la Figure II-15 et la Figure II-16.

Concernant la phase 2, les équations (II-37) à (II-41) sont modifiées en (II-53) à (II-55) où $E_{pertes}(charge)$ est l'énergie perdue durant la phase de charge uniquement.

$$\sum_{t=1}^{24} P_{poste AS}(t) = \left[\sum_{t=1}^k (P_{poste SS}(t) + \beta \times P_{max}) + E_{pertes}(charge) \right] + (24 - k) \times P'_{max} \quad (II-53)$$

$$\text{Comme } \sum_{t=1}^{24} P_{poste AS}(t) = \sum_{t=1}^{24} P_{poste SS}(t) + E_{pertes}(ch, déch)$$

On a donc :

$$P'_{max} = \frac{\sum_{t=1}^{24} P_{poste SS}(t) + E_{pertes}(ch, déch) - \sum_{t=1}^k (P_{poste SS}(t) + \beta \times P_{max}) - E_{pertes}(charge)}{24 - k} \quad (II-54)$$

$$P'_{max} = \frac{\sum_{t=1}^{k'} P_{poste SS}(t) - k \times \beta \times P_{max} + E_{pertes}(ch, déch) - E_{pertes}(ch)}{24 - k} \quad (II-55)$$

Comme $E_{pertes}(ch, déch) - E_{pertes}(ch) \geq 0$, P'_{max} est supérieure à celle obtenue pour un rendement de 100% comme on peut le constater sur la figure (II-16).

Nous rappelons que $H'_{max} = \frac{H_{max} \times P_{max} + E_{pertes}(ch, déch)}{P'_{max}}$, d'où

$$H'_{max} = \frac{(24 - k) \times (H_{max} \times P_{max} + E_{pertes}(ch, déch))}{\sum_{t=1}^{k'} P_{poste SS}(t) - k \times \beta \times P_{max} + E_{pertes}(ch, déch) - E_{pertes}(ch)} \quad (II-56)$$

De même

$\frac{(24-k) \times E_{pertes}(ch, déch)}{E_{pertes}(ch, déch) - E_{pertes}(ch)} \geq 1$ donc H'_{max} est supérieure à celle obtenue pour un rendement de 100% comme le montre la figure (II-15).

Avec un rendement de 100%, la phase 3 correspond à la situation où la courbe de charge est totalement lissée et est égale à la puissance moyenne journalière. On peut constater sur la figure (II-16) qu'en considérant un rendement inférieur à 100%, cette puissance moyenne n'est jamais atteinte. En effet, si le rendement n'est plus de 100% alors l'énergie consommée par le réseau avant stockage n'est plus égale à l'énergie consommée par le réseau après stockage car il faut prendre en compte les pertes en énergie de la batterie comme expliquée précédemment avec l'équation (II-49)

Si la puissance moyenne est atteinte pendant la phase 3 alors cela signifie que l'équation (II-57) est égale à 0 (tout ce qui est stockée est déstockée). On a donc :

$$\sum_{t=1}^{8760} E_{bat \text{ stockée}}(t-1 \rightarrow t) = eff^+ \times eff^- \sum_{t=1}^{8760} E_{bat \text{ déstockée}}(t-1 \rightarrow t) \quad (\text{II-57})$$

Or $eff^+ \times eff^- \leq 1$, donc

$$\sum_{t=1}^{8760} E_{bat \text{ stockée}}(t-1 \rightarrow t) \leq \sum_{t=1}^{8760} E_{bat \text{ déstockée}}(t-1 \rightarrow t) \quad (\text{II-58})$$

Dans le cas d'un rendement de 100%, $eff^+ \times eff^- = 1$ et donc la puissance moyenne est atteinte dans la phase 3. Cependant pour des rendements inférieurs à 100%, l'énergie stockée ne peut pas être inférieure à l'énergie déstockée. On ne peut donc jamais atteindre la puissance moyenne. Contrairement aux phases précédentes, il est plus difficile dans ce cas de justifier analytiquement l'évolution des courbes. De fait, on constate que l'augmentation de P'_{max} compense la diminution de H'_{max} dans l'évolution de l'énergie $H'_{max}P'_{max}$, ce qui revient à dire que la variation de E_{pertes} influence peu le produit $H_{max} \times P_{max}$ dans ce cas.

Comme dans le cas de la phase 2, P'_{max} étant supérieure à celle avec un rendement de 100%, $H'_{max}P'_{max} = H_{max} \times P_{max} + E_{pertes}(ch, déch)$. Les rendements considérés sont supérieurs à 90% donc $E_{pertes}(ch, déch)$ est petit devant $H_{max} \times P_{max}$. On peut donc supposer que $H'_{max}P'_{max}$ augmente lentement lorsque le rendement diminue. Etant donné que P'_{max} augmente alors H'_{max} diminue.

Comme P'_{max} est aussi influencée par le rendement (plus le rendement est faible, plus P'_{max} est important), donc P'_{max} a plus d'impact sur H'_{max} que $E_{pertes}(ch, déch)$. D'où les valeurs de H'_{max} qui augmentent avec la diminution du rendement (cf Figure II-15).

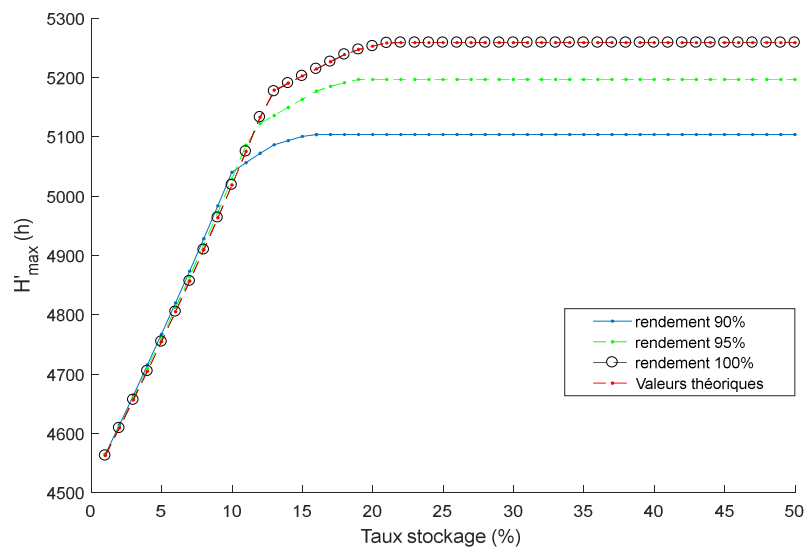


Figure II-15: H'_{max} pour le poste de distribution N°1 pour un rendement de 90%, 95% et 100%.

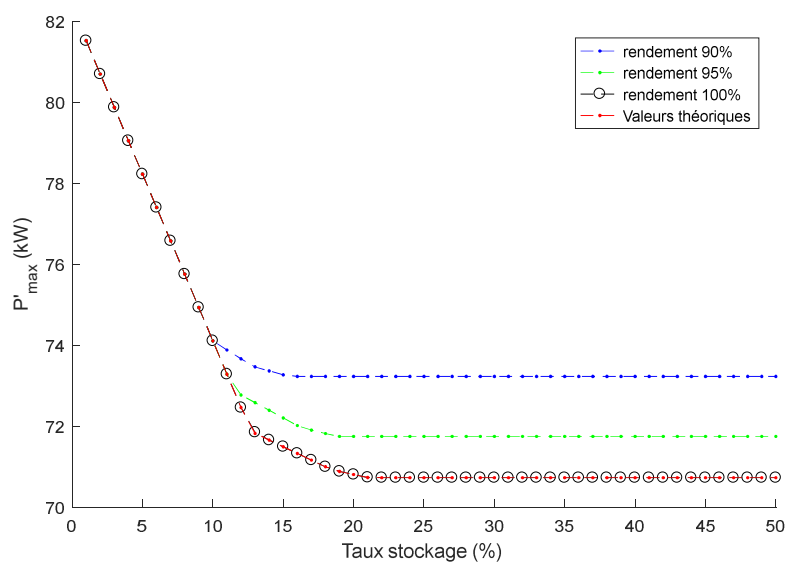


Figure II-16: P'_{max} pour le poste de distribution N°1 pour un rendement de 90%, 95% et 100%.

Le Tableau II.4 illustre sur les 7 postes l'erreur maximale entre les valeurs théoriques obtenues avec le modèle idéalisé développé sous l'hypothèse d'un rendement de 100% et les valeurs recalculées pour des rendements de 90% et 95%.

Tableau II-4: Erreur maximale entre les valeurs calculées pour un rendement de 100% et les valeurs mesurées pour différents rendements

	Rendement (%)	Poste n°1	Poste n°2	Poste n°3	Poste n°4	Poste n°5	Poste n°6	Poste n°7
Erreur sur $H'_{\max}$ (%)	90	3,03	3,77	3,06	3,68	3,82	4	5,33
	95	1,19	1,4	1,28	1,51	1,57	1,63	2,18
Erreur sur $P'_{\max}$ (%)	90	3,42	4,03	3,3	4,15	4,17	4,31	5,95
	95	1,42	1,59	1,44	1,78	1,79	1,85	2,55

L'erreur introduite par un rendement de 95% conduit à une sous-estimation de $P'_{\max}$ et une sur-estimation de $H'_{\max}$ pouvant atteindre 2,5% sur les cas d'études. Nous estimons donc l'impact du rendement négligeable par la suite.

II-E. Application au stockage de type hebdomadaire et saisonnier

Le même algorithme est utilisé mais au lieu de lancer l'optimisation de gestion du stockage 8760 fois sur chaque journée de l'année, celui-ci est exécuté 52 fois sur chaque semaine de l'année (stockage hebdomadaire) puis 4 fois sur chaque saison de l'année. Lors des calculs de la phase 2 et 3, la semaine où l'énergie consommée est maximale est considérée. Les hypothèses restent identiques à savoir :

- L'état de charge initiale de la batterie est égal à l'état de charge finale pour chaque cycle d'optimisation.
- L'ensemble des 52 courbes hebdomadaires (pour le stockage hebdomadaire) et 4 courbes saisonnières (pour le stockage saisonnier) obtenues après optimisation forment la courbe annuelle.

Pour chaque taux de stockage, nous avons calculé les paramètres $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ en utilisant les relations analytiques développées dans la partie précédente et en mesurant directement sur les nouvelles courbes de charge obtenues après utilisation de stockage. Les résultats sont donnés par la *Figure II-17* et *Figure II-18* et concernent le poste de distribution N°1.

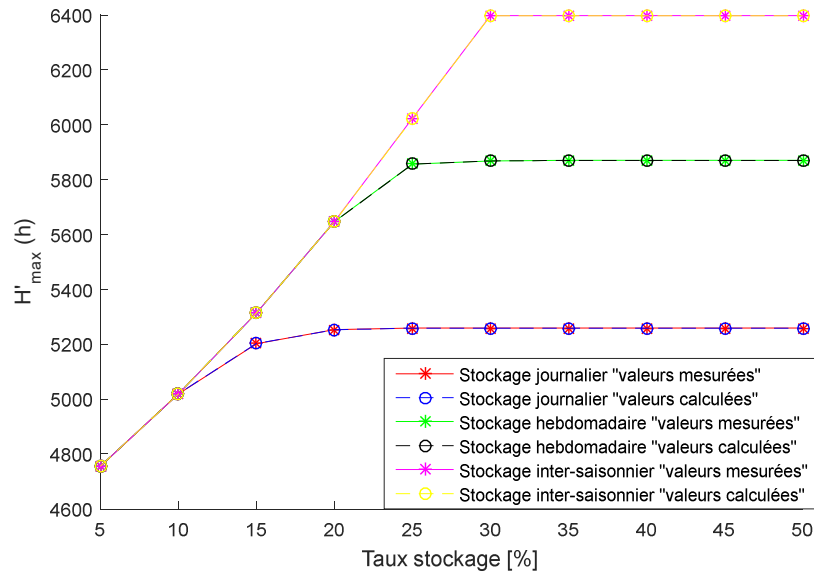


Figure II-17: Evolution de H'_{max} en fonction du type de stockage (journalier, hebdomadaire, saisonnier) pour la courbe de charge N°1

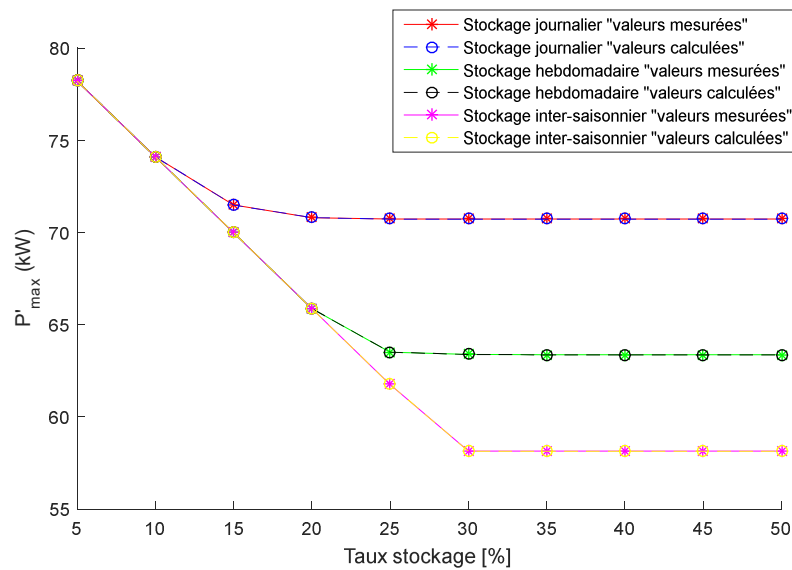


Figure II-18: Evolution de P'_{max} en fonction du type de stockage (journalier, hebdomadaire et saisonnier) pour la courbe de charge N°1.

Dans l'objectif de faciliter la comparaison nous avons représenté les trois types de stockage sur ces deux figures. Nous pouvons constater que l'augmentation de l'échelle de la gestion de stockage permet de réduire davantage la puissance maximale. Cela s'explique par le fait que la puissance moyenne à l'échelle de la semaine sera nécessairement plus petite que le maximum des puissances moyennes sur chaque journée de la semaine (effet illustré sur la figure II.6). Cela se traduit par une augmentation des taux d'insertion de stockage de transition entre les phases 1 et 2 et les phases 2 et 3. Par exemple dans le cas du stockage saisonnier, pour la courbe de charge numéro 1, la puissance maximale en phase 3 pour un stockage saisonnier est inférieure à celle d'un stockage journalier d'environ 14.2%. En revanche les tailles et donc les coûts des

dispositifs de stockage ne sont pas les mêmes. Le taux de transition β_{12} est alors augmenté de 10% et β_{23} de 5%. Nous constatons également que le stockage saisonnier n'a pas de phase 2. En effet, comme expliqué dans la partie II.A.3.b, $P_{\max_JM} - P_{moy_JM} = 17.8 > P_{moy_JM} - P_{\min_JM} = 11.35$ donc il n'y a pas de phase 2.

II-F. Cas de la fonction objectif N°2

On rappelle que la fonction d'optimisation utilisée pour régler une contrainte réseau a les deux caractéristiques suivantes : premièrement la puissance du poste ne doit jamais dépasser la puissance limite admissible (équation (II-25)) et deuxièmement l'utilisation du stockage a uniquement pour objectif de résoudre une contrainte réseau et donc dans ce chapitre de ramener la puissance maximale du poste de distribution à la puissance limite. La *Figure II-19* montre un exemple d'application du stockage sur une journée issue de la courbe de charge du poste HTA/BT N°1 où la puissance limite a été fixée arbitrairement à 77.34 kW. Dans le cas de cette stratégie seulement deux phases apparaissent en fonction du taux de stockage comme le montre la *Figure II-20*. Si le taux de stockage est tel que $\beta P_{\max}$ est inférieure à $P_{\max} - P_{\lim}$ alors la puissance du poste ne peut être réduite que de $\beta P_{\max}$. Lorsque $\beta P_{\max}$ devient supérieur alors la puissance maximale est réduite à $P_{\lim}$. Dans ce cas la contrainte définie par l'équation (II-24) n'est pas respectée et donc le problème d'optimisation ne peut pas être résolu.

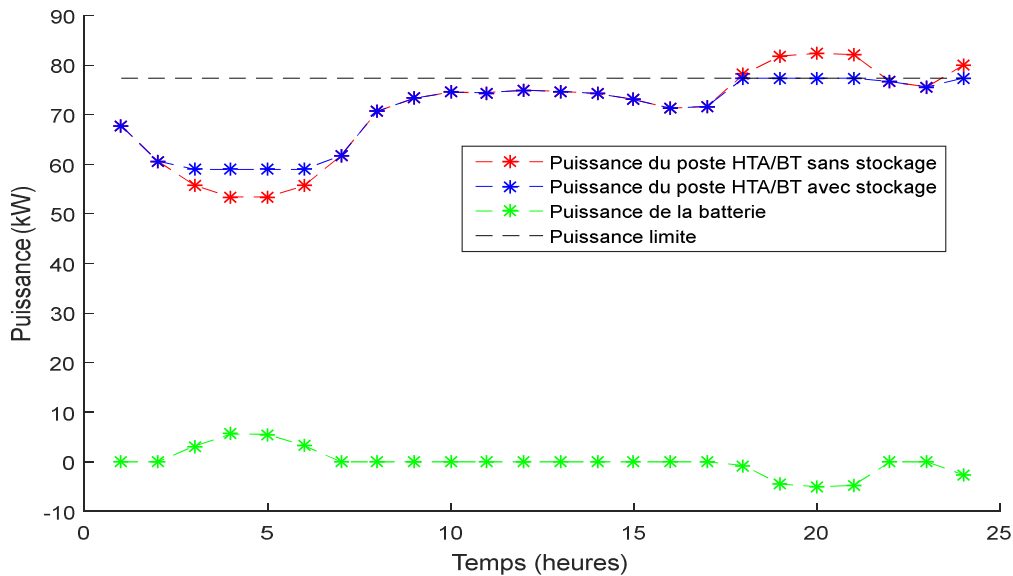


Figure II-19 : Exemple de résultats sur une journée

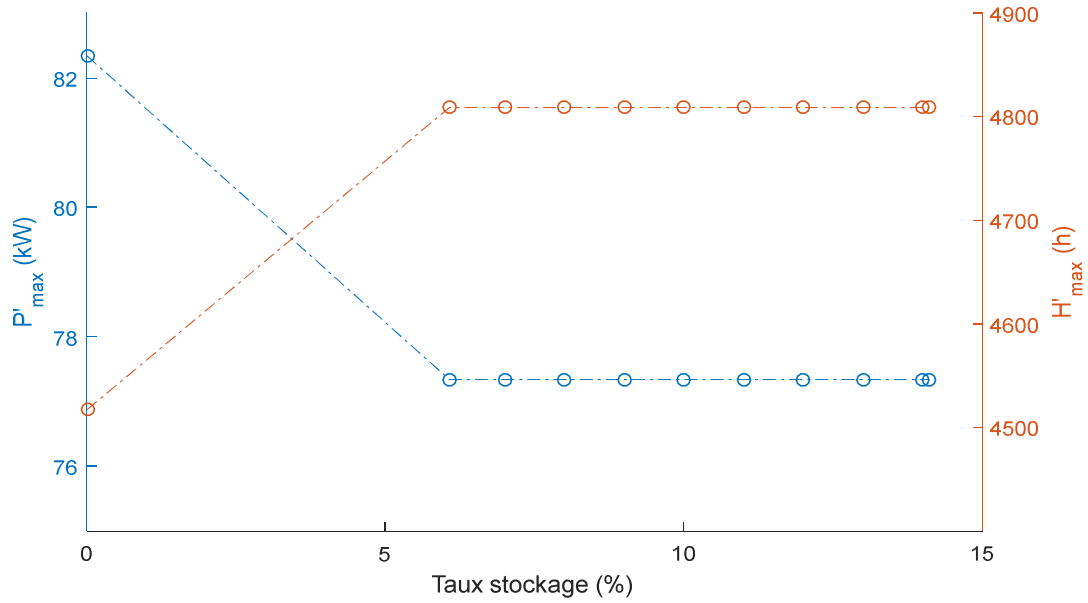


Figure II-20 : Evolution de P'_{max} et H'_{max} en fonction du taux de stockage, cas où $P_{lim} > P_{moyJ}$ ($P_{lim} = 77.34$ kW)

Dans l'exemple de la Figure II-20, P_{lim} a été arbitrairement choisie à 77.34 kW. Ainsi pour un taux de stockage inférieur à $\frac{P_{max}-P_{lim}}{P_{max}} = \frac{82.34-77.34}{82.34} \approx 6\%$, la contrainte de l'équation (II-24) n'est pas respectée et les points ne possèdent pas une signification mathématique. Un effet de saturation peut avoir lieu si la puissance limite est telle que l'énergie à déstocker pour limiter la puissance du poste de distribution à P_{lim} est supérieure à l'énergie qui peut être stockée le reste de la journée. La contrainte de conservation de l'énergie stockée/déstockée à l'échelle de la journée n'étant pas respectée, il ne sera pas possible de limiter la puissance du poste à P_{lim} . Cette puissance limite correspond à la puissance moyenne de la journée notée P_{moyJ} . De la même façon, on peut observer deux phases sur la Figure II-21 dont la frontière a lieu lorsque βP_{max} vaut $P_{max} - P_{moyJ}$.

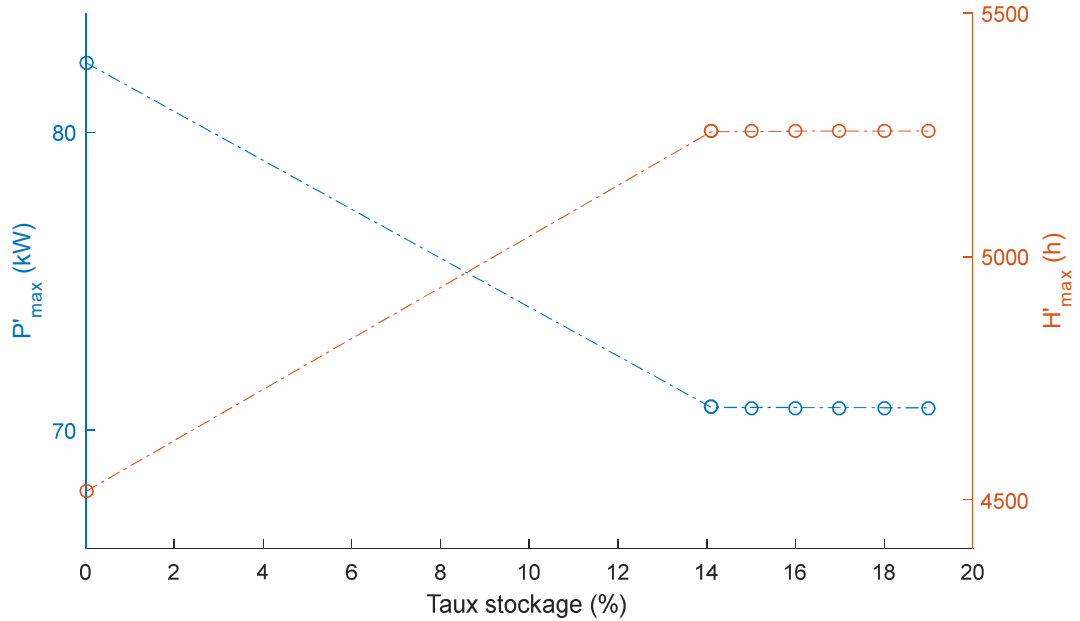


Figure II-21 : Evolution de $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ en fonction du taux de stockage, ($P_{\lim}=P_{\text{jmoy}}=70.72\text{kW}$).

Afin de valider ce modèle, des simulations ont été réalisées sur les 7 courbes de charge où les valeurs de $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ mesurées sont comparées aux valeurs calculées avec le modèle ci-dessus. La Figure II-22 illustre le cas de la courbe de charge du poste N°1 qui confirme bien la pertinence du modèle proposé. Les autres résultats sont donnés en Annexe 3.

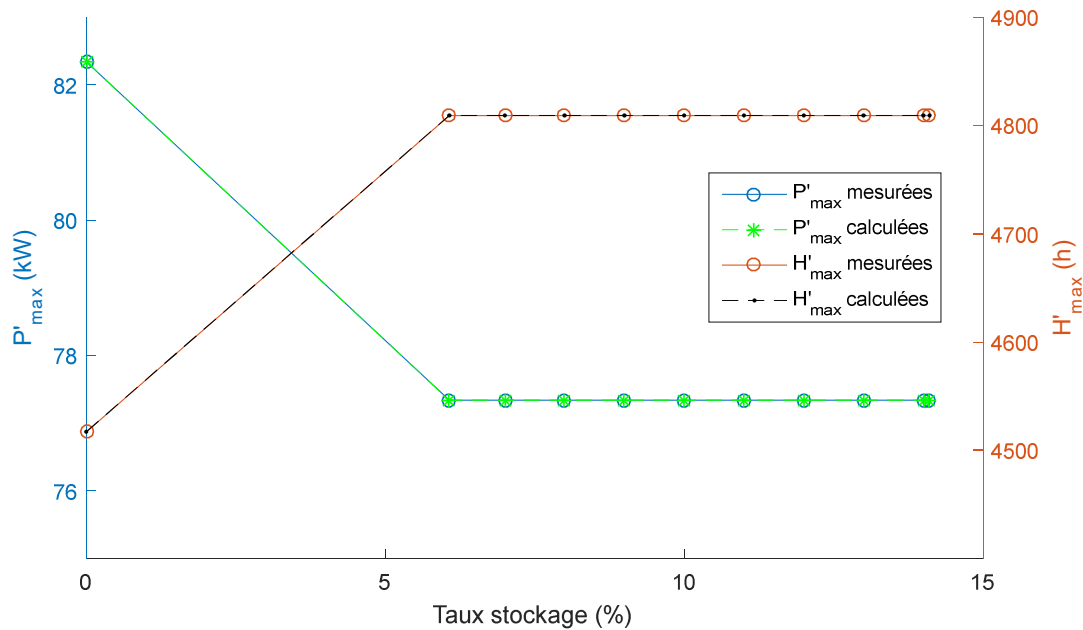


Figure II-22 : Comparaison des valeurs de $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ (calcul versus mesure)

Le modèle mathématique d'estimation de $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ en présence de stockage dans le cas de la fonction objectif N°2 est résumé ci-dessous.

➤ Cas N°1 : $P_{lim} \geq P_{moyJ}$ ○ <i>Phase 1 :</i> ▪ $P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{max}$ ▪ $H'_{max} = \frac{1}{1-\beta} \times H_{max}$ ▪ $\beta < \beta_{12}$ ▪ $\beta_{12} = \frac{P_{max}-P_{lim}}{P_{max}}$ ○ <i>Phase 2 :</i> ▪ $P'_{max} = P_{lim}$ ▪ $H'_{max} = \frac{H_{max} \times P_{max}}{P_{lim}}$ ▪ $\beta > \beta_{12}$ ➤ Cas N°2 : $P_{lim} < P_{moyJ}$ alors il y a deux phases ○ <i>Phase 1 :</i> ▪ $P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{max}$ ▪ $H'_{max} = \frac{1}{1-\beta} \times H_{max}$ ▪ $\beta < \beta_{12}$ ▪ $\beta_{12} = \frac{P_{max}-P_{moyJ}}{P_{max}}$ ○ <i>Phase 2 :</i> ▪ $P'_{max} = P_{moyJ}$ ▪ $H'_{max} = \frac{H_{max} \times P_{max}}{P_{moyJ}}$ ▪ $\beta > \beta_{12}$

II-G. Conclusion

Dans cette partie, nous avons montré que le stockage impacte les grandeurs H_{max} et P_{max} utilisées dans les études de planification. Nous avons proposé des formules mathématiques permettant de quantifier l'impact du taux de stockage sur ces deux paramètres. Cette méthodologie a été proposée sous des hypothèses simplificatrices (pertes du réseau de distribution négligées, gestion du stockage pour aider le réseau, rendement dans la batterie de 100%). Nous avons pu identifier trois phases en fonction du taux de stockage. La première phase correspond à une réduction de la pointe correspondant au taux de stockage, la deuxième montre une saturation de la réduction de pointe due à la conservation de l'énergie au niveau de la batterie à l'échelle de la période étudiée et enfin la troisième montre une zone dans laquelle le stockage est surdimensionné par rapport au besoin. Quant à la deuxième stratégie de gestion de stockage, nous avons pu identifier une seule phase où la puissance maximale est ramenée à la puissance limite admissible. Cette étude permet donc d'intégrer le stockage aux études de planification afin de permettre au DSO d'opter pour des choix d'investissements différents comme cela sera illustré par la suite. Dans la partie suivante, nous allons faire la même étude en considérant la présence de PV sans service de type effacement et sans stockage qui sera intégrée dans la troisième partie.

III. Cas de la production photovoltaïque seule

La production décentralisée injecte de l'électricité dans le réseau de distribution et modifie ainsi la courbe de puissance vue du poste de distribution. Des scénarios extrêmes peuvent alors être observés : la puissance vue du poste de distribution peut être réduite voire annulée par moment (autoconsommation) jusqu'au sens des flux qui peut s'inverser et créer des situations d'export de puissance vers le réseau HTA. La courbe de charge vue du poste HTA/BT est ainsi modifiée par la présence de production et par conséquent les paramètres $H_{\max}$ et $P_{\max}$ également. Dans cette partie, la production choisie est de type photovoltaïque car elle représente 95.18% de la production présente dans les réseaux de distribution basse tension. En effet sur le réseau de distribution basse tension français et au 30/06/2017, on compte 3243 MW de puissance photovoltaïque contre 3.2 MW d'éolien, la puissance installée des centrales hydrauliques est de 109 MW, bio énergie 45.27 MW, cogénération 2.22 MW [Ened17b].

III-A. Courbe PV utilisée

La courbe de production PV utilisée dans ce chapitre est une courbe de profilage prise sur le site internet d'ENEDIS⁶ au pas de temps 30mn. Il s'agit donc d'un modèle du comportement moyen d'un groupe de producteurs. Celui-ci prend en compte les variations basées sur le temps de la journée, les jours de la semaine, les semaines de l'année, ainsi que les variations météorologiques. Aussi ce profil est considéré parfait c'est-à-dire il ne prend pas en compte l'ombrage, le détail de la météo (nuageux ou claire) entre autres. Dans le but de réduire les temps de calcul, le pas de temps de 30mn est augmenté à 1h en moyennant chaque valeur deux à deux. Cette simplification est justifiée par le fait que le sujet traite la planification long-terme des réseaux électriques BT et les études sont faites sur une durée de 30 ans dotés d'incertitudes fortes et donc ne nécessitant pas une modélisation fine, de plus le modèle de stockage considéré est compatible avec ce pas de temps (1h). La

Figure II-23 montre la courbe de PV annuelle utilisée normalisée et la *Figure II-24* montre un zoom sur une journée d'été.

⁶ <http://www.enedis.fr/responsable-dequilibre#onglet-profilage-et-profils>

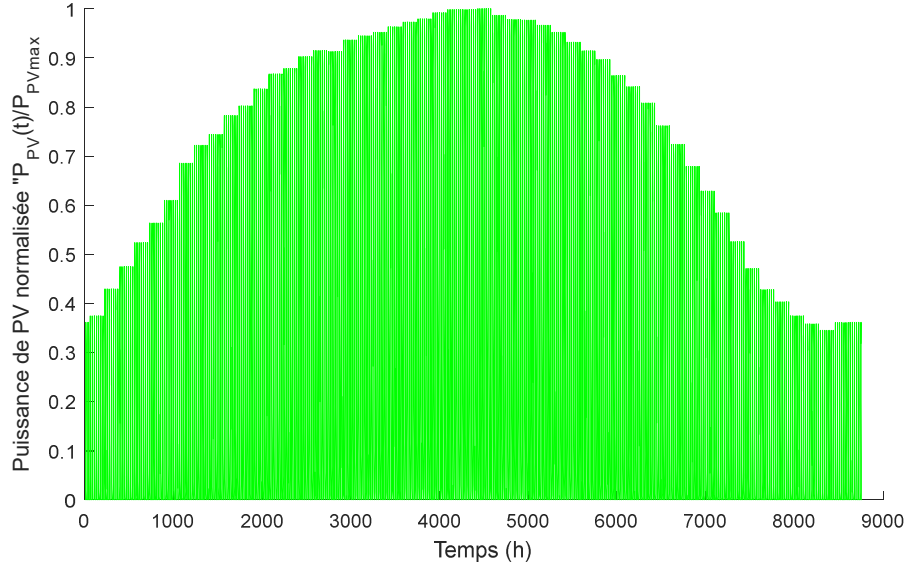


Figure II-23: Courbe annuelle de la production PV

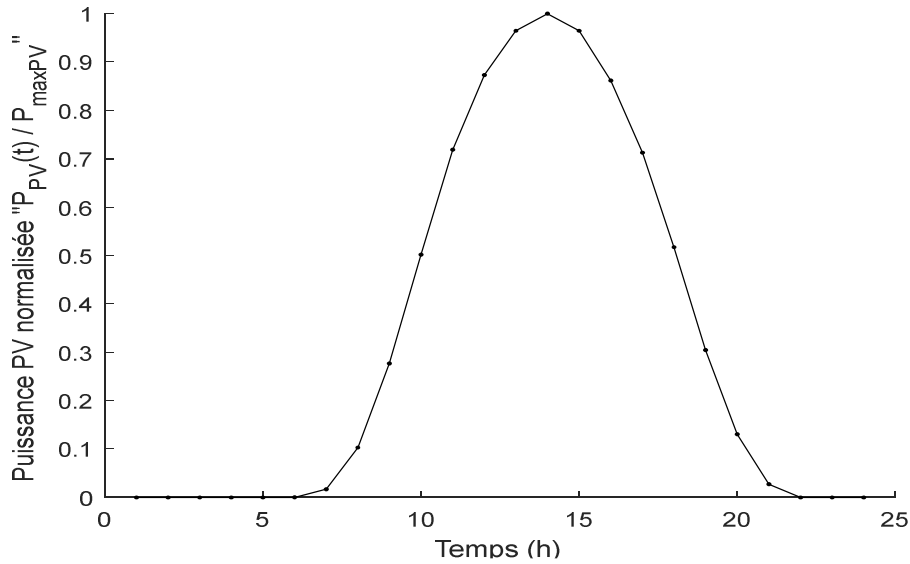


Figure II-24: Courbe normalisée de production PV sur une journée d'été

Comme pour le stockage, on définit le taux d'insertion du PV noté τ grâce à l'équation (II-59). Ainsi la puissance produite raccordée au poste de distribution HTA/BT est donnée par la formule (II-60).

$$\tau = \frac{P_{\max_PV}}{P_{\max}} \quad (\text{II-59})$$

$$P_{PV}(t) = P_{pv_{norm}}(t) \times \tau \times P_{\max} \quad (\text{II-60})$$

Avec :

- τ : taux d'intégration du PV dans le réseau.
- P_{max} : puissance maximale du poste de distribution sans PV.
- $P_{PV}(t)$: puissance temporelle de production PV en fonction du taux d'insertion de PV.
- $P_{pvnorm}(t)$: puissance normalisée de la production PV au pas de temps t .
- P_{max_PV} : puissance maximale de la production PV.

III-B. Impact sur P'_{max}

En fonction du type de courbe de charge et de la pénétration de PV, la production peut influencer la valeur de P_{max} . Ainsi l'équation (II-61) définit la valeur de P'_{max} .

$$P'_{max} = \max_t |P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t)| \quad (II-61)$$

Avec :

- P'_{max} : puissance du poste de distribution en présence de PV.
- $P_{poste\ SP}(t)$ = Puissance vue au niveau du poste de distribution sans production PV à l'instant t .
- $P_{PV}(t)$: Puissance globale produite par le PV installée en BT à l'instant t .

Pour un faible taux d'insertion de PV, P'_{max} est définie par la consommation c'est-à-dire que la différence entre la puissance maximale consommée annuelle et la puissance produite à ce moment-là est supérieure à la puissance maximale d'export. P'_{max} est alors constante si à ce moment-là la production PV est nulle ou diminue légèrement dans le cas contraire. A partir d'un certain taux d'insertion de PV, la situation s'inverse et P'_{max} est définie par la production. Deux phases sont donc attendues sur l'évolution de P_{max} en fonction du taux d'insertion de PV.

D'autre part, en pratique, $P_{PV}(t)$ n'est pas connu pour l'instant. Nous pouvons par contre tout à fait imaginer pouvoir avoir accès à cette donnée avec la généralisation des comptages communicants

III-C. Impact sur H'_{max}

Contrairement à la gestion du stockage choisie dans la partie précédente, l'énergie fournie par le poste de distribution ne sera plus constante avec l'introduction de la production PV ainsi que les flux d'énergie pour lesquels un changement de direction pourrait avoir lieu à certain moment. L'énergie peut être exportée du réseau de distribution BT vers le réseau HTA ce qui se traduit par des valeurs négatives dans les courbes mesurées au niveau du poste HTA/BT. La valeur H'_{max} sera donc différente s'il y a de l'export de puissance ou non au niveau du poste de distribution. Il ne faut donc pas raisonner en termes d'énergie consommée mais d'énergie transitée car qu'elle soit consommée ou produite, c'est le fait de faire transiter de l'électricité qui génère des pertes. La formule usuelle liant H_{max} et P_{max} doit donc être adaptée en présence de production donnant la relation (II-62) :

$$H'_{\max} \times P'_{\max} = \int_0^{8760} |P_{\text{poste AP}}(t)| dt \quad (\text{II-62})$$

Avec :

- $P_{\text{poste AP}}$ = Puissance vue au niveau du poste de distribution avec production PV.

La Figure II-25 illustre un exemple de courbe de charge vue au niveau du poste de distribution HTA/BT sans PV et avec PV. Elle illustre la présence de la valeur absolue afin de calculer l'énergie annuelle consommée.

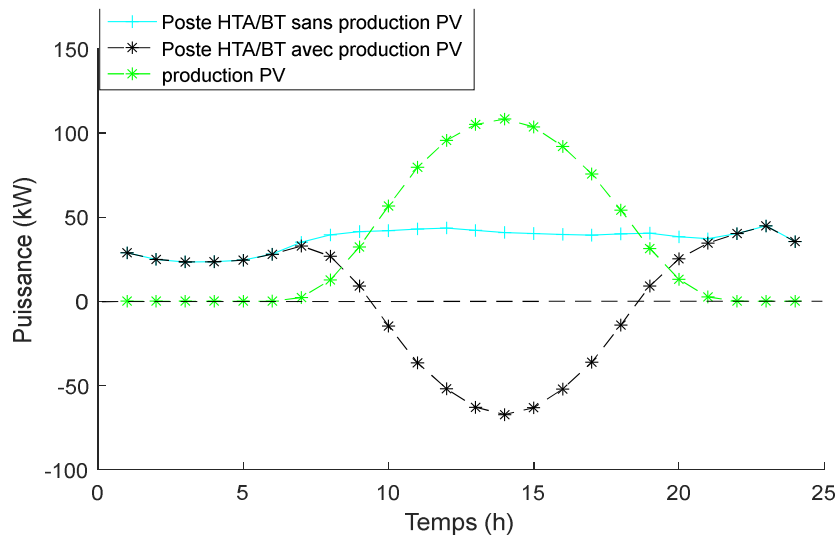


Figure II-25: Courbe de puissance vue du poste HTA/BT sans et avec production PV.

III-C-1. Aucune exportation de puissance au niveau du poste de distribution

Dans ce cas nous avons la relation (II-63):

$$H'_{\max} \times P'_{\max} = \int_0^{8760} |P_{\text{poste AP}}(t)| dt = \int_0^{8760} P_{\text{poste AP}}(t) dt \quad (\text{II-63})$$

$$H'_{\max} \times P'_{\max} = \int_0^{8760} (P_{\text{poste SP}}(t) - P_{PV}(t)) dt \quad (\text{II-64})$$

Ainsi on a :

$$H'_{\max} \times P'_{\max} = H_{\max} \times P_{\max} - \int_0^{8760} P_{PV}(t) dt \quad (\text{II-65})$$

$$\text{On note } \int_0^{8760} P_{PV}(t) dt = H_{PV} \times P_{\max_PV} \quad (\text{II-66})$$

$$H'_{\max} = H_{\max} - \frac{H_{PV} \times P_{\max_PV}}{P'_{\max}} \quad (\text{II-67})$$

$$H'_{\max} = H_{\max} - \frac{H_{PV} \times \tau \times P_{\max}}{P'_{\max}} \quad (\text{II-68})$$

III-C-2. Exportation de puissance au niveau du poste de distribution

Ainsi nous avons :

$$H'_{\max} \times P'_{\max} = \int_0^{8760} |P_{\text{poste } AP}(t)| dt \quad (\text{II-69})$$

$$H'_{\max} \times P'_{\max} = \int_0^{8760} |P_{\text{poste } SP}(t) - P_{PV}(t)| dt \quad (\text{II-70})$$

$$H'_{\max} = \frac{\int_0^{8760} |P_{\text{poste } SP}(t) - P_{PV}(t)| dt}{P'_{\max}} \quad (\text{II-71})$$

III-D. Synthèse du modèle proposé pour calculer $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$

Pour une courbe de charge et de production d'un poste de distribution HTA/BT, il y a 3 phases en fonction du taux d'insertion de PV. On note τ_{12} et τ_{23} les taux d'insertion de PV permettant de passer de la phase 1 à la phase 2 et de la phase 2 à la phase 3. τ_{12} est tel que les équations (II-69) et (II-72) sont égales ce qui donne :

$$H_{\max} - \frac{H_{PV} \times \tau_{12} \times P_{\max}}{P'_{\max}} = \frac{\int_0^{8760} |P_{\text{poste } SP}(t) - P_{PV}(t)| dt}{P'_{\max}} \quad (\text{II-72})$$

$$\tau_{12} = \frac{H_{\max} P'_{\max} - \int_0^{8760} |P_{\text{poste } SP}(t) - P_{PV}(t)| dt}{H_{PV} \times P_{\max}} \quad (\text{II-73})$$

Pour $\tau = \tau_{23}$, la pointe d'export devient dimensionnante : $\max_t (P_{\text{poste } SP}(t) - P_{PV}(t)) < \max_t (P_{PV}(t) - P_{\text{poste } SP}(t))$

➤ Phase 1 : la pointe de consommation est dimensionnante, pas d'export de puissance ○ $\tau \leq \tau_{12}$ ○ $P'_{max} = \begin{cases} P_{max} \\ \max_t (P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t)) \end{cases}$ ○ Pas d'export de puissance $\rightarrow H'_{max} = H_{max} - H_{PV} \times \tau \times \frac{P_{max}}{P'_{max}}$ ➤ Phase 2 : la pointe de consommation est dimensionnante, export de puissance ○ $\tau_{12} \leq \tau \leq \tau_{23}$ ○ $P'_{max} = \begin{cases} P_{max} \\ \max_t (P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t)) \end{cases}$ ○ $H'_{max} = \frac{\int_0^{8760} P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t) dt}{P'_{max}}$ ➤ Phase 3 : la pointe de production est dimensionnante, export de puissance ○ $\tau \geq \tau_{23}$ ○ $P'_{max} = \max_t (P_{PV}(t) - P_{poste\ SP}(t))$ ○ $H'_{max} = \frac{\int_0^{8760} P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t) dt}{P'_{max}}$

Les figures *Figure II-26*, *Figure II-27*, *Figure II-28* et *Figure II-29*, illustrent une comparaison entre les H'_{max} et P'_{max} calculées avec les relations développées et celles prises à partir de la courbe de puissance vue au niveau des 7 postes de distribution HTA/BT avec présence de production PV. Les courbes *Figure II-26* et *Figure II-27* correspondent aux cas particulier où la pointe de consommation a lieu en hiver à 19h quand la production PV est nulle (postes de distribution N° : 1, 3, 4, 7.). Les courbes *Figure II-28* et *Figure II-29* correspondent aux cas où la pointe de consommation a lieu entre 10h et 16h, la production PV étant non nulle (postes de distribution N° : 2, 5, 6.). On voit que le modèle proposé est bien adapté à ces 7 cas d'études.

Sur la *Figure II-26* on voit que la puissance maximale P'_{max} vaut P_{max} jusqu'au seuil pour lequel la production devient dimensionnante (dans ce cas la journée dimensionnante est une journée d'hiver). Après ce seuil, P'_{max} augmente proportionnellement à τ (la journée dimensionnante est une journée d'été). La différence entre la figure *Figure II-28* et *Figure II-26* se situe au niveau de la première phase où P'_{max} n'est pas constante mais diminue avec le taux d'insertion de PV car la puissance produite au moment de la pointe de consommation augmente avec le taux d'insertion de PV.

Sur la *Figure II-27* et la *Figure II-29*, on peut retrouver les 3 phases citées précédemment pour H'_{max} . En effet, pour un taux d'insertion faible, la courbe de puissance « consommation moins production » est toujours positive mais avec des valeurs inférieures. La puissance maximale restant la même ou diminuant au dénominateur alors H'_{max} diminue. Lorsque des exports apparaissent, $H'_{max} \times P'_{max}$ augmentent en raison de la valeur absolue intervenant dans le calcul. P'_{max} étant constant ou diminuant au dénominateur alors H'_{max} augmente. Lorsque le

deuxième seuil est atteint c'est-à-dire lorsque le cas dimensionnant est la production alors $H'_{max} \times P'_{max}$ continue d'augmenter et P'_{max} se met à augmenter proportionnellement à τ . En fonction des cas H'_{max} peut augmenter ou diminuer s'il diminue moins vite que P'_{max} augmente.

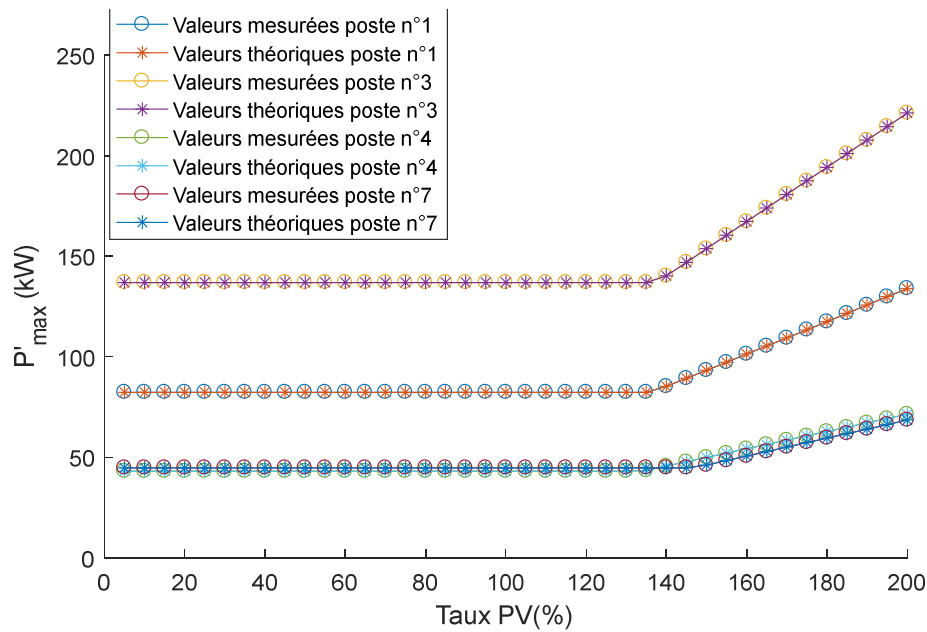


Figure II-26: Evolution de P'_{max} en fonction de la production PV (cas où la production est nulle au moment de la pointe de consommation).

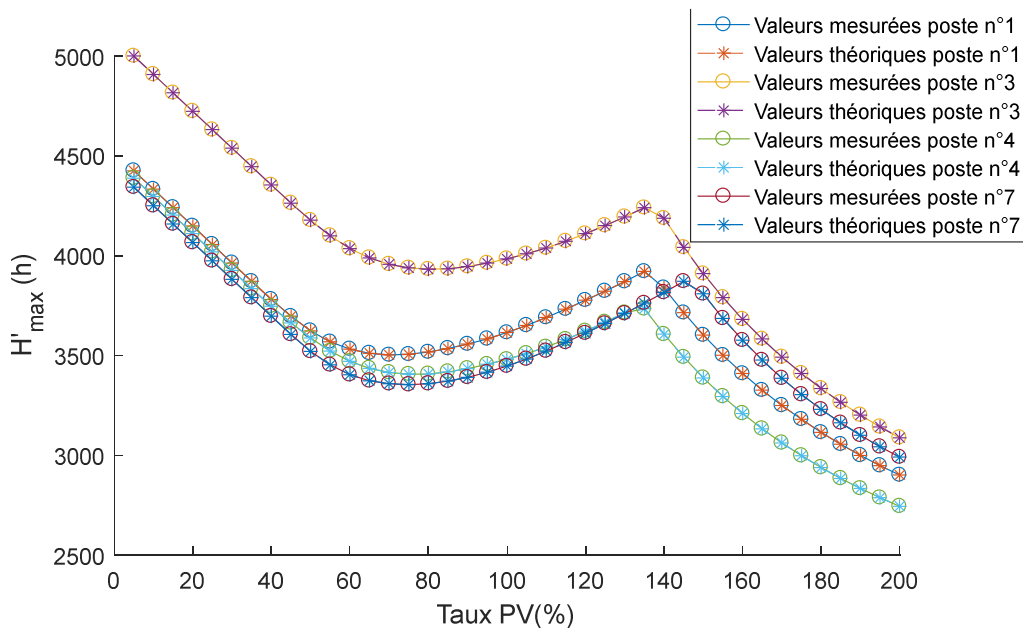


Figure II-27: Evolution de H'_{max} en fonction de la production PV (cas où la production est nulle au moment de la pointe de consommation).

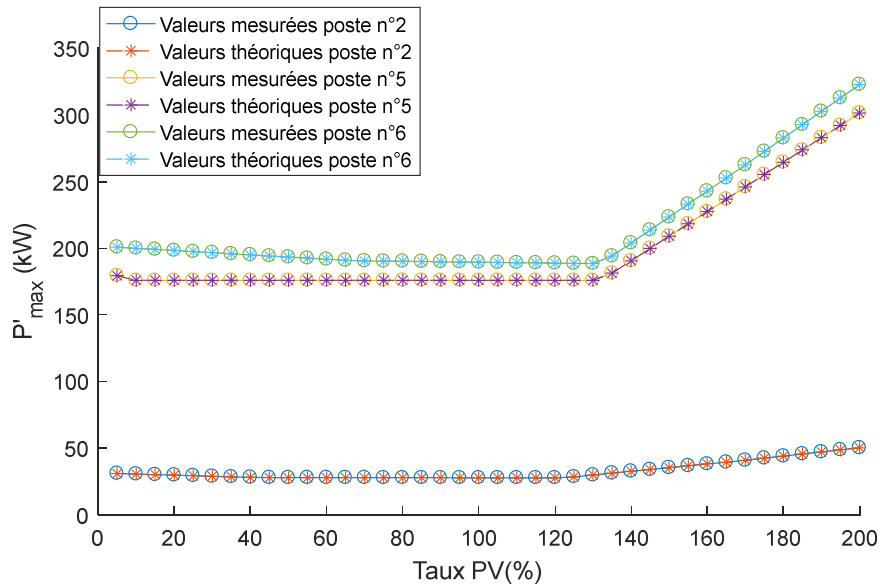


Figure II-28: Evolution de P'_{max} en fonction de la production PV (cas où la production est non nulle au moment de la pointe de consommation).

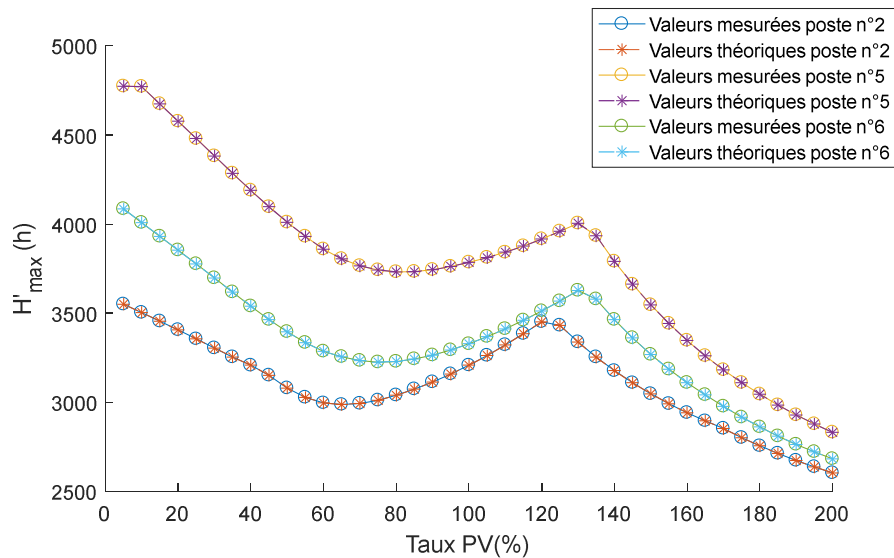


Figure II-29: Evolution de H'_{max} en fonction de la production PV (cas où la production est non nulle au moment de la pointe de consommation).

Par ailleurs, comme nous l'avons déjà mentionné précédemment sur la Figure II-27 et la Figure II-29, trois phases apparaissent conduisant à l'apparition de deux minimums : le 1^{er} se situe à un taux de PV qui varie entre 60% et 80% et le 2^{ème} qui se situe à un taux de PV avoisinant les 200%. Néanmoins sur la Figure II-26, et la Figure II-28 on voit que P'_{max} augmente à partir des taux de PV qui avoisinent 130% à 150%. Ainsi, à partir de ces taux, la diminution de H'_{max} est compensée par l'augmentation de P'_{max} .

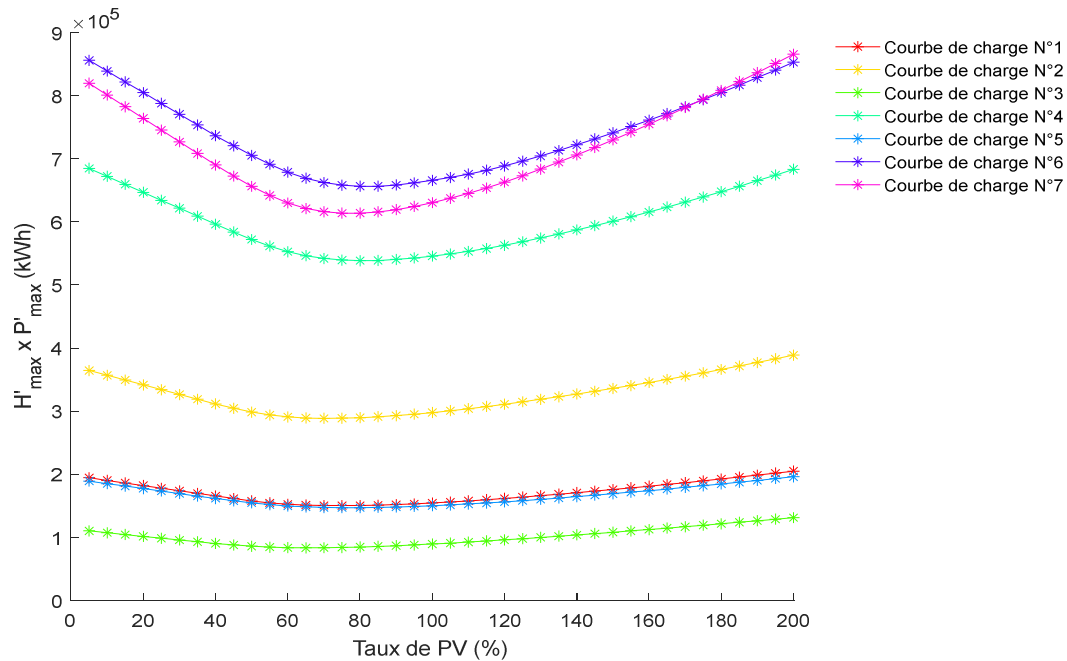


Figure II-30: Evolution de $P'_{\max} \times H'_{\max}$ en fonction de la production PV

Sur la Figure II-30 illustrant le produit ($P'_{\max} \times H'_{\max}$) en fonction du taux de PV, nous constatons que le minimum apparaît bien à des taux de PV qui varient entre 60% et 80%. Cette information pourrait être utile pour le DSO, car elle lie le minimum de pertes avec le taux de pénétration de PV.

III-E. Conclusion

Dans cette partie nous avons pu constater l'influence de la production PV sur les grandeurs $P_{\max}$ et $H_{\max}$. Nous avons également proposé des relations mathématiques qui permettent de calculer les nouvelles grandeurs $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$. Le taux de production PV (export de l'énergie vers le réseau HTA ou non) est un facteur déterminant pour l'impact de la production PV sur $P_{\max}$. Contrairement au cas « stockage seul », l'énergie qui transite au niveau du poste HTA/BT n'est pas constante, ce qui impact fortement $H_{\max}$ y compris dans le cas où $P_{\max}$ reste constant. Ainsi, nous avons pu identifier trois phases :

- 1) la pointe de consommation est dimensionnante, pas d'export de puissance vers le réseau HTA.
- 2) la pointe de consommation est dimensionnante, avec export de puissance vers le réseau HTA.
- 3) la pointe de production est dimensionnante, avec export de puissance vers le réseau HTA.

Après avoir étudié le stockage seul, et la production PV seule, la section suivante aura comme objectif d'étudier l'impact du stockage et de la production PV simultanés sur les grandeurs $P_{\max}$ et $H_{\max}$.

IV. Cas du stockage et de la production photovoltaïque

Dans les plans de développement futurs des réseaux électriques, le stockage est souvent associé à de la production afin de régler des contraintes techniques sur le réseau. Les pointes de production provoquant des contraintes sur le réseau sont alors diminuées grâce au stockage. Ainsi dans cette partie, nous allons calculer l'impact du stockage et de la production sur les grandeurs $P_{\max}$ et $H_{\max}$ de la courbe de charge vue du poste de distribution. Les hypothèses prises dans cette partie sont les mêmes que celles prises dans le cas du stockage et de la production seule : le stockage est représenté par une batterie lithium-ion avec un rendement de 100% et il est géré pour le DSO dans le but de lisser la courbe de puissance. Nous utilisons donc la fonction de gestion intelligente présentée dans la partie II-A-1. Les simulations sont effectuées pour un taux d'insertion de PV variant de 5% à 200% par pas de 5%. Pour chaque taux de PV inséré une nouvelle courbe est obtenue, ainsi pour cette nouvelle courbe un taux d'insertion de stockage variant de 5% à 70% par pas de 5% est appliqué. Ces plages de variation choisies pour le stockage et le PV sont suffisantes pour balayer toutes les phases que nous avons citées. Nous utilisons la courbe de production définie dans la partie précédente.

IV-A. Démarche générale

Pour un taux d'insertion donné, il s'agit d'appliquer la méthode présentée pour le stockage seule à la courbe résultante $P_{2\text{res}}$ définit par (II-74) :

$$P_{2\text{res}}(t) = P_{\text{poste SSP}}(t) - P_{\text{PV}}(t) \quad (\text{II-74})$$

Avec :

- $P_{2\text{res}}$: différence entre la puissance consommée par le poste de distribution sans stockage et sans production et la puissance produite par la production PV.

- $P_{\text{poste SSP}}$: puissance vue du poste de distribution sans stockage et sans production.

Deux cas de figures se présentent :

Cas N°1 : pas de situation d'export de puissance. La puissance vue du poste est toujours positive alors les équations de la partie II.A (stockage seul) sont utilisables directement pour calculer $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$ sur $P_{2\text{res}}$.

Cas N°2 : situation d'export de puissance. La puissance vue du poste est négative pour certains pas de temps. Il y a donc des situations d'export de puissance à certains moments vers le réseau HTA. Dans ce cas, il faut adapter les calculs.

IV-B. Cas d'export de puissance sur le réseau HTA

Les équations du stockage seul pour les 3 phases (cas de la fonction d'optimisation N°1) peuvent être utilisées. Cependant au lieu de remplacer $P_{\max}$ par le maximum de la courbe $P_{2\text{res}}$, il faut considérer $P_{2\text{resmax}}$ défini par la formule (II-75).

$$P_{2resmax} = \begin{cases} \max(P_{2res}) & \text{si } \max(P_{2res}) \text{ est défini par la charge} \\ |\min(P_{2res})| & \text{si } \max(P_{2res}) \text{ est défini par la production} \end{cases} \quad (\text{II-75})$$

On notera $H_{2resmax}$ la durée d'utilisation de $P_{2resmax}$.

Les relations (II-76) et (II-77) donnent les expressions de $H'_{max} \times P'_{max}$ et de $H_{2resmax} \times P_{2resmax}$ en fonction des énergies importées et exportées au niveau du poste de distribution avec et sans stockage en présence de production PV.

$$H'_{max} \times P'_{max} = |E_{poste AS}| = |E_{poste AS importée}| + |E_{poste AS exportée}| \quad (\text{II-76})$$

$$\begin{aligned} H_{2resmax} \times P_{2resmax} &= |E_{poste SS}| \\ &= |E_{poste SS importée}| + |E_{poste SS exportée}| \end{aligned} \quad (\text{II-77})$$

L'énergie consommée par le poste de distribution avec et sans stockage en présence de production PV est donnée par les formules (II-78) et (II-79).

$$E_{poste AS} = |E_{poste AS importée}| - |E_{poste AS exportée}| \quad (\text{II-78})$$

$$E_{poste SS} = |E_{poste SS importée}| - |E_{poste SS exportée}| \quad (\text{II-79})$$

La conservation de l'énergie au niveau de la batterie donne $E_{poste AS} = E_{poste SS}$. Ainsi on a l'équation (II-80)

$$\begin{aligned} |E_{poste AS importée}| - |E_{poste AS exportée}| \\ = |E_{poste SS importée}| - |E_{poste SS exportée}| \end{aligned} \quad (\text{II-80})$$

La gestion du stockage choisie vise à lisser la courbe résiduelle du poste de distribution. Ainsi les importations et les exportations sont diminuées. On pose :

ΔE_i : réduction des importations grâce au stockage sur l'année,

ΔE_e : réduction des exportations grâce au stockage sur l'année.

On a alors les relations (II-81) et (II-82)

$$|E_{poste AS importée}| = |E_{poste SS importée}| - \Delta E_i \quad (\text{II-81})$$

$$|E_{poste AS exportée}| = |E_{poste SS exportée}| - \Delta E_e \quad (\text{II-82})$$

En injectant dans (II-80), on a la relation (II-83):

$$\Delta E_i = \Delta E_e \quad (\text{II-83})$$

Ainsi, l'équation (II.63) devient :

$$H'_{max} \times P'_{max} = |E_{poste\ SS\ importée}| - \Delta E_i + |E_{poste\ SS\ exportée}| - \Delta E_i \quad (II-84)$$

$$H'_{max} \times P'_{max} = H_{max} \times P_{2resmax} - 2 \times \Delta E \quad (II-85)$$

Avec

ΔE : réduction d'énergie importée (ou exportée) grâce au stockage

$$H'_{max} = \frac{H_{max} \times P_{2resmax} - 2 \times \Delta E}{P'_{max}} \quad (II-86)$$

IV-B-1. Adaptation des calculs de la phase 1 en cas d'export de puissance

Si on reprend l'équation (II-27) de la phase 1 du stockage sans PV et qu'on remplace P_{max} par $P_{2resmax}$ précédemment défini on obtient :

$$P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{2resmax} \quad (II-87)$$

La formule (II-86) peut être écrite comme étant (II-88):

$$H'_{max} = \frac{H_{max} \times P_{2resmax} - 2 \times \sum_{p=1}^P \Delta E_p}{P'_{max}} \quad (II-88)$$

Avec :

- ΔE_p : réduction d'énergie importée (ou exportée) grâce au stockage pour la période p (par exemple pour le jour N°p si stockage journalier).
- p: nombre de périodes par exemple 365 sur une courbe annuelle s'il s'agit d'un stockage journalier.

Pour calculer les ΔE_p , deux cas de figure se présentent :

- Cas1 : la puissance moyenne journalière est positive. Alors les périodes d'exportations existantes sont réduites. L'importation globale est réduite aussi mais de nouvelles périodes d'importation peuvent apparaître comme le montre la *Figure II-31*. On voit que les exportations ont lieu entre 10h et 18h et que le stockage les diminue créant un nouvel intervalle d'importation. L'énergie globale importée est réduite (elle passe de 423,9 kWh sans stockage à 359,09 kWh avec stockage) mais a lieu sur un intervalle de temps plus important (de 1h à 10h et de 18 à 24h). On raisonne alors sur les exports pour calculer ΔE_p car c'est plus simple à calculer.

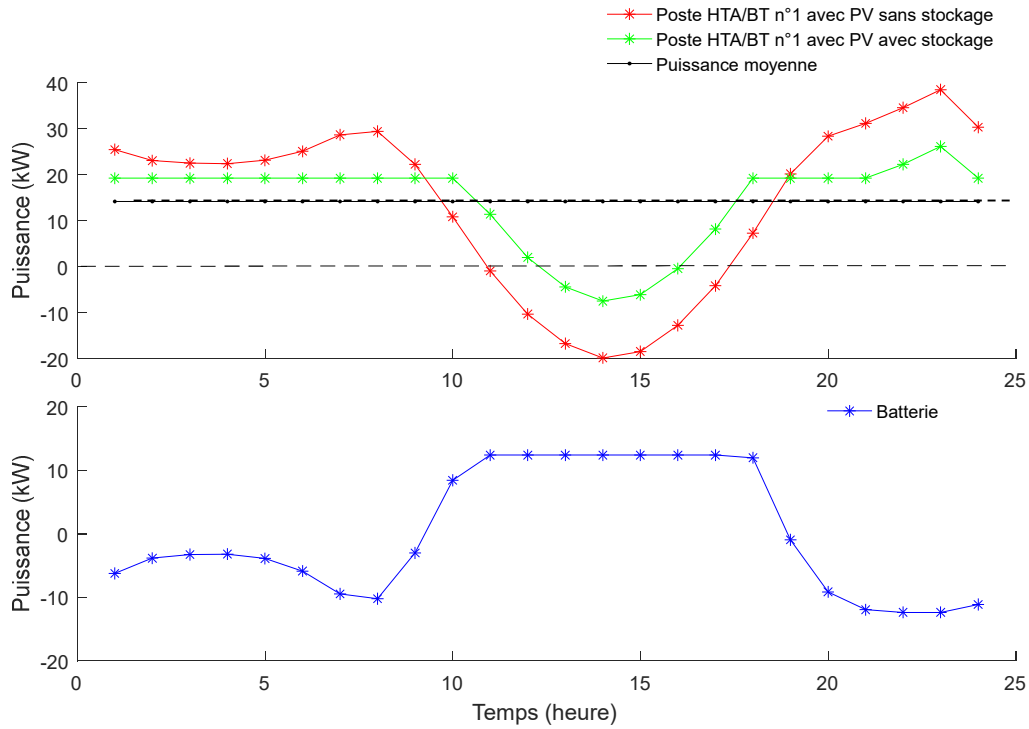


Figure II-31: Exemple d'application sur une journée d'un cas charge +70% de PV + 15% de stockage (moyenne journalière positive)

$$\Delta E_p = \sum_{n=te_1}^{te_p} P_{nega}(n) \text{ avec } P_{nega}(n) = \begin{cases} |P_{2res}(n) + P_{batt_max}| & \text{si } P_{2res}(n) + P_{batt_max} < 0 \\ P_{2res}(n) & \text{si } P_{2res}(n) + P_{batt_max} \geq 0 \end{cases} \quad (\text{II-89})$$

Avec :

- te_1 : premier pas de temps pour lequel $P_{2res}(te_1)$ est négative sur la période P (dans la Figure II-31, $te_1 = 10$ h),

- te_p : dernier pas de temps pour lequel $P_{2res}(te_p)$ est négative sur la période P (dans la figure Figure II-31, $te_p = 18$ h),

P_{batt_max} : la puissance maximale charge/décharge de la batterie.

- Cas2 : la puissance moyenne journalière est négative. Alors les périodes d'importations existantes sont réduites. L'exportation globale est réduite aussi mais de nouvelles périodes d'exportation peuvent apparaître comme le montre la Figure II-32. On voit que les importations sont entre 1h et 8h et par la suite entre 20h et 00h. On raisonne alors sur les imports pour calculer ΔE_p .

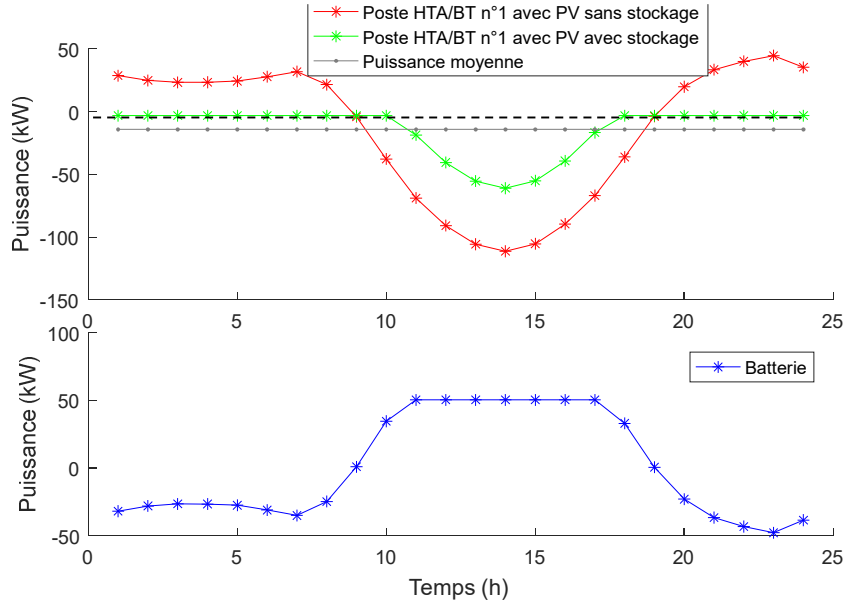


Figure II-32: Exemple d'application sur une journée d'un cas charge +PV + stockage (moyenne journalière négative)

$$\Delta E_p = \sum_{n=t_{i1}}^{t_{iP}} P_{posi}(n) + \sum_{n=t_{im}}^{t_{iPs}} P_{posi}(n) \text{ avec } P_{posi}(n) = \begin{cases} |P_{2res}(n) - P_{batt_max}| & \text{si } P_{2res}(n) - P_{batt_max} > 0 \\ P_{2res}(n) & \text{si } P_{2res}(n) - P_{batt_max} \leq 0 \end{cases} \quad (\text{II-90})$$

Avec :

- t_{i1} : premier pas de temps pour lequel $P_{2res}(t_{i1})$ est positive sur la période P (dans la Figure II-32, $t_1 = 1$ h),
- t_{iP} : dernier pas de temps pour lequel $P_{2res}(t_{iP})$ est positive sur la série 1 de la période P (dans la Figure II-32, $t_1 = 9$ h),
- t_{im} : premier pas de temps pour lequel $P_{2res}(t_{im})$ est positive sur la série 2 de la période P (dans la Figure II-32, $t_1 = 20$ h),
- t_{iPs} : dernier pas de temps pour lequel $P_{2res}(t_{iPs})$ est positive sur la série 1 de la période P (dans la Figure II-32, $t_1 = 00$ h).

IV-B-2. Adaptation des calculs de la phase 2 en cas d'export de puissance

Comme dans la section II (impact stockage seul) lors de cette phase la puissance maximale de stockage installée n'est pas totalement utilisée car limitée par l'effet de conservation de l'énergie de la batterie à l'échelle de la période étudiée. Le calcul de P'_{max} est fait sur la journée qui possède la puissance moyenne la plus importante en valeur absolue. L'équation (II-39) devient donc :

$$P'_{max} = \frac{\sum_{t=1}^{k'} P_{2res}(t) - k \times \beta \times P_{max}}{24 - k} \quad (II-91)$$

En injectant (II.78) dans (II.73), on a :

$$H'_{max} = \frac{(H_{max} \times P_{2resmax} - 2 \times \Delta E) \times (24 - k)}{\sum_{t=1}^{k'} P_{2res}(t) - k \times \beta \times P_{max}} \quad (II-92)$$

IV-B-3. Adaptation des calculs de la phase 3 en cas d'export de puissance

Comme dans la section II (impact stockage seul) lors de cette phase la puissance maximale de stockage est plus importante que nécessaire et n'a donc plus d'impact sur H'_{max} et P'_{max} . Le calcul de P'_{max} est fait sur la journée qui possède la puissance moyenne la plus importante en valeur absolue. L'équation (II-33) devient donc :

$$P'_{max} = P_{2res_moy_JM} \quad (II-93)$$

Avec

- $P_{2res_moy_JM}$: la puissance moyenne de la journée où la puissance moyenne de P_{2res} est maximale.

$$H'_{max} = 24 \times \sum_{p=1}^P |P_{2res_moy}(p)| \quad (II-94)$$

Avec :

- $P_{2res_moy}(p)$: Puissance moyenne sur la période t de la courbe P_{2res} ,
- p = période.

IV-C. Synthèse du modèle proposé pour calculer P'_{max} et H'_{max}

Pour une courbe de charge donnée et un taux d'insertion de PV donnée, on raisonne sur la courbe résiduelle consommation moins production notée P_{2res} . On retrouve alors les 3 phases dépendant du taux de stockage vues dans la partie II. Les calculs dépendent cependant de la présence de situations d'export ou non.

- La pointe de consommation est dimensionnante, pas d'export de puissance $H_{2resmax} = H_{max} - H_{PV} \times \tau \times \frac{P_{max}}{P_{2resmax}}$ et

$$P_{2resmax} = \max_t |P_{poste SSP}(t) - P_{PV}(t)|,$$

$$\tau < \tau_{12} = \frac{H_{max} P_{2resmax} - \int_0^{8760} |P_{poste SP}(t) - P_{PV}(t)| dt}{H_{PV} \times P_{max}}$$

- **Cas N°1 :** $P_{2resmax_JM} - P_{2res_moy_JM} < P_{2res_moy_JM} - P_{2resmin_JM}$ alors il y a trois phases.

▪ *Phase 1*

- $P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{2resmax}$
- $H'_{max} = \frac{1}{1-\beta} \times H_{2resmax}$
- $\beta < \beta_{12}$
- $\beta_{12} = \frac{(24-k) \times P_{2resmax} - \sum_{t=1}^{24} P_{2res}(t)}{(24-2 \times k) \times P_{2resmax}}$

▪ *Phase 2*

- $P'_{max} = \frac{\sum_{t=1}^{k'} P_{2res}(t) - k \times \beta \times P_{2resmax}}{24-k}$
- $H'_{max} = \frac{(24-k) \times (H_{2resmax} \times P_{2resmax})}{\sum_{t=1}^{k'} P_{2res}(t) - k \times \beta \times P_{2resmax}}$
- $\beta_{12} < \beta < \beta_{23}$
- $\beta_{23} = \frac{(k-24) \times P_{2res_moy_JM} + \sum_{t=1}^{k'} P_{2res}(t)}{k \times P_{2resmax}}$

▪ *Phase 3*

- $P'_{max} = P_{2res_moy_JM}$
- $H'_{max} = \frac{H_{2resmax} \times P_{2resmax}}{P_{2res_moy_JM}}$
- $\beta > \beta_{23}$

- **Cas N°2 :** $P_{2resmax_JM} - P_{2res_moy_JM} > P_{2res_moy_JM} - P_{2resmin_JM}$ alors il y a uniquement les phases 1 et 3.

▪ *Phase 1*

- $\beta < \beta_{13}$

▪ *Phase 3*

- $\beta > \beta_{13}$

- $\tau_{12} < \tau < \tau_{23}$: la pointe de consommation est dimensionnante, export de puissance $H_{2resmax} = \frac{\int_0^{8760} |P_{poste SP}(t) - P_{PV}(t)| dt}{P_{max}}$, $P_{2resmax} = \max_t |P_{poste SSP}(t) - P_{PV}(t)|$ et τ_{23} est tel que : $\max_t (P_{poste SP}(t) - P_{PV}(t)) < \max_t (P_{PV}(t) - P_{poste SP}(t))$.

- **Cas N°1 :** $P_{2resmax_JM} - P_{2res_moy_JM} < P_{2res_moy_JM} - P_{2resmin_JM}$ alors il y a trois phases

▪ *Phase 1*

- $P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{2resmax}$

- $\beta < \beta_{12}$
- *Phase 2*
 - $P'_{max} = \frac{\sum_{t=1}^{k'} P_{2res}(t) - k \times \beta \times P_{2resmax}}{24-k}$
 - $\beta_{12} < \beta < \beta_{23}$
- Pour les phases 1 et 2 :
 - $H'_{max} = \frac{H_{2resmax} \times P_{2resmax} - 2 \times \sum_{p=1}^P \Delta E_p}{P'_{max}}$
 - ❖ Cas1 : la puissance moyenne journalière est positive
 - $\Delta E_p = \sum_{n=te_1}^{tep} P_{nega}(n)$
- $$P_{nega}(n) = \begin{cases} |P_{2res}(n) + P_{batt_max}| & \text{si } P_{2res}(n) + P_{batt_max} < 0 \\ P_{2res}(n) & \text{si } P_{2res}(n) + P_{batt_max} \geq 0 \end{cases}$$
 - ❖ Cas2 : la puissance moyenne journalière est négative
 - $\Delta E_p = \sum_{n=ti_1}^{tip} P_{posi}(n)$
- $$P_{posi}(n) = \begin{cases} |P_{2res}(n) - P_{batt_max}| & \text{si } P_{2res}(n) - P_{batt_max} > 0 \\ P_{2res}(n) & \text{si } P_{2res}(n) - P_{batt_max} \leq 0 \end{cases}$$
- *Phase 3*
 - $P'_{max} = P_{2res_moy_JM}$
 - $H'_{max} = 24 \times \sum_{p=1}^P |P_{2res_moy}(p)|$
 - $\beta > \beta_{23}$
- **Cas N°2 : $P_{2resmax_JM} - P_{2res_moy_JM} > P_{2res_moy_JM} - P_{2resmin_JM}$**
alors il y a deux phases
 - *Phase 1*
 - $\beta < \beta_{13}$
 - *Phase 3*
 - $\beta > \beta_{13}$
- $\tau > \tau_{23}$ la pointe de production est dimensionnante, export de puissance

$$H_{2resmax} = \frac{\int_0^{8760} |P_{poste\ SSP}(t) - P_{PV}(t)| dt}{P_{2resmax}} \quad \text{et} \quad P_{2resmax} = \max_t |P_{poste\ SSP}(t) - P_{PV}(t)|$$
 - **Cas N°1 : $P_{2resmax_JM} - P_{2res_moy_JM} < P_{2res_moy_JM} - P_{2resmin_JM}$**
alors il y a trois phases
 - *Phase 1*
 - $P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{2resmax}$
 - $\beta < \beta_{12}$
 - *Phase 2*
 - $P'_{max} = \frac{\sum_{t=1}^{k'} P_{2res}(t) + k \times \beta \times P_{2resmax}}{24-k}$
 - $\beta_{12} < \beta < \beta_{23}$
 - Pour les phases 1 et 2 :

$$\begin{aligned}
 & \bullet H'_{max} = \frac{H_{2resmax} \times P_{2resmax} - 2 \times \sum_{p=1}^P \Delta E_p}{P'_{max}} \\
 & \quad \diamond \text{ Cas1 : la puissance moyenne journalière est positive} \\
 & \quad \quad - \Delta E_p = \sum_{n=te_1}^{tep} P_{nega}(n) \\
 & \quad P_{nega}(n) = \begin{cases} |P_{2res}(n) + P_{batt_max}| & \text{si } P_{2res}(n) + P_{batt_max} < 0 \\ P_{2res}(n) & \text{si } P_{2res}(n) + P_{batt_max} \geq 0 \end{cases} \\
 & \quad \diamond \text{ Cas2 : la puissance moyenne journalière est négative} \\
 & \quad \quad - \Delta E_p = \sum_{n=ti_1}^{tiP} P_{posi}(n) + \sum_{n=ti_m}^{tiPs} P_{posi}(n) \\
 & \quad P_{posi}(n) = \begin{cases} |P_{2res}(n) - P_{batt_max}| & \text{si } P_{2res}(n) - P_{batt_max} > 0 \\ P_{2res}(n) & \text{si } P_{2res}(n) - P_{batt_max} \leq 0 \end{cases} \\
 & \quad \blacksquare \text{ Phase 3} \\
 & \quad \bullet P'_{max} = |P_{2res_moy_JM}| \\
 & \quad \bullet H'_{max} = 24 \times \sum_{p=1}^P |P_{2res_moy}(p)| \\
 & \quad \bullet \beta > \beta_{23} \\
 & \quad \circ \text{ Cas N°2 : } P_{2resmax_JM} - P_{2res_moy_JM} > P_{2res_moy_JM} - P_{2resmin_JM} \\
 & \quad \text{alors il y a deux phases} \\
 & \quad \blacksquare \text{ Phase 1} \\
 & \quad \bullet \beta < \beta_{13} \\
 & \quad \blacksquare \text{ Phase 3} \\
 & \quad \bullet \beta > \beta_{13}
 \end{aligned}$$

IV-D. Résultats

Dans le but de confirmer les relations développées, nous avons fait une comparaison entre les valeurs de H'_{max} et P'_{max} calculées en utilisant les relations mathématiques proposées avec celles obtenues mesurant directement sur la courbe finale du poste avec production PV et stockage. Pour des raisons de lisibilité, nous présentons les résultats obtenus pour les 3 cas suivants définissant les 3 phases expliquées précédemment :

➤ Phase 1 (Figure II-33): la pointe de consommation est dimensionnante, pas d'export de puissance vers le réseau HTA.

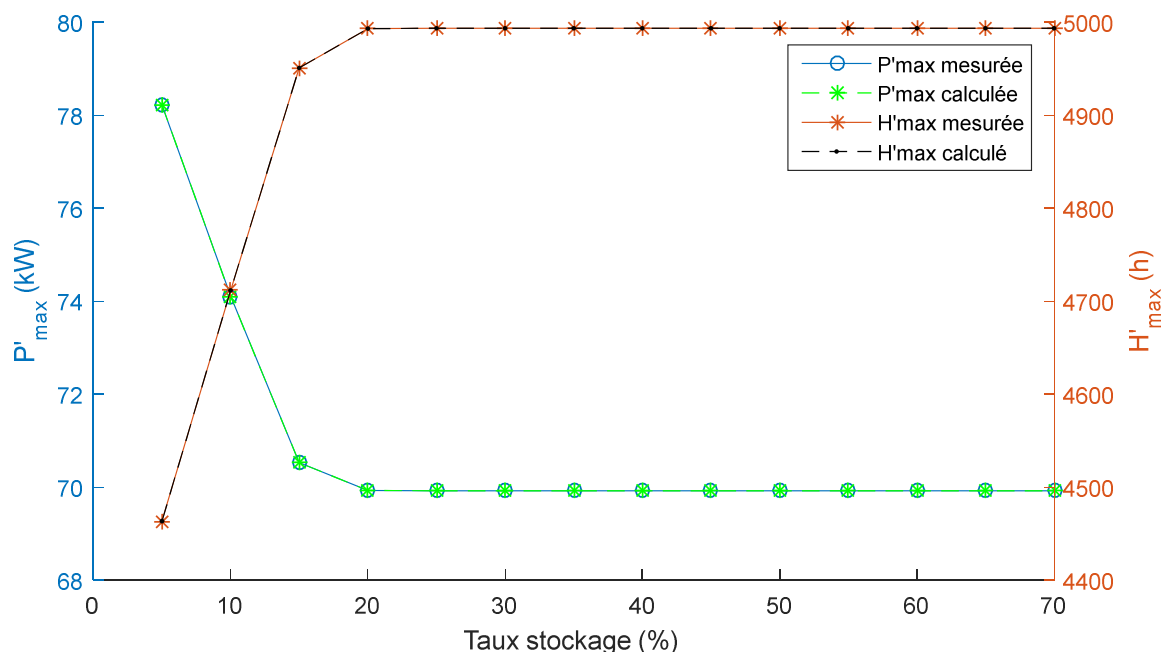


Figure II-33 : Comparaison des valeurs de H'_{max} et P'_{max} (calcul vs mesure pour la phase 1)

➤ Phase 2 (Figure II-34) : la pointe de consommation est dimensionnante, avec export de puissance vers le réseau HTA.

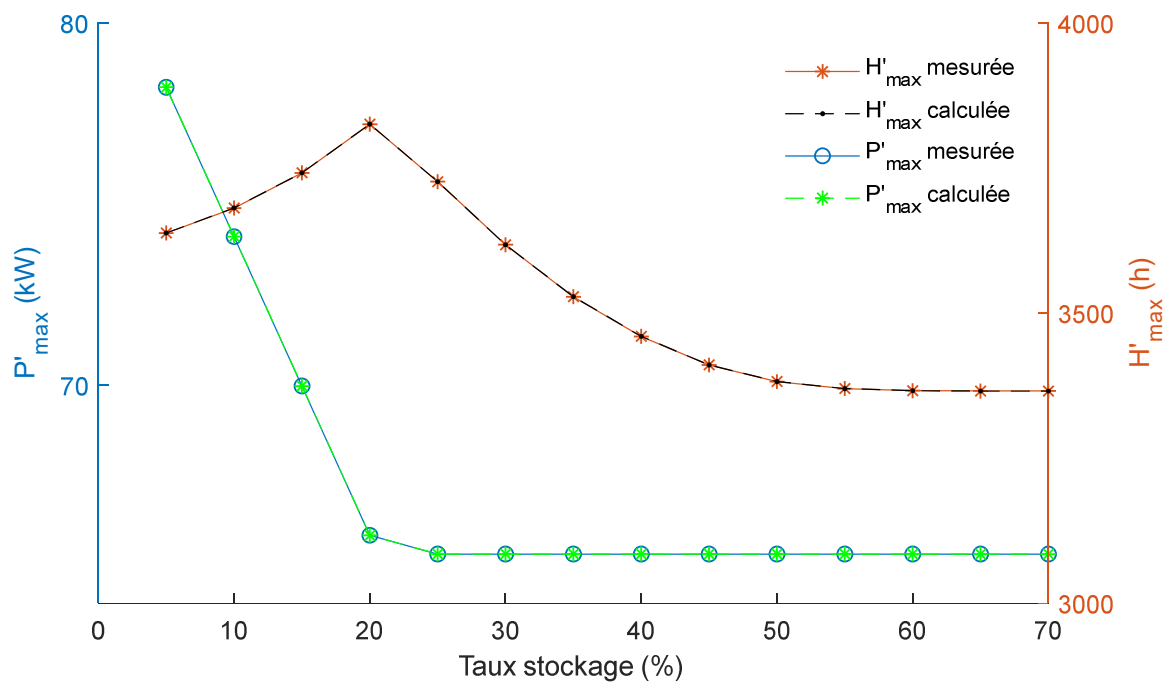


Figure II-34: Comparaison des valeurs de H'_{max} et P'_{max} (calcul vs mesure pour la phase 2)

➤ Phase 3 (Figure II-35) : la pointe de production est dimensionnante, avec export de puissance vers le réseau HTA.

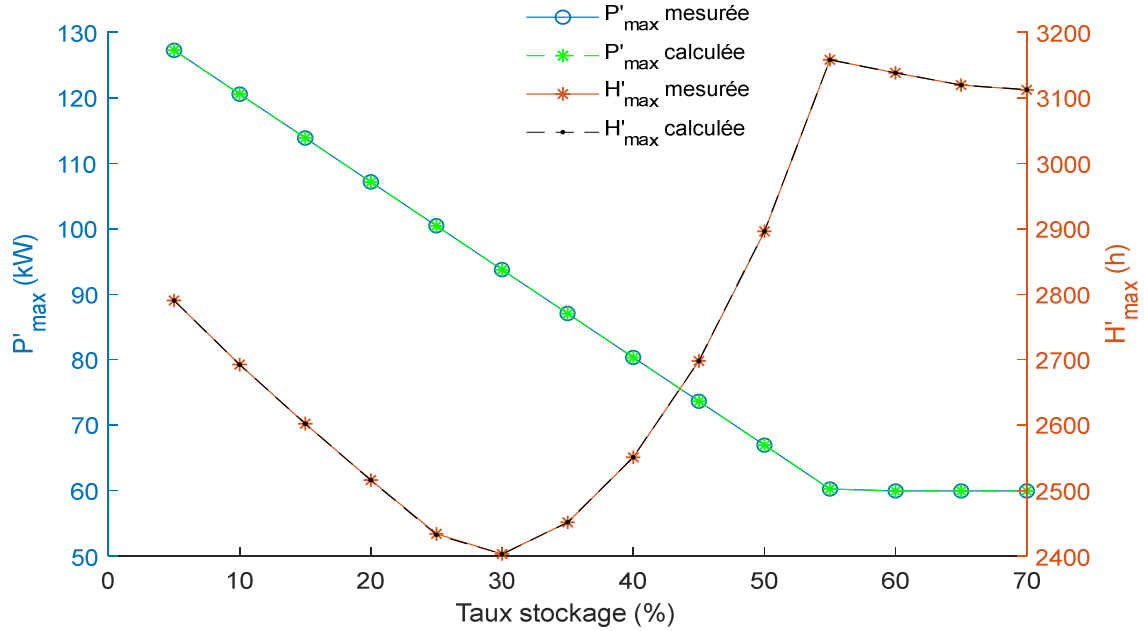


Figure II-35: Comparaison des valeurs de H'_{max} et P'_{max} (calcul vs mesure pour la phase 3)

L'erreur maximale que nous avons relevée sur le calcul de H'_{max} est 0.01%. En ce qui concerne l'erreur sur P'_{max} , nous l'avons estimée à 0 %.

IV-E. Cas de la fonction objectif N°2

Dans le cas de la fonction objectif N°2, on distingue deux situations : soit il n'y a pas d'export de puissance vers le réseau HTA, auquel cas les équations de la partie stockage seule s'appliquent sur P_{2res} (cf encadré de la partie II-F). Soit il y a export de puissance vers le réseau HTA et dans ce cas il faut adapter les formules.

- si le dépassement de puissance limite est provoqué par la consommation, alors le stockage va se décharger lorsque les puissances au niveau du poste sont supérieures à la puissance limite puis se charger à des moments de faible consommation et/ou forte production.
- si les dépassements sont provoqués par la production, le stockage va se charger lorsque la puissance exportée est supérieure à la puissance limite et se charger pendant les pas de temps de forte consommation.

Dans les deux cas, les importations et les exportations sont diminuées et l'équation (II-76) est applicable. On a donc :

$$H'_{max} = \frac{H_{max} \times P_{2resmax} - 2 \times \sum_{p=1}^P \Delta E_p}{P'_{max}} \quad (II-95)$$

ΔE_p : réduction d'énergie importée (ou exportée) grâce au stockage pour la période p (par exemple pour le jour N°p si stockage journalier).

p: nombre de périodes par exemple 365 sur une courbe annuelle s'il s'agit d'un stockage journalier.

Pour calculer ΔE_p on utilise la relation suivante nous avons 2 cas :

➤ Cas1: les puissances de dépassement sont provoquées par la consommation

$$\Delta E_p = \begin{cases} \sum_{k=0}^M (P2_{res}(k) - P'_{max}) \text{ si } |E_{poste SS exportée}| \geq \sum_{k=0}^M (P2_{res}(k) - P'_{max}) \\ |E_{poste SS exportée}| \text{ si } |E_{poste SS exportée}| \leq \sum_{k=0}^M (P2_{res}(k) - P'_{max}) \end{cases} \quad (II-96)$$

Avec :

M : l'ensemble des pas de temps la journée (p) où la puissance $P2_{res}(t)$ en importation dépasse la puissance limite

➤ Cas2: les puissances de dépassement sont provoquées par l'exportation

$$\Delta E_p = \begin{cases} \sum_{k=0}^L |(P2_{res}(k) + P'_{max})| \text{ si } |E_{poste SS importée}| \geq \sum_{k=0}^L |(P2_{res}(k) + P'_{max})| \\ |E_{poste SS importée}| \text{ si } |E_{poste SS importée}| \leq \sum_{k=0}^L |(P2_{res}(k) + P'_{max})| \end{cases} \quad (II-97)$$

Avec :

L: l'ensemble des pas de temps de la journée (p) où la puissance $P2_{res}(t)$ en exportation dépasse la puissance limite.

Dans le cas où les dépassements sont provoqués à la fois par la consommation et la production alors on utilise les formules correspondant au cas ayant la plus grande énergie de dépassement. La *Figure II-36* illustre une comparaison entre les valeurs de P'_{max} et H'_{max} calculées avec ce modèle, et celles mesurées sur le poste N°1.

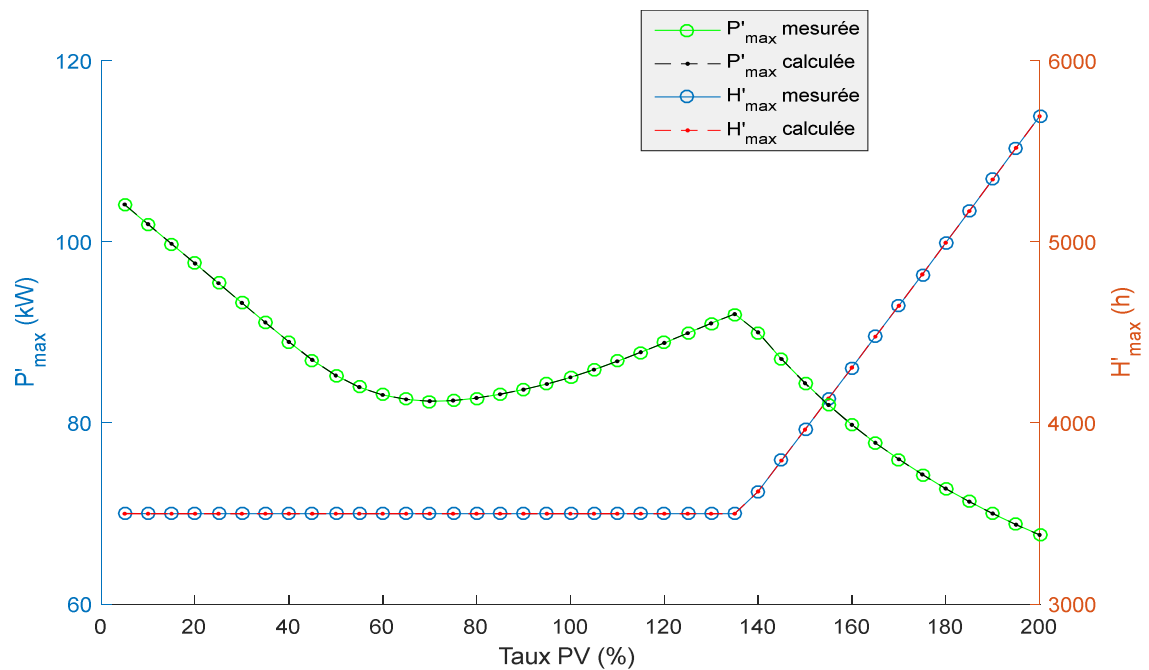


Figure II-36: Comparaison des valeurs de $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$ (calcul vs mesure)

Le modèle général permettant de calculer $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$ en présence de PV et de stockage selon la deuxième stratégie est résumé ci-après.

- La pointe de consommation est dimensionnante, pas d'export de puissance $H_{2resmax} = H_{max} - H_{PV} \times \tau \frac{P_{max}}{P_{2resmax}}$ et

$$P_{2resmax} = \max_t |P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t)|,$$

$$\tau < \tau_{12} = \frac{H_{max} P_{2resmax} - \int_0^{8760} |P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t)| dt}{H_{PV} \times P_{max}}$$

- **Cas N°1 : $P_{lim} \leq P_{moyJ}$**

- *Phase 1 :*

- $P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{2resmax}$
- $H'_{max} = \frac{1}{1 - \beta} \times H_{2resmax}$
- $\beta < \beta_{12}$
- $\beta_{12} = \frac{P_{2resmax} - P_{lim}}{P_{2resmax}}$

- *Phase 2 :*

- $P'_{max} = P_{lim}$
- $H'_{max} = \frac{H_{2resmax} \times P_{2resmax}}{P_{lim}}$
- $\beta > \beta_{12}$

- **Cas N°2 : $P_{lim} > P_{moyJ}$ alors idem que le cas N°1 mais on remplace P_{lim} par P_{moyJ} dans les formules.**

- $\tau_{12} < \tau < \tau_{23}$: la pointe de consommation est dimensionnante, export de puissance $H_{2resmax} = \frac{\int_0^{8760} |P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t)| dt}{P_{max}}$, $P_{2resmax} = \max_t |P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t)|$ et τ_{23} est tel que : $\max_t (P_{poste\ SP}(t) - P_{PV}(t)) < \max_t (P_{PV}(t) - P_{poste\ SP}(t))$.

- **Cas N°1 : $P_{lim} \leq P_{moyJ}$**

- *Phase 1 :*

- $P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{2resmax}$
- $\beta < \beta_{12}$

- *Phase 2 :*

- $P'_{max} = P_{lim}$
- $\beta > \beta_{12}$

- *Pour les phases 1 et 2 :*

- $\beta_{12} = \frac{P_{2resmax} - P_{lim}}{P_{2resmax}}$
- $H'_{max} = \frac{H_{2resmax} \times P_{2resmax} - 2 \times \sum_{p=1}^P \Delta E_p}{P'_{max}}$

$$\Delta E_p = \begin{cases} \sum_{k=0}^M (P_{2res}(k) - P'_{max}) & \text{si } |E_{poste SS \text{ exportée}}| \geq \sum_{k=0}^M (P_{2res}(k) - P'_{max}) \\ |E_{poste SS \text{ exportée}}| & \text{si } |E_{poste SS \text{ exportée}}| \leq \sum_{k=0}^M (P_{2res}(k) - P_{lim}) \end{cases}$$

- **Cas N°2 : $P_{lim} > P_{moyJ}$ alors idem que le cas N°1 mais on remplace P_{lim} par P_{moyJ} dans les formules.**

➤ $\tau > \tau_{23}$ la pointe de production est dimensionnante, export de puissance

$$H_{2resmax} = \frac{\int_0^{8760} |P_{poste SP}(t) - P_{PV}(t)| dt}{P_{2resmax}} \quad \text{et} \quad P_{2resmax} = \max_t |P_{poste SSP}(t) - P_{PV}(t)|$$

- **Cas N°1 : $P_{lim} \leq P_{moyJ}$**

- *Phase 1 :*

- $P'_{max} = (1 - \beta) \times P_{2resmax}$
- $\beta < \beta_{12}$

- *Phase 2 :*

- $P'_{max} = P_{lim}$
- $\beta > \beta_{12}$

- *Pour les phases 1 et 2 :*

- $\beta_{12} = \frac{P_{2resmax} - P_{lim}}{P_{2resmax}}$
- $H'_{max} = \frac{H_{2resmax} \times P_{2resmax} - 2 \times \sum_{p=1}^P \Delta E_p}{P'_{max}}$

$$\Delta E_p = \begin{cases} \sum_{k=0}^L |(P_{2res}(k) + P'_{max})| & \text{si } |E_{poste SS \text{ importée}}| \geq \sum_{k=0}^L |(P_{2res}(k) + P'_{max})| \\ |E_{poste SS \text{ importée}}| & \text{si } |E_{poste SS \text{ importée}}| \leq \sum_{k=0}^L |(P_{2res}(k) + P'_{max})| \end{cases}$$

- **Cas N°2 : $P_{lim} > P_{moyJ}$ alors idem que le cas N°1 mais on remplace P_{lim} par P_{moyJ} dans les formules.**

V. Conclusion du chapitre

Dans cette partie, nous avons étudié l'impact de l'intégration du stockage et/ou de la production PV sur les grandeurs de la planification ($H_{\max}$, $P_{\max}$). Nous avons développé des relations analytiques pour faire le lien entre les grandeurs initiales ($P_{\max}$, $H_{\max}$) et les nouvelles grandeurs ($P'_{\max}$, $H'_{\max}$).

Trois cas ont été considérés : le stockage seul, la production PV seule, les deux au même temps (stockage et production PV). Deux stratégies de gestion de stockage ont été considérées : la première ayant pour objectif de réduire les pertes et la seconde ayant pour objectif de faire passer les contraintes du réseau.

Le stockage seul agit sur $P_{\max}$ en lissant la courbe de charge, ce qui fait augmenter $H_{\max}$. La production PV modifie l'énergie qui transite au niveau du poste HTA/BT pouvant ainsi créer des situations d'autoconsommation et/ou d'export. Ainsi la production PV peut impacter $H_{\max}$ sans nécessairement impacter $P_{\max}$. Les deux situations pendant lesquelles la production PV impacte $P_{\max}$ sont les suivantes : soit la production est non nulle au moment de la pointe de consommation auquel cas $P_{\max}$ sera légèrement réduit, soit lors de forte production où $P_{\max}$ est dimensionnée par l'export, auquel cas $P_{\max}$ est augmentée.

Enfin en présence des deux, on a une superposition des effets décrits précédemment. Ainsi $P_{\max}$ est influencée par le stockage qui a tendance à lisser la courbe de charge, et éventuellement par la production PV dans certains cas, comme cela est présenté dans le paragraphe ci-dessus. Quant à $H_{\max}$, elle est influencée par le stockage et le PV constamment. En effet le stockage a tendance à augmenter $H_{\max}$ et la production PV soit augmente la valeur de $H_{\max}$ soit la diminue, cela dépend de l'autoconsommation et du sens de transition de puissance (import ou export de puissance).

Ainsi deux contributions affleurent de ce chapitre :

C1 : Construction de **modèles mathématiques** permettant de calculer les grandeurs d'aide à la planification que sont la puissance maximale qui transite et sa durée équivalente sur l'année en fonction de nouvelles hypothèses telles que l'intégration de stockage ou de production renouvelable et la stratégie de contrôle adoptées.

C2 : Proposition de **fonctions de gestion du stockage** avec une modélisation adaptée au problème de la planification des réseaux électriques BT.

Chapitre III.

Nouvelle méthode de calcul du coût des pertes

I. Introduction

Le chapitre II a mis en évidence les impacts et les changements qui sont apportés par le stockage et la production PV sur les paramètres électriques dimensionnants de la planification. Nous avons constaté que le stockage et/ou la production agissent sur les grandeurs d'aide aux calculs de la planification (la puissance maximale annuelle $P_{\max}$ et sa durée d'utilisation $H_{\max}$). Ainsi nous avons proposé des relations analytiques permettant de passer de ces grandeurs aux nouvelles grandeurs (nouvelle puissance maximale $P'_{\max}$ et la nouvelle durée $H'_{\max}$) à travers le taux d'insertion du stockage et/ou de production PV. L'objectif de cette partie est de comprendre la construction du coût d'un kW de perte à la pointe en fonction de $H_{\max}$ ($C_{\text{IkWpp}}(H_{\max})$) en développant un modèle mathématique liant les différents paramètres du réseau. Ensuite les paramètres influencés par le stockage et la production seront identifiés et modifier afin de proposer un modèle adapté au cas du stockage et de la présence de producteurs.

Les modèles de pertes utilisés par ENEDIS sont valables sur les réseaux de distribution équilibrés (HTA). Cette méthode considère une hypothèse dans laquelle les tensions sur les trois phases sont égales à la tension nominale à chaque instant. Cette hypothèse est acceptable dans la mesure où les chutes de tension sont faibles. Au niveau de la basse tension, les réseaux peuvent être déséquilibrés en raison de la présence de charges monophasées et ayant un faible foisonnement. La méthode mise à jour en intégrant la présence de stockage et/ou de production PV n'est donc pas applicable telle quelle pour les réseaux BT. En effet, ces déséquilibres sont responsables de la circulation d'un courant dans le neutre ce qui génère des pertes supplémentaires. Donc la variation de la tension temporelle du neutre peut être importante et donc l'hypothèse citée ci-dessus peut introduire une erreur importante. Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous analyserons et intégrerons ces pertes additionnelles afin de proposer un modèle de calcul des pertes adapté aux réseaux déséquilibrés.

II. Proposition d'un modèle mathématique liant C_{IkWpp} à $H_{\max}$ dans la planification traditionnelle

Le coût d'un kW de perte à la pointe noté C_{IkWpp} est composé de trois termes :

- le coût de l'énergie annuelle perdue pour un kW consommé à la pointe,
- le coût d'annuité d'investissement pour acheminer un kW aux zones de consommation (coût des infrastructures réseau).
- le coût de souscription de la puissance est négligé dans cette étude.

II-A. Coût d'annuité d'investissement pour acheminer un kW aux zones de consommation

Ce coût a été déterminé à partir des coûts unitaires des composants de toute l'infrastructure du réseau de distribution. Etant donné le nombre d'éléments qui constituent le réseau électrique (lignes, équipements de protection), la diversité des tailles des réseaux de distribution et la variété des formes des courbes de charge caractérisée par des $P_{\max}$ et $H_{\max}$ différents, l'estimation de ce coût est complexe. Il est donc proposé d'évaluer sa moyenne en considérant les moyennes des paramètres précédents (longueur des lignes des réseaux BT en France, $P_{\max}$

3. Nouvelle méthode de calcul du coût des pertes

moyen, $H_{\max}$ moyen.). Le Tableau III-1 présente les valeurs des paramètres utilisés pour estimer le coût d'annuité d'investissement pour acheminer un kW aux zones de consommation obtenu grâce à [Erd15a]. Les coûts mentionnés dans le tableau sont issus de documents non publiés. En revanche, un ordre de grandeur peut être trouvé dans les références indiquées pour chaque coût.

Tableau III-1 : Valeurs moyennes utilisées pour l'estimation du coût d'annuité d'investissement.

Variable	Symbole	La valeur
Puissance maximale moyenne*	PMM	86.509 GW
Nombre de poste source	NPS	2247
Nombre de poste de distribution	NPD	769494
Longueur des lignes et câbles du réseau HTA	LLC_HTA	613000 KM
Proportion de lignes aériennes HTA	LA_HTA	61%
Proportion de câbles souterrains HTA	CS_HTA	39%
Longueur des lignes et câbles du réseau BT	LLC_BT	692000 KM
Proportion de lignes aériennes BT	LA_BT	69%
Proportion de câbles souterrains BT	CS_BT	31%
Coût d'un poste source HTB/HTA moyen	CPS	419 k€ [Ecub16]
Coût moyen d'un km de réseau HTA en aérien	CLA_HTA	31 k€ [Goui15a]
Coût moyen d'un km de réseau HTA en souterrain	CCS_HTA	115 k€ [Goui15a]
Coût moyen d'un km de réseau BT en torsadé	CLA_BT	17 k€ ⁷
Coût moyen d'un km de réseau BT en souterrain	CCS_BT	110 k€ [Goui15a]
Coût du poste distribution moyen	CPD	12 k€ [Ecub16]
Dont part HTA 40%	PD_HTA	40%
Dont part BT 60%	PD_BT	60%
Annuité d'investissement pour une durée de vie de 30**	AI_30	0.089
Annuité d'investissement pour une durée de vie de 40	AI_40	0.084
$H_{\max}$ moyen en BT	$H_{\max_BTmoy}$	4000h
Coefficient de forme « a » moyen***	a	0.105
Taux d'actualisation	i	8%

⁷ <https://www.comptoir-du-cable.com/applications-generales/8-cable-electrique-u1000-r2v.html>

* La puissance maximale moyenne est calculée sur la base de la moyenne des puissances maximales des années 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 en France [RTE]. Comme ENEDIS gère 95% des réseaux de distribution français alors la puissance moyenne que nous avons obtenue est multipliée par 0.95.

** L'annuité d'investissement est calculée selon [Acco16] :

$$AI_F = \frac{i \times (1 + i)^F}{(1 + i)^F - 1} \quad (III-1)$$

Avec :

- AI_F : l'annuité d'investissement pour une durée de vie de F années.
- i : taux d'actualisation [%].
- F : la durée de vie de l'ouvrage.

** Le coefficient de forme « a » : est utilisé pour faire le lien entre le H_{max} et le h_{pertes} (cf Chapitre I.V-D-1). Pour une exploitation donnée, ce coefficient est considéré constant pour tous les ouvrages qui se trouvent en aval de la courbe de charge [Coif07]. La méthode décrite dans [Coif00] fixe ce coefficient à 0.105.

Le coût moyen d'annuité d'investissement pour acheminé un kW jusqu'au zones de consommation (C_{A1}) est donc composé du coût moyen d'annuité d'investissement pour la partie HTA (C_{A1_HTA}) et pour la partie BT (C_{A1_BT}).

$$C_{A1} = C_{A1_HTA} + C_{A1_BT} \quad (III-2)$$

C_{A1_HTA} est composé de la somme des coûts de l'infrastructure HTA (poste source, lignes et partie HTA des postes de distribution) normalisé par la puissance maximale moyenne en HTA ($P_{max_HTA_moy}$). C_{A1_BT} est identique pour la partie BT. Le coût du poste source est multiplié par l'annuité correspondant à 40 ans de durée de vie [Coif00] et les coûts des autres équipements sont multipliés par l'annuité correspondant à 30 ans de durée de vie [Alva09] [HaSa12] [Hans] . Au final on a la relation (III-3):

$$C_{A1moy} = \left[\frac{cout_poste_HTA \times AI_{40} + (cout_{cable_{ligne_HTA}} + cout_{poste_{BT_HTA}}) \times AI_{30}}{P_{max_HTA_moy}} \right] + \left[\frac{(cout_{poste_{BT}} + cout_{cable_{ligne_BT}}) \times AI_{30}}{P_{max_BT_moy}} \right] \quad (III-3)$$

$$\begin{aligned}
 C_{A1moy} &= \frac{CPS \times AI_{40} + \left(\frac{LLC_{HTA}(CLA_{HTA} \times LA_{HTA} + CCS_{HTA} \times CS_{HTA})}{NPS} + (CPD \times PD_{HTA}) \right) \times AI_{30}}{\frac{PMM}{NPS}} \\
 &+ \frac{\left((CPD \times PD_{BT}) + \frac{LLC_{BT}(CLA_{BT} \times LA_{BT} + CCS_{BT} \times CS_{BT})}{NPD} \right) \times AI_{30}}{\frac{PMM}{NPD}} \quad (III-4)
 \end{aligned}$$

Le coût obtenu à la fin de ce calcul représente le coût d'annuité d'investissement pour un réseau de distribution BT possédant les caractéristiques moyennes suivantes :

- $H_{max_BTmoy}=4000h$ (cf Tableau III-1)
- $P_{max_BTmoy}=PMM/NPD = 112kW$

Pour savoir comment ce coût est modifié lorsque H_{max} et P_{max} varient, on se sert de la relation suivante (en se basant sur [Coif07] on suppose que la relation est linéaire): $P_{max} \times H_{max} = P_{maxmoyen} \times H_{maxmoyen}$. Ainsi on a l'équation (III-5)

$$P_{maxBT}(kW) = \frac{H_{max_BTmoy} \times P_{max_BTmoy}}{H_{maxBT}} = \frac{H_{max_BTmoy} \times \frac{PMM}{NPD}}{H_{maxBT}} \quad (III-5)$$

Ensuite si on note « δ » le coefficient de foisonnement⁸ entre les charges HTA et BT on a :

$$H_{maxHTA} = \frac{H_{maxBT}}{\delta} \quad (III-6)$$

La puissance maximale moyenne au réseau HTA qui correspond à H_{maxHTA} moyen est calculée à l'aide de la relation suivante.

$$P_{maxHTA} = \frac{H_{max_HTAmoy} \times P_{max_HTAmoy}}{H_{maxHTA}} \quad (III-7)$$

$$P_{maxHTA} = \frac{\frac{H_{maxBTmoy}}{\delta} \times P_{max_HTAmoy}}{\frac{H_{maxBT}}{\delta}} \quad (III-8)$$

$$P_{maxHTA} = \frac{H_{maxBTmoy} \times P_{max_HTAmoy}}{H_{maxBT}} \quad (III-9)$$

⁸ La somme des P_{max} des postes HTA/BT est généralement supérieur à P_{max} du départ HTA. Donc $P_{max,HTA} = \delta \times (\sum_0^n P_{max,BT}(n)) \rightarrow H_{max,HTA} \times P_{max,HTA} = \frac{P_{max,HTA}}{\delta} \times P_{max,BT}$

$$P_{\max HTA}(\text{kW}) = \frac{H_{\max BT \text{moy}} \times \frac{PMM}{NPS}}{H_{\max BT}} \quad (\text{III-10})$$

Le coût d'annuité d'investissement pour un $H_{\max}$ et $P_{\max}$ donné, en réseau HTA et BT est donné par l'équation ci-dessous :

$$C_{A1\text{moy}}(H_{\max BT}) = \left[\frac{CPS * AI_{40} + \left(\frac{LLC_{HTA}(CLA_{HTA} * LA_{HTA} + CCS_{HTA} * CS_{HTA})}{NPS} + (CPD * PD_{HTA}) \right) * AI_{30}}{\frac{H_{\max BT \text{moy}} \times \frac{PMM}{NPS}}{H_{\max BT}}} \right] + \left[\frac{(CPD * PD_{BT} + (LLC_{BT}(CLA_{BT} * 0.69 + CCS_{BT} * 0.31)/NPD)) * AI_{30}}{\frac{H_{\max BT \text{moy}} \times \frac{PMM}{NPD}}{H_{\max BT}}} \right] \quad (\text{III-11})$$

II-B. Coût de l'énergie perdue pour 1kW à la pointe

Ce coût représente le coût de l'énergie annuelle perdue pour fournir une puissance d'un kW appelée aussi (h_{pertes} cf Chapitre I.V-D). Le coût de l'énergie perdue dépend directement des prix de marché du gros. Le coût d'achat des pertes est soumis à leur volatilité (suivant les situations) ainsi qu'à l'envolée des prix du marché de gros suivant les années. Les DSO préfèrent acheter une partie des pertes à l'avance, et ajuster ensuite en fonction du temps. Cela les protège contre les futures hausses des prix. Tous ces facteurs provoquent une soumission du coût de l'énergie perdue à une grande variabilité. D'après le compte rendu de la CRE sur « Les dispositifs de couverture des pertes d'énergie des réseaux publics d'électricité » [CRE10] en 2010 le coût des pertes varie entre 60€ et 90€ le MWh. Dans cette étude un coût moyen de 75€ le MWh est pris. On a vu dans le chapitre I que $h_{\text{pertes}} = a \times H_{\max} + (1 - a) \times \frac{H_{\max}^2}{8760}$ où a est un coefficient de forme estimé de manière empirique. Ainsi, le coût de l'énergie perdue pour un kW à la pointe est calculé avec l'équation suivante :

$$\text{Coût}_{\text{énergie perdue}}(H_{\max}) = h_{\text{pertes}} \times \text{Coût}_{\text{kwh}} \quad (\text{III-12})$$

$$\text{Coût}_{\text{énergie perdue}}(H_{\max}) = \left(a \times H_{\max} + (1 - a) \times \frac{H_{\max}^2}{8760} \right) \times \text{Coût}_{\text{kwh}} \quad (\text{III-13})$$

Avec

- $\text{Coût}_{\text{énergie perdue}}(H_{\max})$: Coût de l'énergie perdue pour 1 kW à la pointe en fonction de $H_{\max}$.

- Coût_{kWh} : Coût d'un kWh d'électricité qui est considéré égale à 0.075€ /kWh dans cette étude.

En conclusion, le coût d'un kW de perte à la pointe peut être estimé grâce à la relation suivante :

$$\begin{aligned} \text{Coût}_{1\text{kW}}(H_{\text{max}}) &= \text{Coût}_{\text{énergie perdue}}(H_{\text{max}}) \\ &+ \text{Coût}_{\text{d'annuité d'investissement}}(H_{\text{max}}) \end{aligned} \quad (\text{III-14})$$

Où $\text{Coût}_{\text{énergie perdue}}(H_{\text{max}})$ est donnée par (III-13) et $\text{Coût}_{\text{d'annuité d'investissement}}(H_{\text{max}})$ est donnée par (III-11).

II-C. Validation du modèle proposé sur l'abaque d'ENEDIS

La Figure III-1 illustre les résultats que nous avons obtenus pour chaque partie (coût d'annuité d'investissement, coût de l'énergie annuelle perdue, ainsi que le coût total d'un kW de perte à la pointe) en se basant sur les données du Tableau III-1. La Figure III-2 quant à elle illustre une comparaison entre les coûts donnés dans le tableau ENEDIS [Bong15] et les coûts obtenus grâce aux calculs développés dans cette partie.

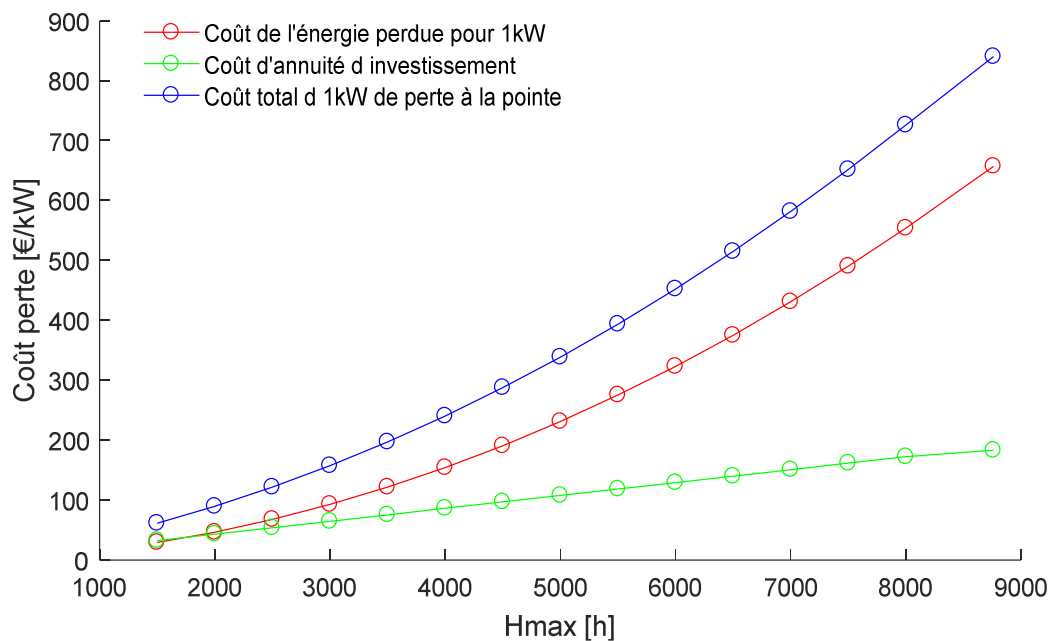


Figure III-1 : les différents coûts constituant le coût d'un kW à la pointe.

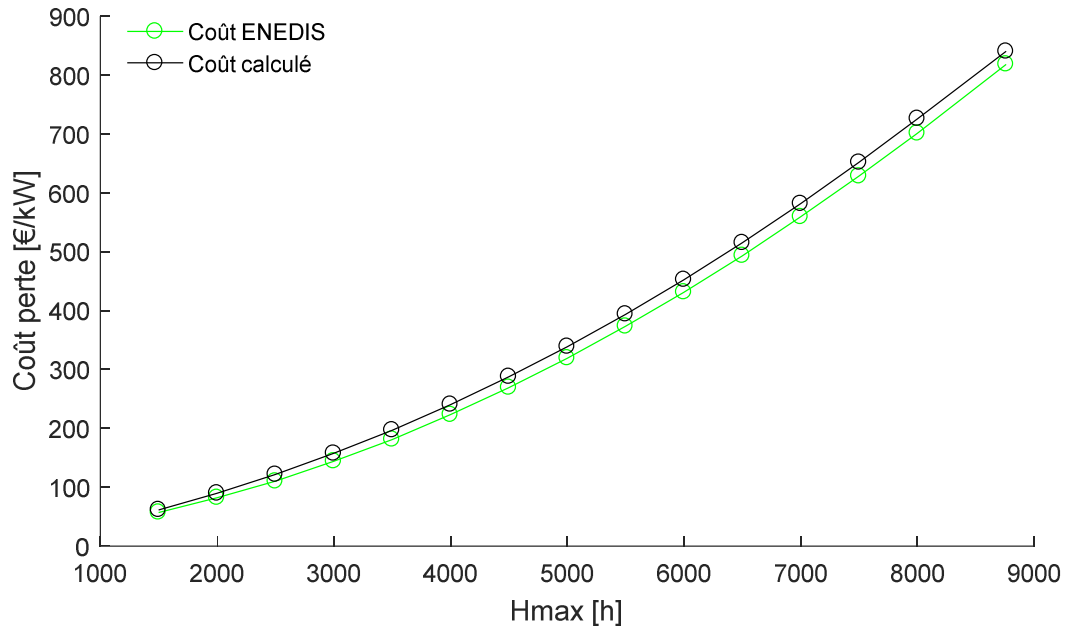


Figure III-2: Comparaison des coûts d'un kW de perte à la pointe (coûts donnés et coûts calculés).

Nous constatons une légère différence entre les deux courbes variant entre 2% et 10%, l'erreur étant définie comme étant $|\text{donnée ENEDIS} - \text{coût calculé}| / \text{donnée ENEDIS}$. Compte tenu des hypothèses simplificatrices faites (nous avons pris des valeurs moyennes de paramètre et supposés la conservation des $H_{\max}$ $P_{\max}$), l'erreur constatée est acceptable et nous pouvons conclure que le modèle développé traduit bien la variation du coût du kW des pertes à la pointe en fonction du $H_{\max}$. Aussi l'abaque d'ENEDIS intègre des éléments de second ordre que nous n'avons pas pris en compte dans notre abaque pour des raisons de non disponibilités des différentes données et caractéristiques du réseau de distribution. Nous observons donc des différences mineures. Afin de vérifier que la formule développée n'est pas trop sensible aux différentes hypothèses faites, une étude de sensibilité a été menée sur les variables susceptibles d'avoir une incidence importante sur le calcul de ce coût. Ces variables sont la puissance maximale moyenne, le coefficient de forme « a » et le coût de l'énergie.

II-C-1. Etude de sensibilité sur la puissance maximale moyenne

Nous avons fait varier la puissance maximale moyenne entre +/-30% de la valeur considérée. La Figure III-3 montre les résultats obtenus. La puissance maximale moyenne intervient uniquement dans le coût d'annuité d'investissement c'est-à-dire au dénominateur de la formule (III-11). Donc plus la puissance maximale moyenne augmente et plus le coût du kW de pertes à la pointe diminue.

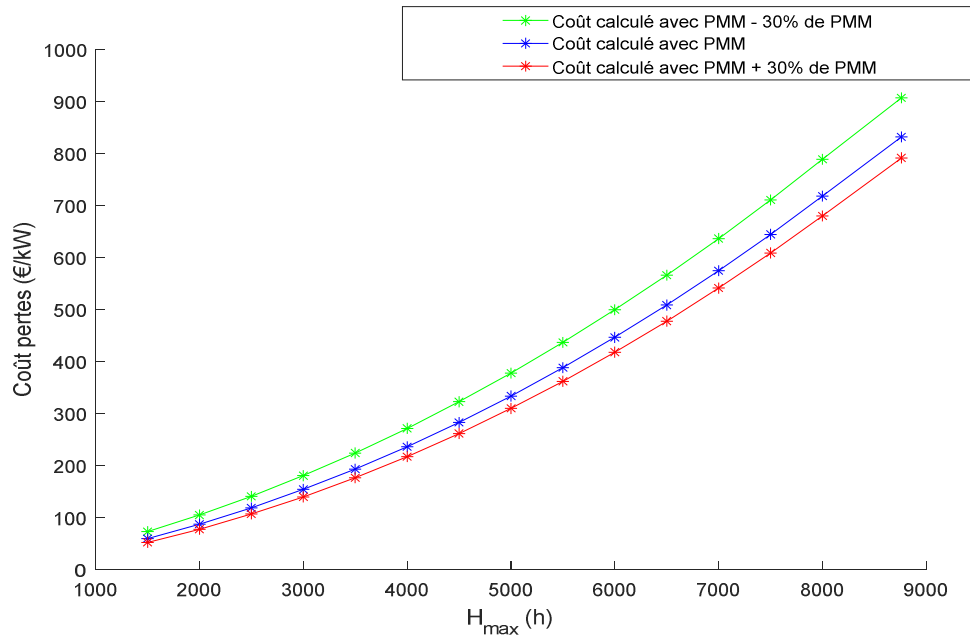


Figure III-3: Sensibilité du coût d'un kW à la puissance maximale moyenne

Concernant la sensibilité à la puissance maximale, nous avons noté une différence maximale entre les coûts de 18% du coût initial (pour $H_{max}=1500$) et une différence minimale de 5% du coût initial (pour $H_{max}=8760$).

II-C-2. Etude de sensibilité du coefficient de forme « a »

Concernant le coefficient de forme « a », 15000 courbes de charge ont été générées aléatoirement. H_{max} et h_{pertes} ont été mesurées afin de calculer le coefficient de forme a. Les valeurs extrêmes du coefficient « a » trouvées ont été 0.123 et 0.071 respectivement. La Figure III-4 montre les résultats obtenus.

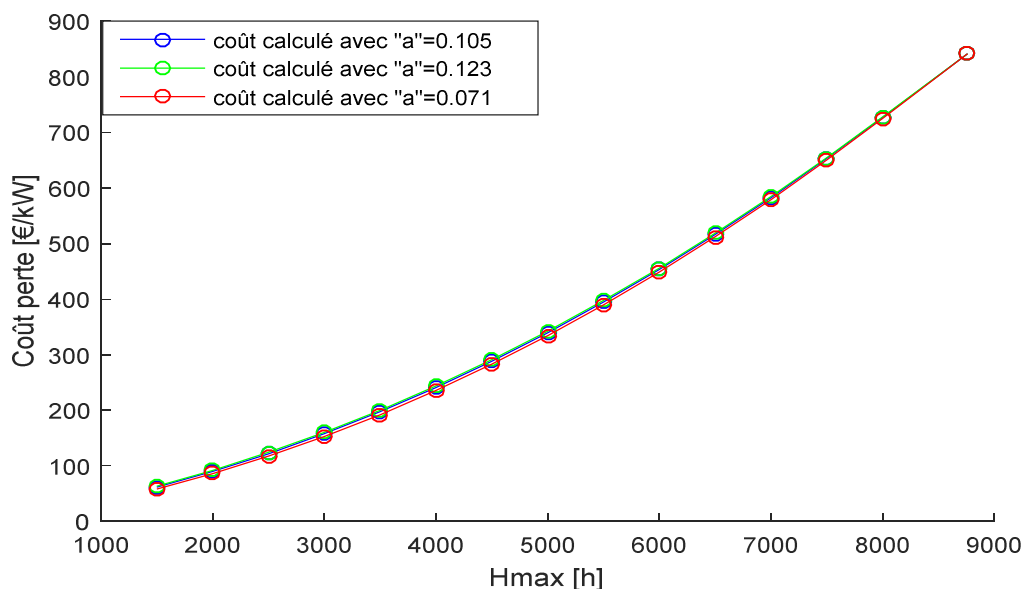


Figure III-4: Sensibilité du coût d'un kW de perte à la pointe au coefficient de forme « a »

La variable « a » n'a pas un impact important sur ce coût dans le cas de l'étude que nous avons menée. En effet nous avons constaté que la différence maximale est de 1.89%.

II-C-3. Etude de sensibilité du coût de l'énergie

Nous avons fait varier le coût de l'énergie comme indiqué dans le rapport de la CRE (entre 0.06€ /kWh et 0.09€ /kWh). La *Figure III-5* montre les résultats obtenus.

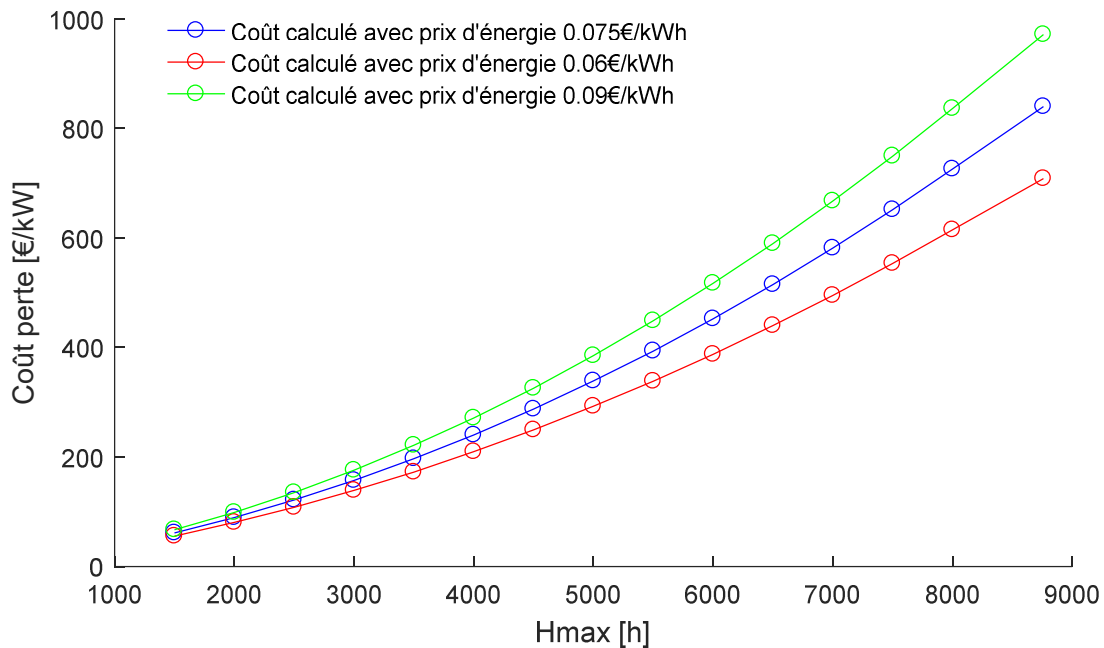


Figure III-5: Sensibilité du coût d'un kW de perte à la pointe au coût de l'énergie

Le coût du kW de perte à la pointe est, de manière très logique, influencé de manière importante par le coût de l'énergie. En effet cette différence entre les coûts varie de 8% du coût initial ($H_{\max}=1500$) à 18% du coût initial (pour $H_{\max}=8760$). Néanmoins, comme nous l'avons déjà mentionné cette variable est soumise à la grosse volatilité des prix du marché de gros suivant les situations. Ainsi l'une des solutions qui se présente acceptable est de prendre la moyenne de ces prix proposés par la CRE.

Dans la suite des études, nous considérons que ces 3 variables ont une variabilité faible et que la formule proposée pour le calcul du coût des pertes à la pointe est correcte.

III. Coût d'un kW de pertes à la pointe en présence du stockage

Afin d'adapter le coût d'un kW de perte à la pointe en présence de stockage, une démarche basée sur les résultats obtenus dans le chapitre II a été menée. Les grandeurs influencées par le stockage et qui ont un impact sur le coût des pertes à la pointe peuvent être classées en deux catégories : les variables qui impactent le coût d'annuité d'investissement et les variables qui impactent l'énergie annuelle perdue pour un kW.

III-A. Calcul du nouveau coût d'annuité d'investissement

Comme vu dans le chapitre II, le premier apport du stockage géré pour le DSO peut être sur la réduction de la pointe annuelle. Cela permet donc indirectement d'augmenter la capacité d'accueil du réseau sans avoir à recourir ni au renforcement, ni à d'autres investissements coûteux. La capacité d'accueil gagnée par le réseau aura un effet positif sur le coût d'annuité d'investissement. Dans l'équation (III-11), qui permet le calcul d'annuité d'investissement, le coût total d'investissement en HTA et en BT est divisé par la puissance maximale en HTA et en BT respectivement afin d'obtenir le coût correspondant à l'acheminement d'un kW sur le réseau électrique de distribution. Pour valoriser la capacité d'accueil gagnée grâce au stockage, le coût total d'investissement est divisé par la puissance maximale initiale (HTA et BT) plus la capacité gagnée (en HTA et en BT) grâce au stockage. Les formules de calcul d'annuité d'investissement en présence du stockage deviennent ainsi :

$$C_{Ay} = \left[\frac{(cout_{poste_HTA} \times AI_{40} + (cout_{cable_{ligne_{HTA}}} + cout_{poste_{BT_{HTA}}}) \times AI_{30})}{P_{max_{HTA_{moy}}} + \Delta P_{HTA}} \right] \quad (III-15)$$

$$+ \left[\frac{(cout_{poste_{BT}} + cout_{cable_{ligne_{BT}}}) \times AI_{30}}{P_{max_{BT_{moy}}} + \Delta P_{BT}} \right] \quad (III-16)$$

$$\Delta P_{BT} = P_{max_{BT}} - P'_{max_{BT}}$$

Avec

ΔP_{HTA} : capacité d'accueil supplémentaire gagnée sur le réseau HTA grâce au stockage.

ΔP_{BT} : capacité d'accueil supplémentaire gagnée sur le réseau BT grâce au stockage.

$P'_{max_{BT}}$: nouvelle pointe annuelle en réseau BT suite à l'utilisation du stockage.

$P'_{max_{HTA}}$: nouvelle pointe annuelle en réseau HTA suite à l'utilisation du stockage.

Les puissances $P'_{max_{BT}}$ et $P'_{max_{HTA}}$ sont calculées en utilisant les formules suivantes :

$$P'_{max_{BT}} = \frac{H_{max_BT} \times P_{max_BT}}{H'_{max_{BT}}} \quad (III-17)$$

$$P'_{max_{HTA}} = \frac{H_{max_BT}/\delta \times P_{max_HTA}}{H'_{max_{BT}}/\delta} = \frac{H_{max_BT} \times P_{max_HTA}}{H'_{max_{BT}}} \quad (III-18)$$

$$\Delta P_{BT} = P_{max_{BT}} - \frac{H_{max_BT} \times P_{max_BT}}{H'_{max_{BT}}} \text{ et} \quad (III-19)$$

$$\Delta P_{HTA} = P_{max_{HTA}} - \frac{H_{max_BT} \times P_{max_HTA}}{H'_{max_{BT}}}$$

Dans le chapitre II nous avons vu qu'un taux de stockage donné n'agit pas de la même façon sur toutes les courbes de charge. Par exemple la saturation (β_{23}) et le décrochage (β_{12}) arrivent à des taux de stockage différents pour chaque courbe de charge. Ainsi dans cette section il semble plus simple de raisonner sur H'_{max} . Pour tracer la courbe $C_{1kWpp} = f(H'_{max})$ en

présence de stockage, l'hypothèse que le stockage (en fonction du taux d'insertion) peut modifier le $H_{\max}$ de sa valeur initiale ($H_{\max}$ sans stockage) jusqu'à 8760 est utilisée. Ainsi pour calculer le nouveau coût d'annuité d'investissement pour chaque valeur de $H'_{\max}$, nous appliquons l'algorithme de la *Figure III-6*. Cette méthode est valable pour les deux modes de gestion du stockage (fonction objectif 1 et 2 définies dans le chapitre II). Dans le cas de la fonction objectif 2, les pages de variations de $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$ sont plus petites.

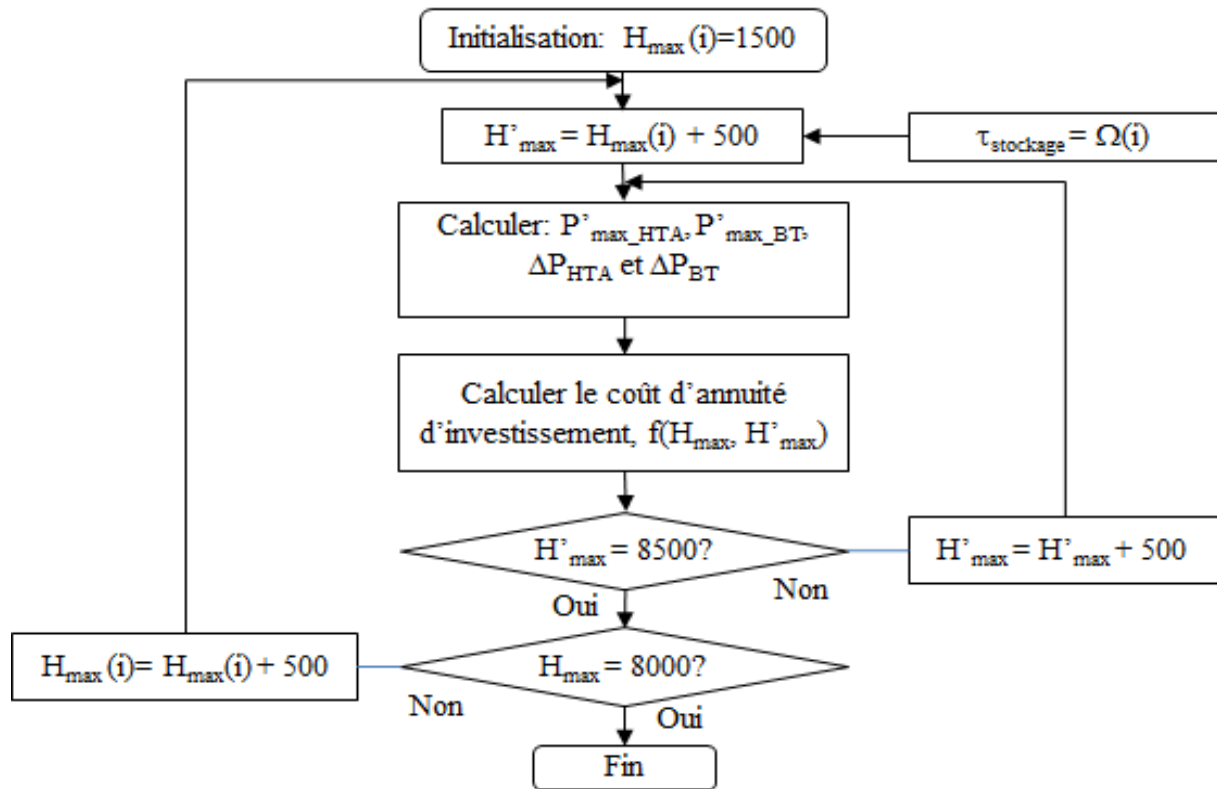


Figure III-6: Logigramme de définition de $H'_{\max}$ en fonction du taux de stockage

III-B. Coût de l'énergie annuelle perdue pour 1kW

Le coût de l'énergie annuelle perdue pour 1 kW donné par l'équation (III-13) dépend notamment d'un coefficient de forme a déterminé de manière empirique. Afin d'évaluer l'influence du stockage sur ce coefficient, nous allons comparer le coût d'1 kW de pertes à la pointe obtenu en considérant le « a » moyen du Tableau III-1 avec celui obtenu en mesurant « a » directement sur la courbe du poste avec stockage. Le logigramme de la *Figure III-7* montre le principe de l'algorithme et les résultats sont présentés sur la *Figure III-8*.

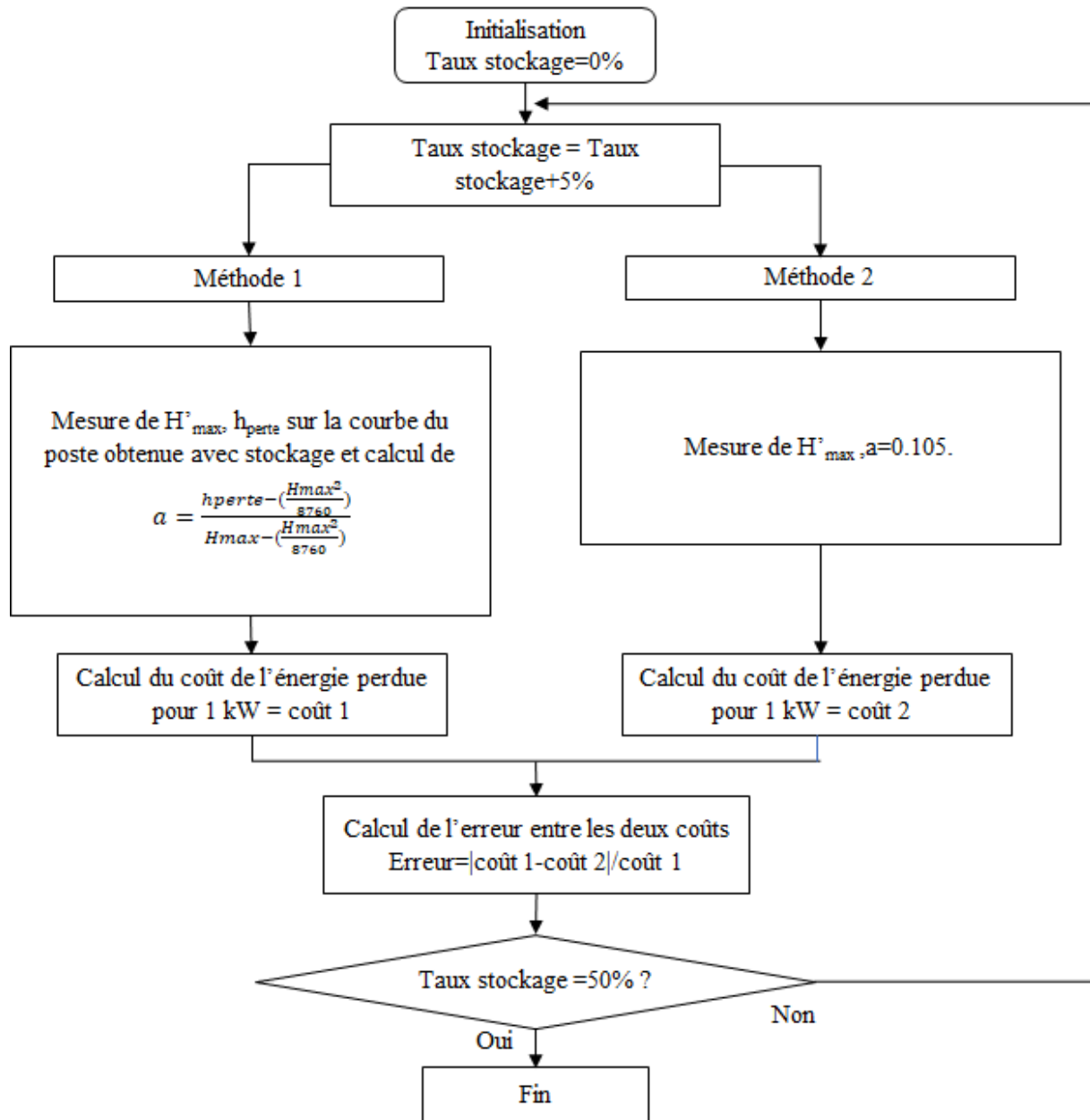


Figure III-7: Logigramme de calcul du coût de l'énergie annuelle perdue pour 1kW

Les courbes de charge que nous avons ne balayent pas tous les cas de H_{max} mais seulement des H_{max} compris entre 4000h et 5500h. De plus le stockage, notamment journalier, ne peut pas modifier le H_{max} infiniment. En effet même avec des capacités importantes de stockage, les valeurs les plus élevées de H_{max} ne sont pas atteintes (inférieur à 8000). Donc l'analyse du coefficient de forme « a » est donc faite dans une certaine plage de variation. Par ailleurs, les résultats obtenus en appliquant l'algorithme de la Figure III-7 sont représentés dans la figure ci-dessous (Figure III-8)

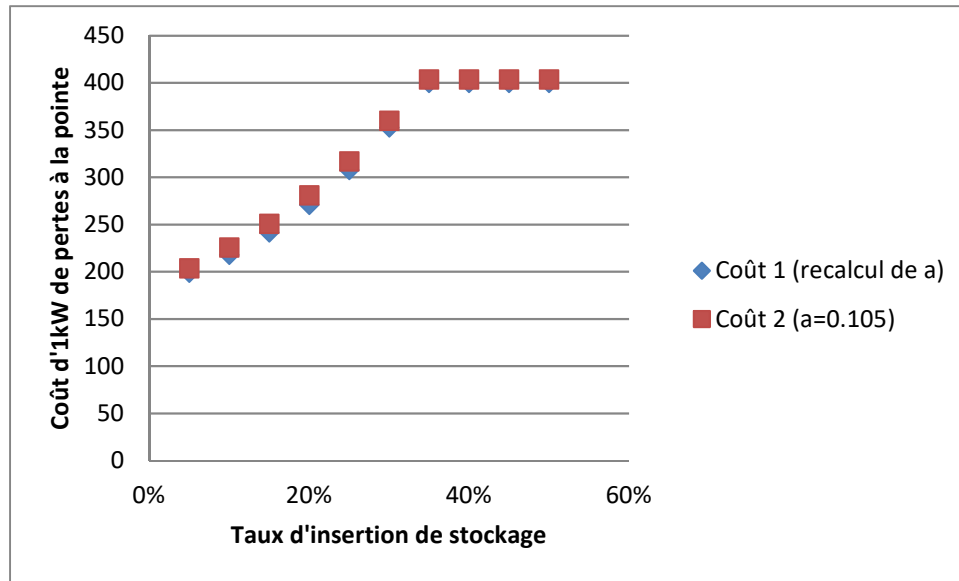


Figure III-8: influence du stockage sur le coût annuel d'énergie perdu pour 1kW.

Le stockage modifie $H_{\max}$ donc inévitablement h_{pertes} et donc le coefficient de forme « a ». Néanmoins sur les courbes de charge que nous avons considérées, la variation du coefficient « a », reste dans une plage limitée (dans l'exemple de la Figure III-8, l'intervalle de variation de « a » obtenu lors du calcul du « coût 1 » (cf Figure III-7 et Figure III-8) est [0.0408, 0.0752]) et n'a pas une grande influence sur le coût de l'énergie annuelle perdue pour 1kW (erreur maximale de 4%). Nous pouvons donc considérer que le stockage est sans impact sur le coût annuel d'énergie perdue pour un kW. La même méthode a été appliquée pour les autres courbes de charge (voir Annexe 4). Il est à noter que pour les courbes 3 et 7, les erreurs maximales atteignent 6% et 7%. Pour le reste des courbes de charge l'erreur maximale ne dépasse pas 2%.

III-C. Abaque du coût d'un kW de perte à la pointe

En conclusion, le coût d'un kW de perte à la pointe en présence de stockage peut être estimé grâce à la relation suivante :

$$\begin{aligned} \text{Coût}_{1kW}(H_{\max}) &= \text{Coût}_{\text{énergie perdue}}(H_{\max}) \\ &\quad + \text{Coût}_{d'\text{annuité d'investissement}}(H_{\max}) \end{aligned} \quad (\text{III-20})$$

Avec

$$\text{Coût}_{\text{énergie perdue}}(H_{\max}) = \left(a \times H_{\max} + (1 - a) \times \frac{H_{\max}^2}{8760} \right) \times \text{Coût}_{\text{kwh}} \quad (\text{III-21})$$

$$\begin{aligned}
 \text{Coût}_{d'annuité'investissement}(H_{\max}) = & \left[\frac{CPS \cdot AI_{40} + \frac{(LLC_{HTA}(CLA_{HTA} \times LA_{HTA} + CCS_{HTA} \times CS_{HTA}) + (CPD \times PD_{HTA})) \cdot AI_{30}}{NPS}}{\frac{H_{\max_BTmoy} \times \frac{PMM}{NPS}}{H_{\max_BT}} + \Delta P_{HTA}} \right] + \\
 & \left[\frac{CPD \cdot PD_{BT} + (LLC_{BT}(CLA_{BT} \cdot 0.69 + CCS_{BT} \cdot 0.31) / NPD)}{\frac{H_{\max_BTmoy} \times \frac{PMM}{NPD}}{H_{\max_BT}} + \Delta P_{1BT}} \right] \cdot AI_{30} \quad (III-22)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{1BT} &= P_{\max_BT} - \frac{H_{\max_BT} \times P_{\max_BT}}{H'_{\max_BT}} \text{ et} \\
 \Delta P_{HTA} &= P_{\max_HTA} - \frac{H_{\max_BT} \times P_{\max_HTA}}{H'_{\max_BT}} \quad (III-23)
 \end{aligned}$$

Un nouvel abaque en 3D peut être tracée illustrant le coût d'un kW de perte à la pointe en fonction de $H_{\max}$ et $H'_{\max}$ comme illustrée par la figure II.39. Le cas sans stockage est représenté en rouge sur la figure. Les valeurs correspondantes sont données en *Annexe 5*.

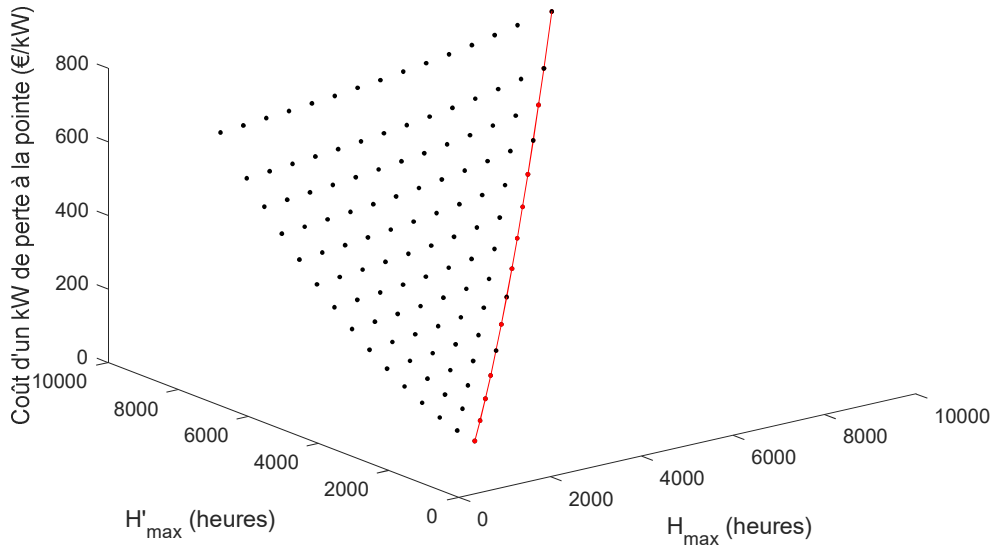


Figure III-9: nouvel abaque en présence de stockage

III-D. Application sur l'étude d'une ligne triphasée équilibrée

Pour finir avec cette partie, une étude comparative entre les coûts d'un kW de perte à la pointe sans stockage et avec stockage est réalisée sur un petit réseau de distribution. Ce réseau est constitué d'un poste de distribution, d'une ligne triphasée avec un neutre connecté à la terre au poste et distribué régulièrement le long de la ligne, d'une charge triphasée, ainsi qu'une batterie connectée aussi en triphasé. Dans un premier temps et dans le but de n'évaluer que l'impact du stockage sur le coût annuel des pertes, la charge est considérée équilibrée.

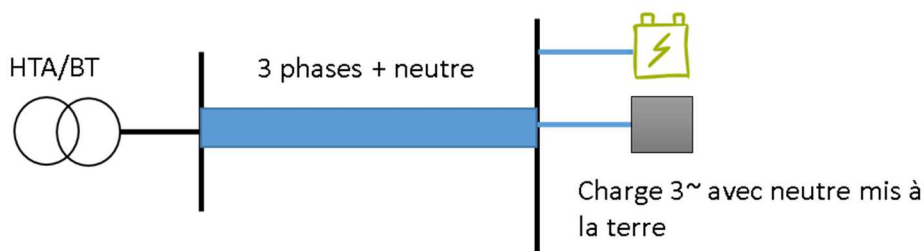


Figure III-10: Réseau BT avec charge et stockage

Dans cet exemple, la batterie est gérée avec la fonction d'optimisation décrite dans le chapitre II (Fonction d'optimisation N°1, section II.A.1). Le taux de stockage varie entre 5% et 50% de la puissance maximale consommée par pas de 5%. Pour chaque taux de stockage, l'objectif est alors de calculer le coût des pertes annuelles sans prise en compte de stockage et avec prise en compte de stockage et d'analyser l'éventuelle différence. Tout d'abord, nous lisons directement $H_{\max}$ et $P'_{\max}$ sur la courbe du poste. Nous calculons ensuite les pertes à la pointe pour le pire moment de la journée. Puis nous en déduisons le coût des pertes en utilisant l'abaque d'ENEDIS et le nouvel abaque que nous proposons. Les résultats obtenus pour cet exemple sont illustrés dans la Figure III-11. Celle-ci présente les pertes à la pointe en kW, le coût d'un kW à la pointe en k€, le coût annuel des pertes en k€, ainsi que le $H_{\max}$ en heure, en fonction du taux de stockage pour les abaques (ENEDIS et le nouveau).

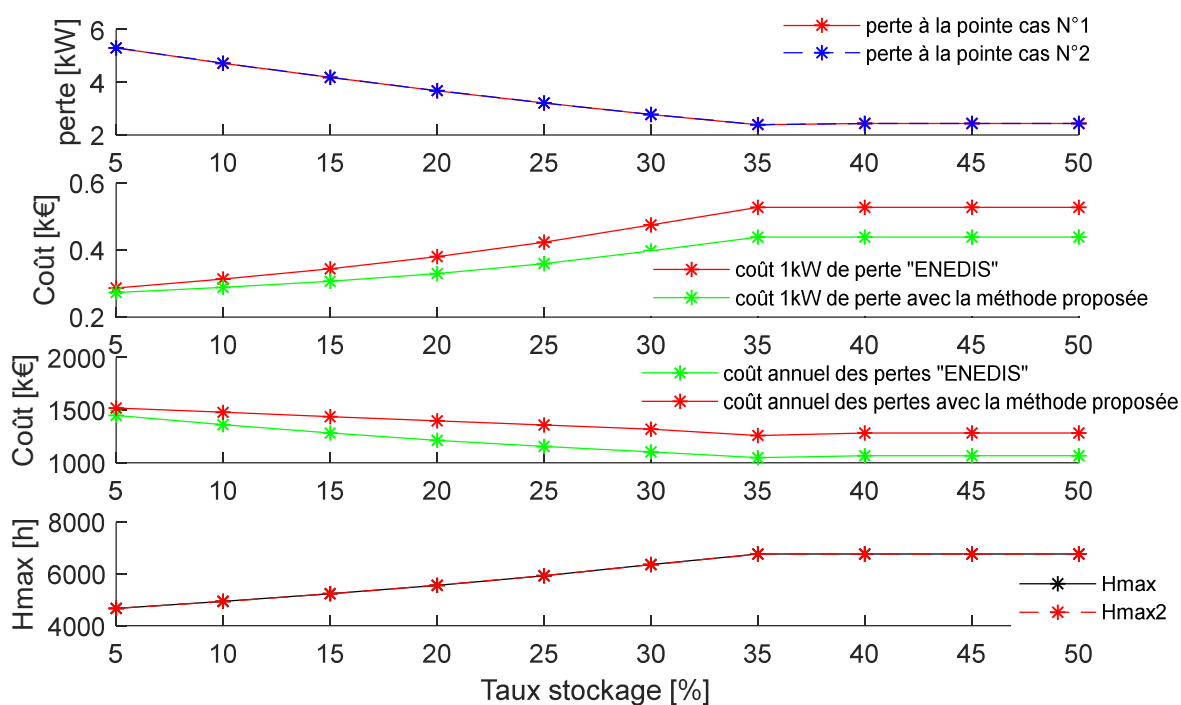


Figure III-11 : comparaison coûts des pertes (en fonction taux stockage) calculés avec données ENEDIS et avec données calculées

Comme attendu, nous constatons que l'intégration du stockage au calcul des pertes à la pointe permet de mieux valoriser l'intérêt du stockage grâce à une diminution du coût des pertes annuelles. En fonction du taux de pénétration de stockage, ces gains peuvent aller de 4.5 à 17%

du prix trouvé avec l'abaque ENEDIS. Une étude économique approfondie sur l'intérêt pour le DSO d'utiliser du stockage est menée dans le chapitre IV.

IV. Coût d'un kW de perte à la pointe avec production PV

IV-A. Coût d'annuité d'investissement

Dans le cas de la présence de production PV, deux cas sont à considérer :

- Cas N°1 : la puissance maximale de l'année est définie par la consommation

La pénétration de production PV dans le réseau est faible ou moyenne telle que la puissance maximale est définie par la consommation et n'est pas impactée par la production PV. Le coût d'annuité d'investissement reste alors identique au coût sans production PV.

- Cas N°2 : la puissance maximale de l'année est définie par la production.

La pénétration de production PV est importante et va jusqu'à provoquer des situations d'exportation de puissance vers le réseau HTA supérieure à la puissance maximale définie par la consommation. La puissance maximale définie par la production est supérieure à la puissance maximale définie par la consommation. L'augmentation de cette puissance se traduit par une surcharge du réseau, ainsi le coût d'annuité d'investissement est modifié à la hausse.

Contrairement au stockage, l'énergie délivrée par le poste HTA/BT ne sera pas constante donc les relations (III-17) et (III-18) ne peuvent pas être utilisées. Ainsi les coûts d'un kW de perte à la pointe ne peuvent être donnés sous forme d'un tableau comme pour le cas du stockage. Le nouveau coût d'annuité d'investissement basé sur la puissance maximale moyenne correspondant au H_{max} initiale sans production PV. Si la puissance maximale est imposée par la production, alors on considère en plus la surcharge provoquée par le PV⁹. Ainsi ce calcul est donné comme suit :

$$C_{APV} = \left[\frac{(cout_poste_HTA \times AI_{40} + (cout_{cable_ligne_HTA} + cout_{poste_BT_HTA}) \times AI_{30})}{Pmax_{HTA_moy}} \right] + \left[\frac{cout_poste_BT + cout_cable_ligne_BT}{Pmax_{BTmoy} - \Delta P2_{BTmoy}} \right] \times AI_{30} \quad (III-24)$$

Avec (voir Tableau III-1 pour les autres paramètres)

$\Delta P2_{BTmoy}$: réduction de la puissance maximale moyenne due au PV.

Le type de production installée sur le réseau HTA, est différent du réseau BT, les puissances installées sont réparties selon le type de production comme suit : l'éolien avec 3.2 MW installée, le PV 3243 MW, cogénération 2.22 MW, hydraulique 109 MW et bio énergie 45.27 MW [Ened17b]. Ainsi le comportement de la production en HTA est complètement différent de la

⁹ La différence entre la nouvelle puissance maximale (imposé par le PV) et la puissance maximale initiale.

production en réseau BT. Une forte production PV sur le réseau BT n'impact pas forcément la puissance maximale au niveau du réseau HTA. De plus la pointe en réseau HTA est plus importante du fait que la nature des consommateurs est plus variée (grosse consommation des industriels) et à cause de l'effet de foisonnement. Ainsi il faudrait toute une étude sur le réseau HTA pour savoir dans quel cas cette puissance maximale sera impactée par la production du réseau BT. Pour toutes ces raisons le coût d'annuité d'investissement en HTA ne subira pas de modification.

Par ailleurs, lors des calculs du coût d'annuité d'investissement nous avons pris des valeurs moyennes (cf Tableau III-1), donc la valeur $\Delta P_{BT\text{moy}}$ il faut qu'elle soit aussi une valeur moyenne. Pour calculer cette valeur nous avons supposé que :

$$\frac{P_{\max BT}}{\Delta P_{BT\text{moy}}} = \frac{P_{\max}}{\Delta P_{BT}} \quad (\text{III-25})$$

Avec :

- $P_{\max BT}$: puissance maximale moyenne en réseau BT qui est en fonction de $H_{\max}$ (donnée dans le Tableau III-1).
- $P_{\max}$: puissance maximale au niveau de Poste HTA/BT étudié.
- ΔP_{BT} : la surcharge dans le réseau BT provoquée par la production PV.
- $\Delta P_{BT\text{moy}}$: la surcharge dans le réseau BT provoquée par la production PV ramenée à la moyenne.

$\Delta P_{BT\text{moy}}$ est calculée avec l'équation suivante :

$$\Delta P_{BT} = \frac{P_{\max BT} \times (P'_{\max BT} - P_{\max BT})}{P_{\max}} \quad (\text{III-26})$$

Avec

- $P'_{\max BT}$: nouvelle puissance maximale définie par la production PV.

IV-B. Coût de l'énergie annuelle perdue pour 1kW

On rappelle que le lien entre le coût de l'énergie perdue pour 1kW et $H_{\max}$ se fait à travers la relation suivante (III-13):

$$\text{Coût}_{\text{énergie perdue}}(H_{\max}) = \left(a \times H_{\max} + (1 - a) \times \frac{H_{\max}^2}{8760} \right) \times \text{Coût}_{\text{kwh}}$$

Ainsi pour estimer l'impact de la production PV sur le coût de l'énergie perdue pour un kW, il faut passer par l'évaluation du coefficient de forme « a » en fonction du taux d'insertion de PV. La *Figure III-12* illustre l'évolution de ce coefficient pour quelques courbes de charge en fonction du taux d'insertion PV. Dans cette courbe la moyenne de ce coefficient « a » (des courbes de charge considérées) pour chaque taux d'insertion PV est représentée. Sur cette figure

nous constatons que la forme de l'évaluation du coefficient de forme « a » en fonction du taux d'insertion PV est similaire pour toutes les courbes de charge considérées. Bien que ces valeurs diffèrent d'une courbe de charge à une autre pour un même taux d'insertion PV, l'écart est faible. L'écart maximal apparaît pour un taux de PV de 150% et vaut environ 24% de la valeur moyenne. De plus, dans l'étude de sensibilité menée dans la section II-C-2, un écart faible du coefficient de forme « a » ne provoque pas une erreur importante dans le coût de l'énergie annuelle perdue pour un kW. Ainsi, une moyenne des coefficients de forme « a » pour toutes les courbes de charges est prise pour chaque taux d'insertion PV.

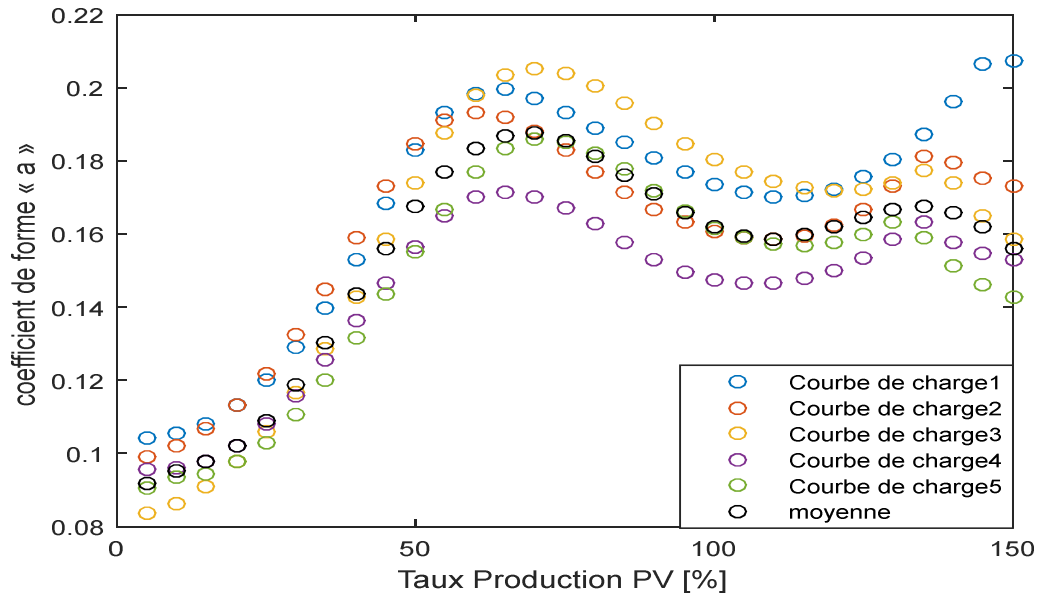


Figure III-12: variation du coefficient « a » en fonction du taux d'insertion PV

IV-C. Application sur l'étude d'une ligne triphasée équilibrée

Sur le même cas d'étude présenté en III-D, on compare le coût d'1kW de perte à la pointe sans production et stockage avec le nouveau coût avec production. La Figure III-13 montre les résultats obtenus pour un taux de PV variant de 5% à 150%. Les pertes à la pointe sont calculées grâce à un calcul de répartition des charges (*loadflow*). Le coût correspondant est calculé sans production ni stockage en vert et avec production en rouge. On peut constater que la non prise en compte de la production dans la méthode d'évaluation des coûts conduit à sous-estimer les coûts. Ce qui montre l'importance d'intégrer les impacts de la production PV dans le calcul du coût annuel des pertes. La différence entre le coût annelle par la méthode d'ENEDIS et par le modèle proposé varie de 5 à 33% du coût calculé par la méthode d'ENEDIS.

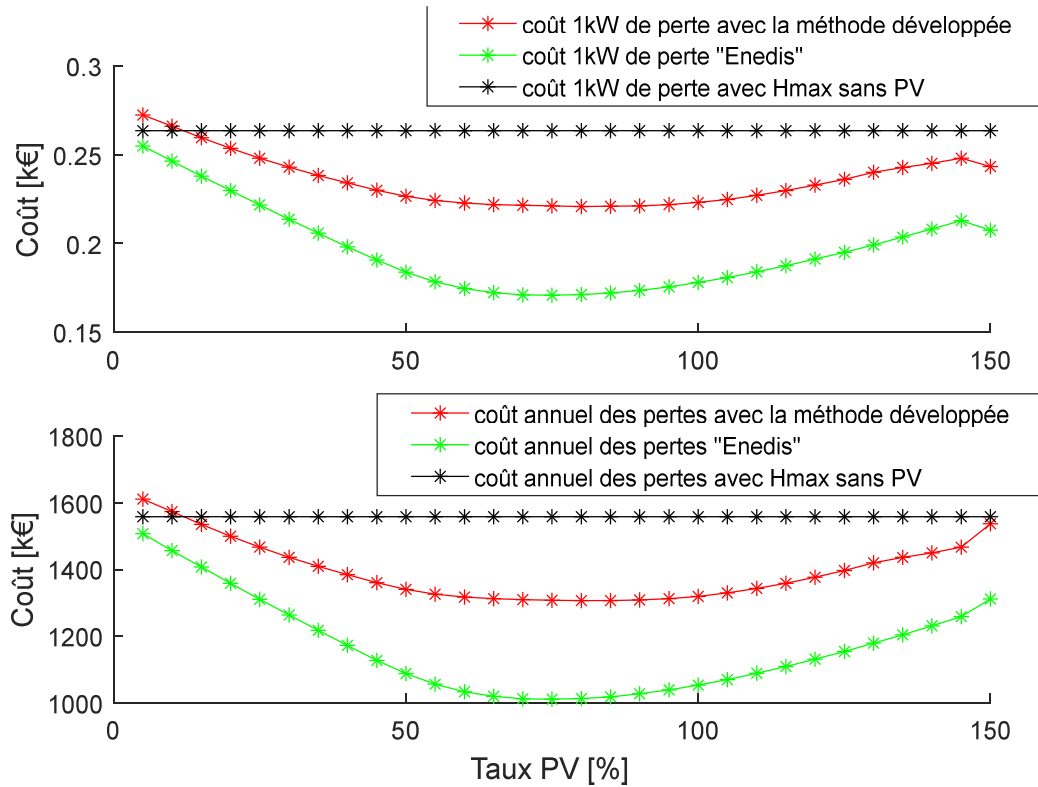


Figure III-13: coûts des pertes en fonction taux PV (ENEDIS vs méthodes proposées)

V. Coût d'un kW de perte à la pointe avec production PV et stockage

La prise en compte de la production et du stockage complexifie le problème. Afin de limiter le nombre de cas possible ainsi que les temps de calculs, nous avons choisi de réduire le nombre de taux de stockage étudié par taux de PV. Ainsi pour chaque taux de PV étudié (τ), trois taux de stockage sont étudiés ($\beta = \frac{\tau}{2}$, $\beta = \tau$ et $\beta = 2 \times \tau$).

V-A. Coût d'annuité d'investissement

Le stockage agit sur la puissance maximale qu'elle soit imposée par la charge ou par la production en permettant d'avoir une marge de plus pour la capacité d'accueil du réseau BT. Cette marge se traduit en une réduction du coût d'annuité d'investissement. La production PV de son côté, provoquera une augmentation du coût d'annuité d'investissement dans le cas où la puissance maximale est définie par cette production. Ainsi il faut distinguer 2 cas :

1. La pointe annuelle est définie par la charge : seul le stockage aura un impact sur le coût d'annuité d'investissement. On peut donc utiliser les équations (III-18) et (III-19)
2. La pointe annuelle définie par la production PV : dans ce cas le coût d'annuité d'investissement est modifié à la hausse par la production PV, ensuite à la baisse

par le stockage. Ainsi le coût d'annuité d'investissement est calculé avec les relations suivantes :

$$CA_{PVS} = \left[\frac{cout_{post_{HTA}} * AI_{40} + (cout_{cable_{ligne_{HTA}}} + cout_{post_{BT_{HTA}}}) * AI_{30}}{P_{max_{HTA}} + \Delta P_{HTAmoy}} \right] + \left[\frac{cout_{post_{BT}} + cout_{cable_{ligne_{BT}}}) * AI_{30}}{P_{max_{BT}} + \Delta P1_{BTmoy} - \Delta P2_{BTmoy}} \right] * AI_{30} \quad (III-27)$$

$$\Delta P1_{BTmoy} = \frac{P_{max_{BT}} \times (P1'_{max} - P2'_{max})}{P1'_{max}} \quad (III-28)$$

Avec :

$P1'_{max}$: nouvelle puissance maximale définie par la production PV.

$P2'_{max}$: la nouvelle puissance maximale après utilisation du stockage.

ΔP_{HTAmoy} : capacité d'accueil supplémentaire gagnée sur le réseau **HTA** grâce au stockage ramenée à la moyenne.

$\Delta P1_{BTmoy}$: capacité d'accueil supplémentaire gagnée sur le réseau **BT** grâce au stockage, ramenée à la moyenne.

$\Delta P2_{BTmoy}$: la surcharge sur le réseau, provoquée par la production PV, ramenée à la moyenne.

Pour les mêmes raisons citées déjà dans le cas production PV seule (cf section IV), cette production est considérée sans impact sur la pointe annuelle du réseau HTA.

V-B. Coût annuel de l'énergie perdue pour 1kW

Comme pour l'impact de la production PV seule, il faut regarder l'évolution du coefficient de forme « a » en fonction du taux de pénétration du PV et en fonction du taux de stockage. La *Figure III-14* montre l'évolution de ce coefficient (coefficient de forme « a ») en fonction du taux de PV et de stockage. On constate que la variation des valeurs de « a » est importante en fonction du taux PV (de 0.07 à 0.6). En revanche, elle est très faible pour un taux de PV donné (entre 0 à 1.3% de la valeur moyenne).

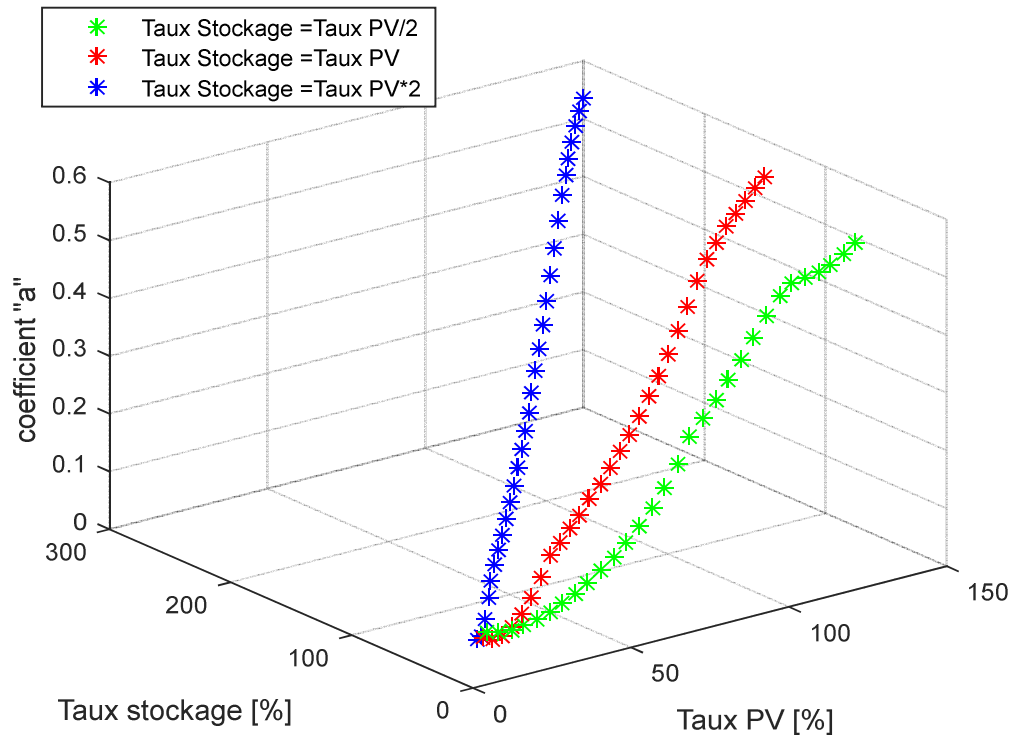


Figure III-14: III-15: évolution du coefficient « a » en fonction du taux de stockage et du taux PV – voir Annexe 6

La *Figure III-16* montre l'évolution du facteur « a » en fonction du taux de pénétration PV et du taux d'insertion du stockage pour les 7 courbes de charge. Dans cette figure, le taux de stockage est égal au taux de PV. On remarque que l'évolution du coefficient de forme « a » est similaire pour toutes les courbes de charges que nous avons considérées. La différence maximale des coefficients « a » pour toutes les courbes de charge considérées est estimée à 29% et se produit pour un taux de PV et de stockage de 120%. Nous pouvons constater que la forme de l'évolution du coefficient « a » est similaire en fonction du taux d'insertion de PV. Ainsi pour chaque taux d'insertion PV considéré, une moyenne des coefficients « a » est considérée.

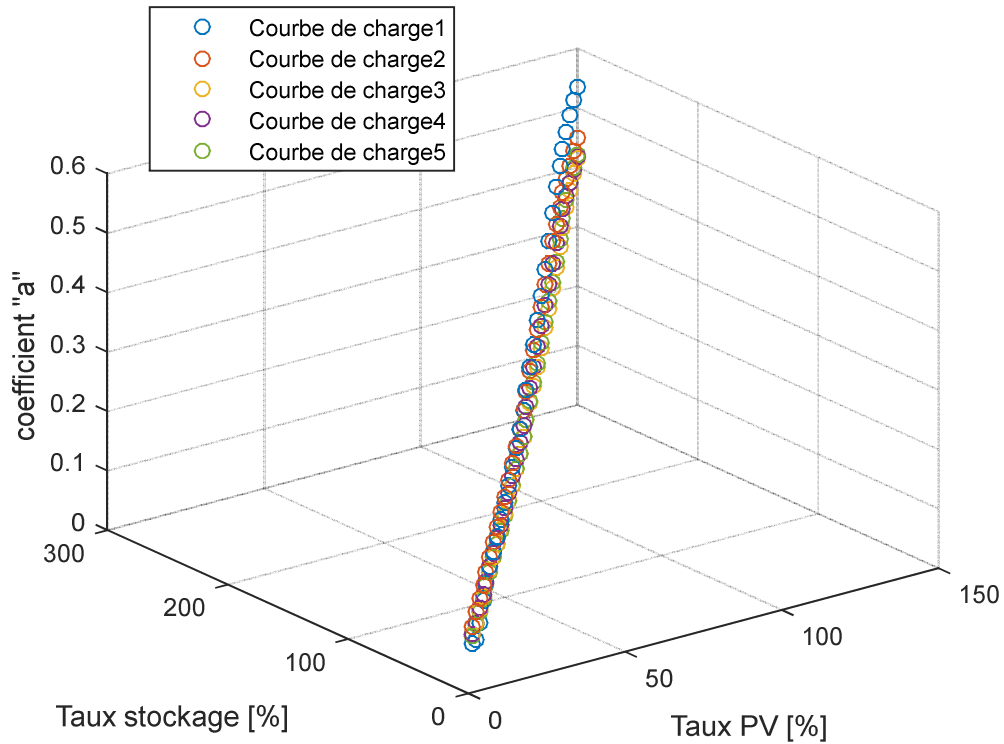


Figure III-16: évolution du coefficient « a » en fonction du taux de stockage et du taux PV (taux de stockage égale taux PV)

Ainsi, le coût d'un kW de perte à la pointe en présence de la production PV et de stockage est défini par la relation suivante :

$$C_{1kWpp} = \text{coût d'annuité d'investissement} \\ + \text{coût de l'énergie perdue pour achemener 1kW}$$

Chacun des deux termes qui composent la relation ci-dessus est calculé en suivant les étapes ci-après :

- Calcul du coût d'annuité d'investissement,
 - Ce coût dépend uniquement du stockage si la puissance maximale est définie par la consommation. On utilise alors l'équation (III-15)
 - Ce coût dépend du stockage et de la production si la puissance maximale est définie par la production. On utilise alors les équations (III-27) et (III-28)
- Pour chaque taux de PV donné, calcul du coefficient de forme « a », avec une interpolation sur le vecteur des « a » moyens obtenus (cf paragraphe précédent). Ensuite calculer le h_{pertes} en utilisant la relation (II-13). H'_{max} peut être calculé à

l'aide des relations analytiques développées dans le chapitre II. Le h_{pertes} doit être multiplié par le coût de l'énergie (75€ le MWh suivant nos hypothèses).

- Pour finir, faire la somme des deux coûts (coût d'annuité d'investissement, et coût de h_{pertes}).

V-C. Application sur l'étude d'une ligne triphasée équilibrée

Sur le même cas d'étude présenté en III-D, on compare le coût d'1kW de perte à la pointe sans production et stockage avec le nouveau coût avec production et stockage. La *Figure III-17* montre les résultats obtenus pour un taux de PV variant de 5% à 150% et un taux de stockage égal au taux de PV. Les pertes à la pointe sont calculées grâce à un *loadflow*. Le coût correspondant est calculé sans production ni stockage en bleu et avec production et stockage en rouge.

La différence maximale entre les deux calculs pour un taux de stockage et de production PV est égale à 35%. On remarque que jusqu'à 80% de taux d'insertion de PV et de stockage, le nouveau coût calculé est inférieur au coût obtenu par la méthode d'ENEDIS. Cela est dû aux effets du stockage qui réduisent le coût d'annuité d'investissement. Au-delà de 80%, la tendance s'inverse car les effets de stockage deviennent limités et la production PV fait augmenter le coût d'énergie pour un kW livré (modification du coefficient « a »). De plus dans la méthode que nous avons développée, lorsque le PV modifie le H_{max} , nous avons considéré que le coût d'annuité d'investissement est constant si la pointe annuelle est imposée par la consommation. Alors que dans les données ENEDIS, ce coût change (coût d'annuité d'investissement) en fonction de H_{max} .

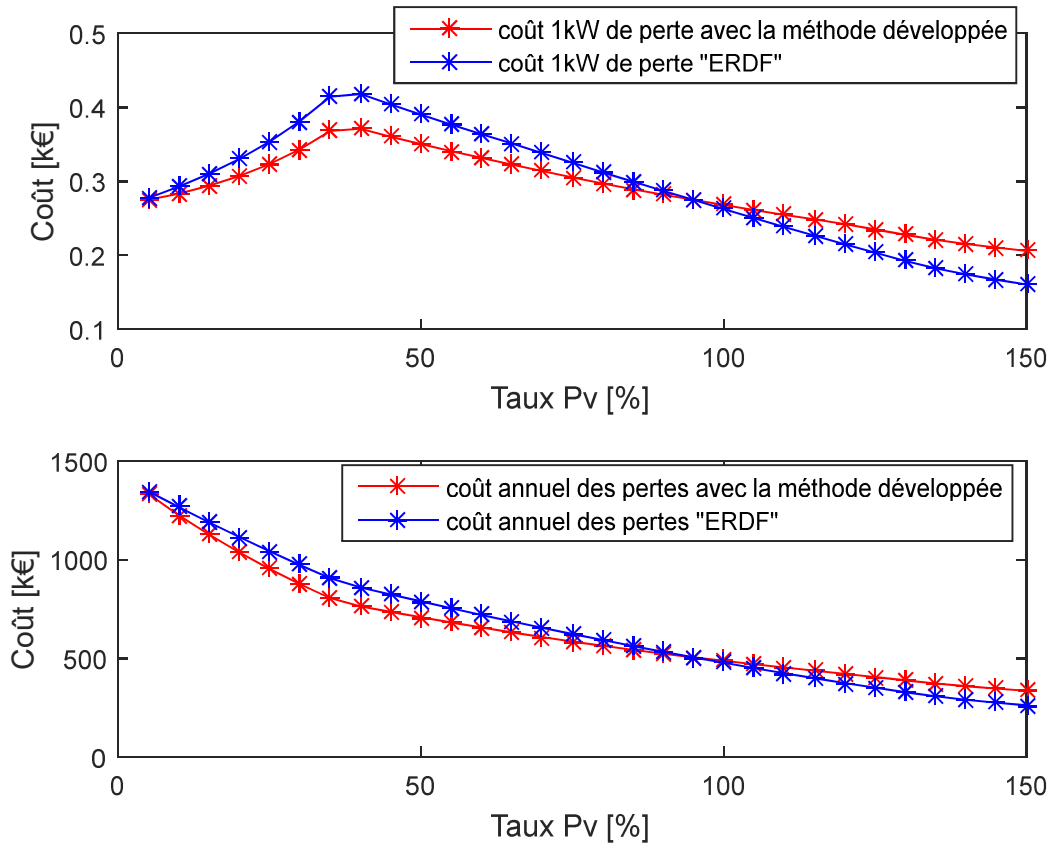


Figure III-17: Comparaison coûts des pertes (en fonction taux PV et du taux de stockage) calculés avec données ENEDIS et avec la méthode développée

VI. Estimation des pertes dans un réseau déséquilibré

Les réseaux de distribution BT alimentent des charges monophasées ou triphasées réparties de façon plus ou moins équilibrée. En régime équilibrée, la somme vectorielle des courants dans les 3 phases est égale à 0 et représente le courant circulant dans le neutre. Dès lors que le module d'un des courants changent ou encore sa phase, la somme vectorielle n'est plus égale à 0 et un courant circule dans le neutre. Ainsi, les pertes dans le neutre sont directement liées au déséquilibre entre les phases. Plus le déséquilibre sera important et plus les pertes dans le neutre le seront. Il est donc nécessaire de quantifier cette augmentation des pertes du au déséquilibre des charges et/ou productions. Cependant le moment où le déséquilibre est le plus important ne se produit pas nécessairement lorsque la puissance dans les trois phases est maximale. Nous allons illustrer ce phénomène dans cette partie.

VI-A. Description du cas d'étude pour l'estimation des pertes dans le neutre

On considère le réseau simplifié de la Figure III-18 issu d'un réseau réel et constitué d'un poste de distribution HTA/BT, d'une ligne triphasée avec neutre distribué et d'une charge triphasée raccordée à l'extrémité de la ligne. Le neutre est mis à la terre au niveau du transformateur ainsi qu'au niveau de la charge. La charge triphasée est représentée par trois charges monophasées pouvant avoir des puissances différentes afin de traduire le déséquilibre possible de la charge triphasée.

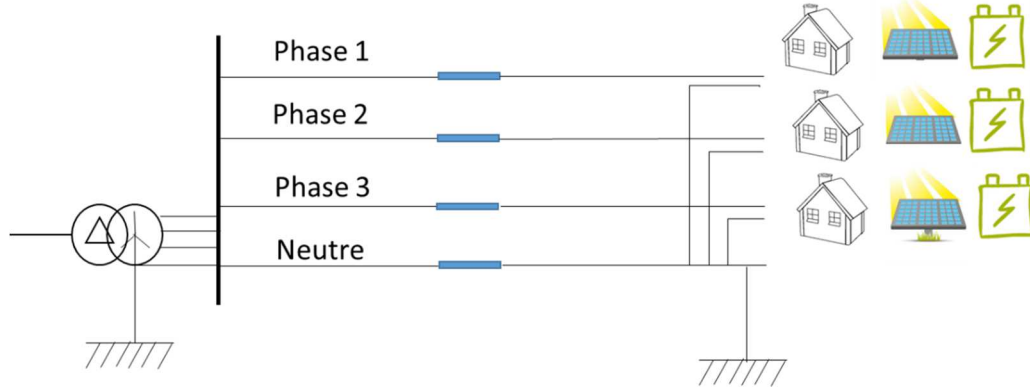


Figure III-18: Réseau de distribution BT

La modélisation des conducteurs est réalisée sur la base d'une matrice d'impédances, modèle particulièrement adapté à une ligne avec quatre fils (trois phases + neutre) comme illustré dans Figure III-19.

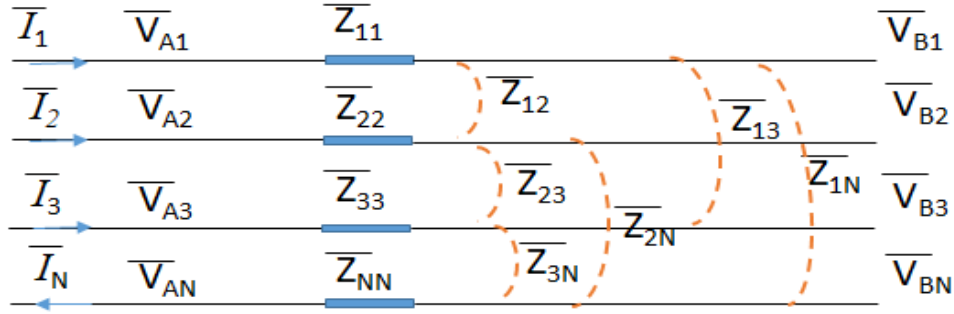


Figure III-19: Modèle d'un conducteur à 3 phases + neutre

Compte tenues de la faible longueur des conducteurs et de la tension au niveau du réseau de distribution, les effets capacitifs sont négligés dans ce modèle [CIR03]. La matrice d'impédance du réseau est donnée par l'équation (III-29)

$$\begin{bmatrix} \overline{V_{A1}} - \overline{V_{B1}} \\ \overline{V_{A2}} - \overline{V_{B2}} \\ \overline{V_{A3}} - \overline{V_{B3}} \\ \overline{V_{AN}} - \overline{V_{BN}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{Z_{11}} & \overline{Z_{12}} & \overline{Z_{13}} & \overline{Z_{1N}} \\ \overline{Z_{21}} & \overline{Z_{22}} & \overline{Z_{23}} & \overline{Z_{2N}} \\ \overline{Z_{31}} & \overline{Z_{32}} & \overline{Z_{33}} & \overline{Z_{3N}} \\ \overline{Z_{N1}} & \overline{Z_{N2}} & \overline{Z_{N3}} & \overline{Z_{NN}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \\ \overline{I_3} \\ \overline{I_N} \end{bmatrix} \quad (\text{III-29})$$

Dans les travaux qui seront présentés dans ce chapitre, nous prenons comme hypothèse que les conducteurs des trois phases ont la même section et que toutes les impédances mutuelles sont identiques. Ainsi les équations (III-30) et (III-31) peuvent être considérées comme suit :

$$\overline{Z_{11}} = \overline{Z_{22}} = \overline{Z_{33}} = \overline{Z_{ph}} \quad (\text{III-30})$$

$$\overline{Z_{12}} = \overline{Z_{13}} = \overline{Z_{23}} = \overline{Z_{N1}} = \overline{Z_{N2}} = \overline{Z_{N3}} = \overline{Z_m} \quad (\text{III-31})$$

Avec :

- $\overline{Z_{ph}}$: impédance propre d'une phase.
- $\overline{Z_m}$: impédance mutuelle entre deux phases.
- $\overline{Z_{NN}}$: impédance propre du conducteur du neutre.
- $\overline{V_{A1}}, \overline{V_{A2}}, \overline{V_{A3}}, \overline{V_{AN}}$: tensions simples en début de la ligne (au point A) pour les phases 1, 2, 3 et dans le neutre.
- $\overline{V_{B1}}, \overline{V_{B2}}, \overline{V_{B3}}, \overline{V_{BN}}$: tensions en bout de la ligne (au point B) pour les phases 1, 2, 3 et dans le neutre.
- $\overline{I_1}, \overline{I_2}, \overline{I_3}, \overline{I_N}$: courants qui circulent dans les phases 1, 2, 3, et dans le conducteur du neutre.

Nous avons utilisé un conducteur usuel en BT de section 95 mm² Aluminium avec une résistance de 0.362 Ω/km et une réactance de 0.777 Ω/km. Les départs BT ont une longueur qui varie d'une centaine de mètres à plusieurs centaines de mètres. Ainsi nous avons considéré un départ de 200m. Pour illustrer la désynchronisation entre déséquilibre maximal et les puissances dans les trois phases maximales, 3 courbes de charge sont considérées, une par phase. Celles-ci sont générées avec le logigramme de la *Figure III-20* que l'on détaillera par la suite. Les pertes sont calculées avec un *loadflow* à chaque pas de temps. Le *Tableau III-2* présente les valeurs des pertes maximales dans les 3 phases et dans le neutre ainsi que les instants d'apparition. Ces résultats confirment donc cet effet de désynchronisation.

Tableau III-2: Exemple de pertes maximales dans les 3 phases et dans le neutre sur des courbes générées avec le logigramme de la Figure III-20.

	Pertes max	N° de jour	Heure
Phase1	263.35W	351	20h
Phase2	243.34W	353	13h
Phase3	259.37W	353	12h
Neutre	16.01W	137	9h

VI-B. Algorithme d'estimation des pertes dans le neutre

Il est donc compliqué d'estimer les pertes dans le neutre sans avoir la connaissance des courbes de chaque charge et du réseau. Il a été donc décidé de mener une étude statistique afin d'estimer la participation moyenne du neutre aux pertes totales du réseau. On définit donc le taux de pertes dans le neutre par la relation 1 :

$$\gamma_N = \frac{\sum_{t=1}^{8760} Pertes_4(t)}{\sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^4 Pertes_i(t)} \quad (III-32)$$

$$\gamma_N = \frac{1}{1 + \frac{\sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^3 Pertes_i(t)}{\sum_{t=1}^{8760} Pertes_4(t)}} \quad (III-33)$$

Avec :

- γ_N : Coefficient de déséquilibre des pertes dans le neutre ,
- $Pertes_i(t)$: Pertes dans la phase i à l'heure t (kW) pour $i = 1$ à 3 et dans le neutre pour $i=4$.

Une approche Monte Carlo a été utilisée pour estimer le taux de pertes dans le neutre. A chaque itération, une courbe de charge équivalente sur chacune des phases du poste de distribution est générée. Un *loadflow* est réalisé sur les 8760 pas de temps de ces courbes de charges afin de déterminer les pertes annuelles dans le neutre et dans les 3 phases. Le taux de déséquilibre γ_N est ensuite calculé selon la formule (III-32). Ce procédé est réitéré pour différents taux de pénétration de stockage.

VI-B-1. Génération des courbes de charge

Pour définir de façon statistique le comportement de la consommation d'un groupe de clients, nous avons utilisé un profil réel de consommation normalisé puis multiplié par la puissance souscrite des consommateurs. La consommation d'électricité dans le secteur résidentiel est en liaison étroite avec la taille du logement et le type de ce dernier (appartement ou maison). La puissance de l'abonnement électrique prend souvent en compte différents critères comme par exemple la taille du logement qui reflète le nombre d'individus qui occupent ce logement, la fréquence d'utilisation des appareils électriques et le type de chauffage. Le *Tableau III-3* montre la disparité des types des logements, de leurs tailles et des puissances d'abonnement électrique [INS99a], [INS99b], [PRI].

Tableau III-3: Statistiques des logements et puissances d'abonnement [INS99a], [INS99b], [PRI].

Appartement			Maison		
70%			30%		
Nombre de pièces	Pourcentage	Puissance d'abonnement	Nombre de pièces	Pourcentage	Puissance d'abonnement
1	12,35%	6 kVA	1	0,54 %	6 kVA
2	23,73%	6 kVA	2	4,470 %	6 kVA
3	31,96%	9 kVA	3	15,2%	9 kVA
4	22,76%	9 kVA	4	30,59%	9 kVA
5	7,26%	9 kVA	5	27,55%	9 kVA
6	1,94%	12 kVA	6	21,65%	12 kVA

La consommation électrique vue au niveau d'un poste de distribution dépend également du nombre de clients alimentés. Par conséquent, les courbes de charge que nous avons établies et utilisées pour les études de ce chapitre prennent en compte cette disparité. De plus, tous les consommateurs n'ont pas le même comportement électrique qui peut être impacté par divers facteurs et événements comme par exemple les heures de présence du consommateur dans son logement. Il n'est donc pas possible de considérer la même forme de la courbe de charge pour tous les clients. Des études ont montré que la consommation au niveau du réseau de distribution HTA [BRI12] et en BT [Nijh17b] suit une loi de probabilité gaussienne. Par manque de données sur la consommation en BT nous avons considéré que la consommation sur le réseau BT suit une loi gaussienne. Ainsi pour la construction de chaque courbe de charge nous avons suivi

3. Nouvelle méthode de calcul du coût des pertes

deux grandes étapes présentées en deux blocs dans logigramme de la *Figure III-20* et détaillées juste après.

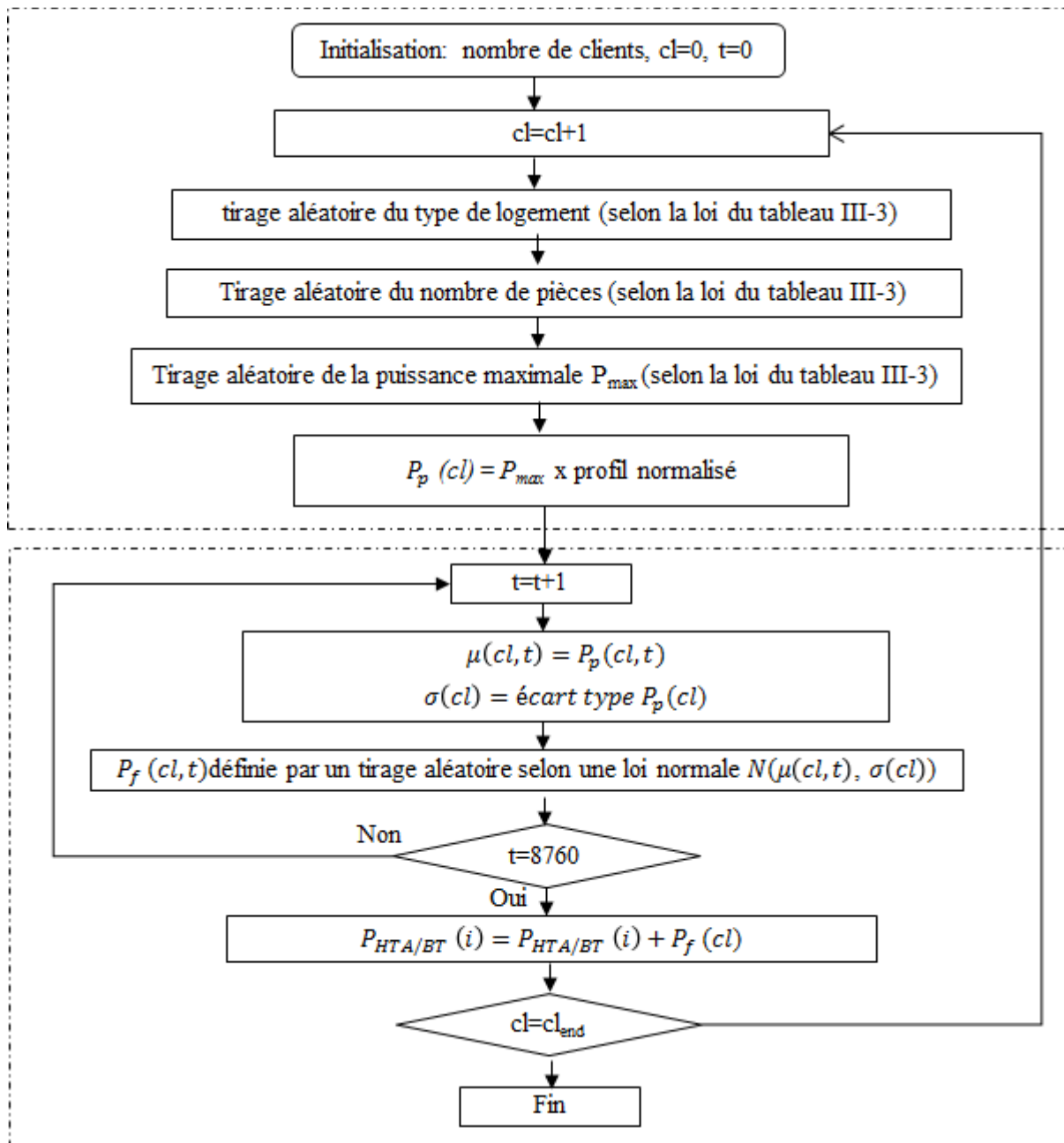


Figure III-20 : Logigramme de construction des courbes de charge.

- Etape N°1 : construction de la courbe de charge annuelle d'un client échantillonnée par pas d'une heure, $P_p(cl)$.

Le profil obtenu sur le site d'ENEDIS est normalisé puis multiplié par la puissance maximale. La puissance maximale d'un client BT est déterminée en tirant aléatoirement le type de logement et le nombre de pièces selon la loi définie par le *Tableau III-3*

- Etape N°2 : introduction d'aléas de comportement sur les courbes de charges des clients.

La courbe de charge générée à l'étape 1 est modifiée à chaque pas de temps « t » suivant une loi normale de moyenne $P_p(cl,t)$ et d'écart type celui de $P_p(cl)$. Si on considérait la moyenne de $P_p(cl)$ pour chaque pas de temps alors on déformerait trop la courbe de charge qui n'aurait plus la tendance générale observée sur toute courbe de charge en France comme par exemple la pointe entre 19h et 20h, le creux de consommation la nuit et une consommation hivernale plus importante qu'en été.

La *Figure III-21* illustre un exemple de construction des courbes de charge. Cet exemple représente des courbes de charge sur les trois phases (annuelles et journalières) vues au niveau du poste HTA/BT pour un exemple de 16 clients.

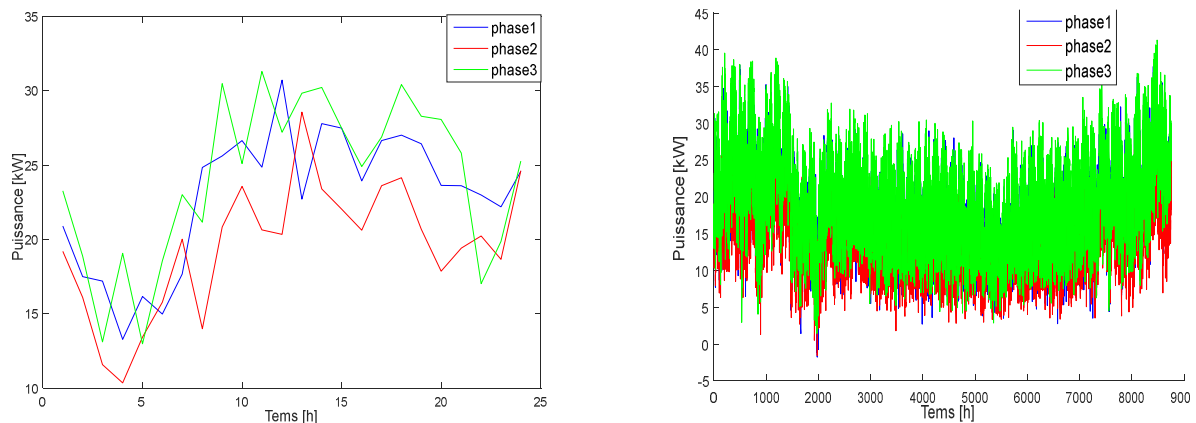


Figure III-21 : Exemple de courbes de charge réalisées (journalières et annuelles sur les 3 phases).

VI-B-2. Résultats

La *Figure III-22* montre le taux de déséquilibre moyen du neutre en fonction du nombre de clients et pour différent taux de pénétration de stockage. En effet, à chaque itération Monte Carlo, lors du processus de construction des courbes de charge agrégées sur les différentes phases, le nombre de clients varie. Ainsi chaque point de la *Figure III-22* correspond à une moyenne des taux de déséquilibre obtenus pour un nombre de clients fixé et un taux de stockage fixé. Par ailleurs, le stockage est ici de type monophasé. Ainsi pour un taux de pénétration de stockage de 5% de la puissance totale maximale sur les 3 phases cela revient à mettre 1.6% de stockage sur chaque phase. On peut constater que la présence de stockage ne modifie pas la valeur de ce taux de déséquilibre moyen. En effet, le rôle du stockage est de lisser les pointes qui arrivent plutôt à des moments pendant lesquels les consommateurs se comportent de la même façon (pointe du soir) contrairement au déséquilibre. On peut constater également que quel que soit le taux de stockage, plus le nombre de clients est important et moins les déséquilibres le sont. Cela s'explique par le théorème central limite. Dans le processus des constructions des courbes de charge, le tirage de la phase de raccordement des consommateurs BT est aléatoire selon une loi uniforme. Cette hypothèse est cohérente avec le fait qu'afin d'assurer un équilibre moyen des phases. Ainsi on peut voir que pour un nombre de clients supérieur à 15, les pertes dans le neutre représentent moins de 10% des pertes totales. La *Figure III-23* est identique à la *Figure III-22* mais pour un stockage triphasé. Sur cette figure, nous pouvons faire les mêmes constatations que le cas précédent et tirer les mêmes conclusions.

Le déséquilibre maximal correspond donc à un client raccordé sur une phase, les deux autres phases étant non chargées. Dans ce cas et si nous négligeons l'effet des résistances mutuelles¹⁰ on a :

$$\gamma_{Nmax} = \frac{1}{\frac{\sum_{t=1}^{8760} (R_1 \times I_1^2(t))}{\sum_{t=1}^{8760} (R_4 \times I_4^2(t))} + 1} \quad (\text{III-34})$$

On a également $\underline{I_N} = \underline{I_1}$ d'où :

$$\gamma_{Nmax} = \frac{1}{\frac{R_1}{R_N} + 1} \quad (\text{III-35})$$

Dans le cas d'étude simulé ici, la résistance du neutre est de $0.0886 \, \Omega$ et celle d'une phase de $0.0724 \, \Omega$. Ainsi on retrouve bien le déséquilibre maximal.

$$\gamma_{Nmax} = \frac{1}{\frac{R_1}{R_N} + 1} = \frac{1}{0.8172 + 1} = 0.55 \quad (\text{III-36})$$

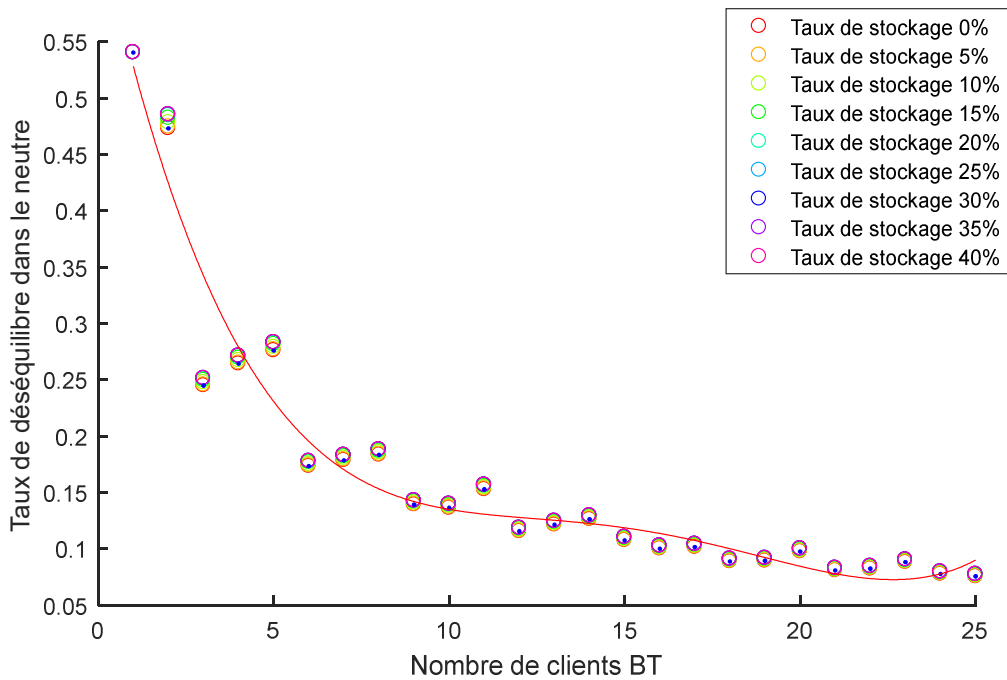


Figure III-22 : Taux de déséquilibre dans le neutre en fonction du nombre de clients BT sans stockage et avec différents taux de stockage monophasé.

¹⁰ La résistance mutuelle représente 5.5% de la résistance du neutre.

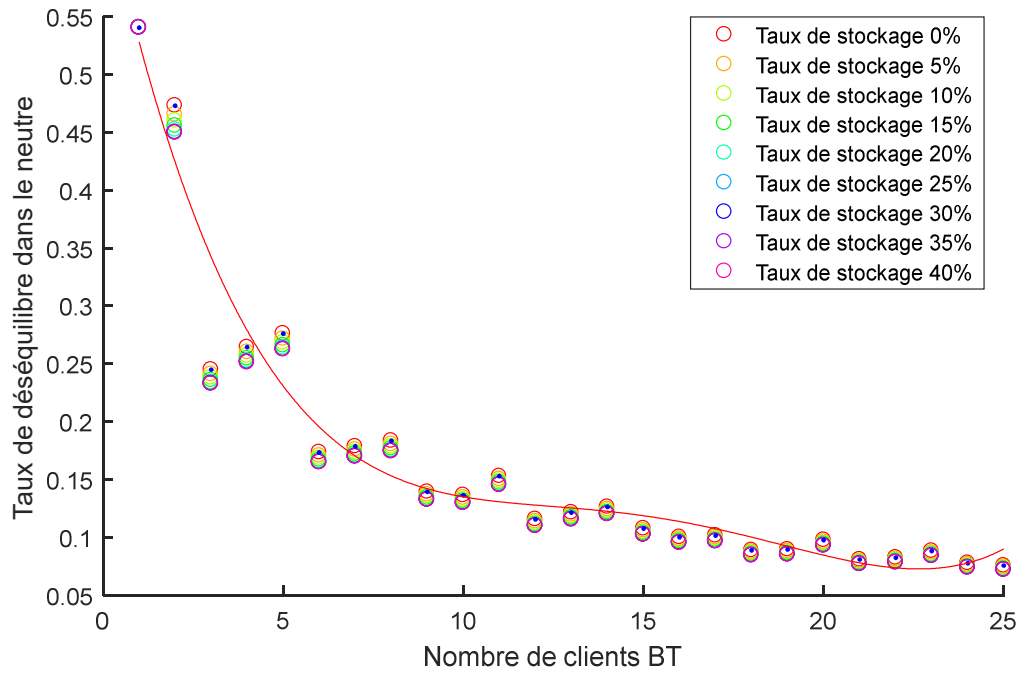


Figure III-23 : Taux de déséquilibre dans le neutre en fonction du nombre de clients BT sans stockage et avec différents taux de stockage triphasé

Les figures Figure III-24 et Figure III-25 montrent les taux de déséquilibre du neutre pour différents taux de stockage pour un stockage de type monophasé et triphasé. Premièrement, on peut voir que les taux de déséquilibre sont du même ordre de grandeur et ensuite que la dispersion des résultats est assez faible.

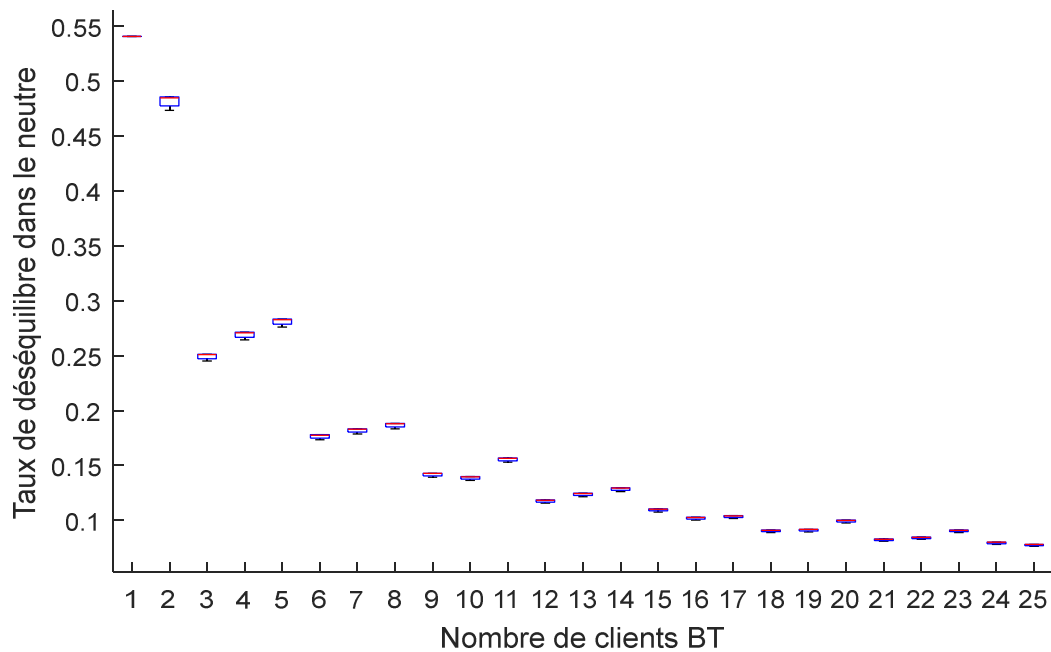


Figure III-24: Taux de déséquilibre dans le neutre en fonction du nombre de clients BT avec une dispersion des taux de stockage (stockage monophasé)

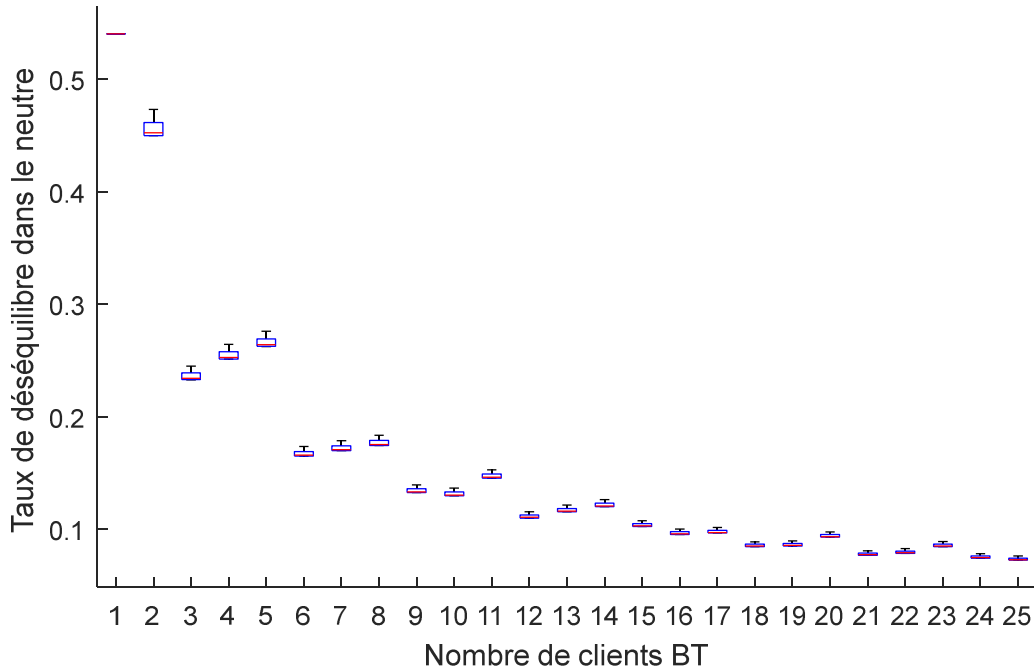


Figure III-25: Dispersion des taux de déséquilibre dans le neutre en fonction du stockage pour chaque nombre de clients BT (stockage triphasé)

Cette étude montre que le stockage n'influence pas le déséquilibre dans le réseau BT et dépend uniquement du nombre de clients. Ainsi pour la suite de l'étude, pour chaque nombre de clients le taux de déséquilibre moyen donné par la Figure III-23 sera considéré. Les pertes totales sont donc estimées en calculant d'abord les pertes dans les 3 phases (grâce aux modèles développés dans le chapitre II) puis en intégrant les pertes dans le neutre en multipliant les pertes dans les 3 phases par le coefficient $\frac{1}{1-\gamma_N(cl)}$ où $\gamma_N(cl)$ est le taux de déséquilibre dans le neutre fonction du nombre de client noté cl. Les pertes totales sont donc :

$$Pertes\ totales_kWh(cl) = \frac{\sum_{i=1}^3 (Pertes_{max}(i) \times h_{pertes}(i))}{1 - \gamma_N(cl)} \quad (III-37)$$

Avec :

- $Pertes\ totales_kWh(cl)$: pertes totales annuelles pour un nombre de clients cl (kWh)
- $Pertes_{max}(i)$: pertes maximale (à la pointe) pour la phase i (kW),
- $h_{pertes}(i)$: énergie perdue pour 1kW fournie à la phase i,
- $\gamma_N(cl)$: taux de déséquilibre dans le neutre pour un nombre de client cl.

Dans cette thèse, nous nous sommes basés sur la méthode d'ENEDIS pour calculer le coût annuel des pertes dans lequel les pertes sont estimées à la pointe et sont multipliées par un coût donné en €/kW en fonction de H_{max} . Donc pour prendre en compte l'énergie annuelle perdue dans le neutre dans l'estimation du coût total annuel des pertes, nous utilisons l'équation (III-38)

$$\text{Coût total annuel pertes}(cl) = \frac{\sum_{i=1}^3 (\text{Coût annuel pertes}(i))}{1 - \gamma_N(cl)} \quad (\text{III-38})$$

Avec

- *Coût total annuel pertes*(cl) : coût total de l'énergie annuelle perdue,
- *Coût annuel pertes*(i) : coût de l'énergie annuelle perdue pour la phase i.

VII. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons redéfini le coût du kW de perte à la pointe en fonction du stockage, de la production PV et de la combinaison des deux. Ainsi nous avons constaté que le stockage permet de diminuer le coût d'annuité d'investissement pour un kW de perte. Cela se fait au travers de la flexibilité qu'il offre au réseau, ce dernier bénéficie d'une marge en plus sur sa capacité d'accueil. La production PV, de son côté, a moins d'influence sur ce coût (coût d'annuité d'investissement) mis à part pour les cas d'une forte production. Dans ces situations, la pointe annuelle est fixée par la production. Ainsi le coût d'annuité d'investissement augmente. En revanche, la production a plus d'influence que le stockage sur le coût annuel d'énergie perdue pour un kW. Cette approche permet d'intégrer l'impact de la production et du stockage sur les décisions d'investissement du réseau que nous illustrerons dans le chapitre suivant. Par ailleurs, nous avons vu que le déséquilibre des réseaux BT augmentait les pertes. Cette augmentation dépend du niveau de déséquilibre et une étude statistique a montré que pour un nombre de client supérieur à 16, le taux des pertes générées dans le neutre est inférieur à 10% des pertes totales.

Les contributions de ce chapitre sont (telles qu'elles sont déjà présentées dans l'introduction générale) :

- C3 Amélioration d'un **modèle généralisé de calcul du coût des pertes**, intégrant les effets du stockage et de la production PV.
- C4 Extension du modèle de calcul du coût des pertes au réseau BT en proposant un modèle de calcul qui prend en compte le **déséquilibre du réseau BT** et le transit de puissance dans le conducteur du neutre.

Dans le chapitre suivant nous appliquons les différents modèles développés dans les chapitres précédents, cela, dans l'objectif d'étudier l'intérêt potentiel du stockage dans la planification des réseaux BT. Ces modèles sont intégrés dans des algorithmes avec des fonctions adaptées au problème de la planification des réseaux BT.

Chapitre IV.

Application dans des études de planification

I. Introduction

Les Gestionnaires des Réseaux de Distribution (DSO) ont la responsabilité de garantir et de maintenir l'efficacité de ces infrastructures afin d'en assurer la disponibilité et la qualité de fourniture au meilleur coût. Cela passe par des investissements dans différents composants, comme par exemple les lignes, les transformateurs, les protections entre autres, lorsque des contraintes techniques ou des nouveaux acteurs apparaissent. Comme présenté dans le chapitre I, les nouveaux acteurs du réseau de distribution (producteurs, véhicules électriques et stockage) peuvent multiplier l'occurrence et l'intensité des contraintes sur le réseau ce qui peut constituer une charge financière importante notamment en CAPEX (*Capital EXpenditure*) directement ou indirectement à la charge des utilisateurs finaux. Il est donc primordial de rechercher de nouvelles solutions qui permettraient de limiter ces investissements dans le temps, sans pour autant dégrader le service rendu ou augmenter les coûts d'exploitation.

Dans ce contexte, plusieurs travaux de recherche proposent des alternatives au renforcement traditionnel des réseaux comme par exemple l'effacement de charge [Batt15], [Goui15a] et l'effacement de production [Garr16] qui sont des solutions opérationnelles mais appliquées dans un contexte de planification à long et moyen terme. D'autres travaux proposent des solutions d'aide à la conduite des réseaux en temps réel comme par exemple, le réglage de la tension via la compensation de la puissance réactive [Bolo14] [AzMh11], l'effacement de la charge pour la stabilité de la tension [Doug14], ou encore le contrôle du facteur de puissance pour réduire la variation de la tension [VoKW07]. La majorité de ces études se focalisent sur les réseaux de distribution HTA principalement pour les raisons suivantes :

- la simplicité de l'architecture des réseaux HTA par rapport aux réseaux BT (réseaux triphasés équilibrés en HTA et déséquilibrés monophasés et triphasés en BT),
- la différence des niveaux d'investissement entre les deux infrastructures (par exemple le rapport entre le coût de renforcement d'un transformateur d'un poste de distribution et celui d'un poste source est d'environ 2.6%¹¹ [Ecub16]).

Néanmoins, il ne faut pas perdre de vue que non seulement l'ensemble des réseaux BT constitue une part importante du réseau de distribution (53% des lignes du réseau de distribution sont en BT [Ened17c]) mais que ces derniers subissent aussi un nombre important de mutations. En effet, premièrement le nombre de consommateur étant faible par rapport à la HTA, il existe des déséquilibres pouvant être importants [Chen12]. Ensuite, la recharge des véhicules électriques s'effectue majoritairement sur ces réseaux. Enfin la production décentralisée (de type solaire notamment) y est en forte progression¹².

Dans les chapitre II et III, nous avons établi des modèles mathématiques permettant de mettre à jour la méthode de calcul des pertes intervenant dans l'équilibre technico-économique

¹¹ Le coût de renforcement d'un transformateur HTA/BT est estimé à 27.5 k€ pour un gain de capacité qui peut aller jusqu'à 1000 kVA tandis que le coût de renforcement d'un transformateur HTB/HTA est estimé à 1050 k€ pour une capacité de 10MVA [Ecub16]

¹² De début 2014 à début 2017, la capacité de productions décentralisées installées sur les réseaux BT en France a augmenté de près de 30% (2375 MW fin janvier 2014 contre 3405 MW début 2017) [Ened17b] [Erd14].

de tout investissement réseau en présence de stockage et/ou de productions PV. L'objectif du chapitre IV est d'appliquer ces modèles sur des études de planification classiques du réseau avec ou sans présence de production PV afin de déterminer dans quelles conditions certaines stratégies de stockage pourraient être économiquement intéressantes par rapport à des investissements classiques. Dans la première partie de ce chapitre, nous présenterons l'analyse du bénéfice que peut apporter le stockage dans la réduction des coûts d'exploitation du réseau BT (pertes joules). Dans la seconde partie du chapitre, nous présenterons la solution du stockage comme une alternative au renforcement ainsi que la quantification des gains d'investissement que pourraient apporter cette solution de stockage pour les infrastructures des réseaux BT.

I-A. Le stockage dans le système électrique

Théoriquement le stockage de l'énergie électrique est une solution idéale pour répondre à toutes les difficultés du système électrique en particulier dans le cadre du développement des énergies renouvelables intermittentes car il peut permettre l'écêtement des pointes, le réglage de la tension, l'ajustement de la consommation à la production, la sécurisation de la distribution en situation critique (N-1), entre autres. Qu'il soit stationnaire raccordé en différents nœuds du réseau ou mobile à travers des véhicules électriques, ce système intéresse beaucoup d'acteurs de la chaîne électrique. En France, selon la Commission de Régulation de l'Energie, 19 démonstrateurs *Smart Grids* intégrant des systèmes de stockage ont été lancés durant les 6 dernières années [Cre14]. A titre d'exemple, dans le projet « Nice grid », le stockage a été installé pour expérimenter diverses fonctionnalités y compris pour assurer l'ilotage intentionnel (type microgrid)¹³. De même, en Italie, des systèmes de stockage sont installés sur le réseau du DSO ENEL dans le but de régler des congestions au niveau du réseau de distribution et de transport [Noce12].

Dans la littérature, plusieurs travaux de recherche mettent en évidence l'intérêt du stockage spécifiquement pour les réseaux électriques de distribution. Dans [WaWS15], le bénéfice du stockage combiné avec la production PV est analysé en considérant différents facteurs comme le coût de l'électricité par heure et le coût des pertes. L'étude de [RaMi16] traite le réglage de la tension dans le réseau BT en utilisant des systèmes de stockage. Enfin, dans [KaRe16], tous les utilisateurs du réseau (consommateurs, producteurs et stockage) sont représentés par des agents qui interagissent via des négociations en respectant des contraintes prédéfinies. Le stockage a trois objectifs : éliminer les contraintes de tension ou de courant provoquées par la production, favoriser l'autoconsommation et optimiser la rentabilité de la production en interagissant avec le marché de l'énergie ou le marché d'ajustement.

Cependant des questions techniques et économiques liées au système de stockage restent en suspens. En effet, les coûts du stockage annoncés restent très élevés et la concurrence face à d'autres solutions (comme le renforcement ou la gestion de la production entre autres) constitue un frein majeur. En outre, les installations de stockage posent parfois des difficultés techniques liées notamment à la qualité de l'alimentation et à la sécurité du réseau [Cre14].

¹³ <http://www.nicegrid.fr/>

I-B. Hypothèse sur le stockage et sur son mode de rémunération

Dans [Gior15], des analyses ont montré que les bénéfices économiques pour le DSO sont obtenus en favorisant la concurrence entre les options de flexibilité dans le réseau électrique. Ainsi pour permettre une approche fondée sur le marché, la transparence et la neutralité des DSO sont essentielles. Par exemple si la majeure partie de la valeur de la flexibilité est contrôlée directement par les DSO (par exemple propriété des moyens de stockage), un marché de flexibilités incluant divers leviers comme l'effacement de production ou le contrôle de la demande serait difficile à développer. C'est pour cette raison que, pour le moment, les DSO ne sont pas autorisés à posséder des actifs de flexibilité qui pourraient être en concurrence avec le marché [ChSc17]. En outre, pour maximiser le bénéfice des systèmes de stockage installés sur les réseaux de distribution, il est important de multiplier ses domaines d'usage. Ainsi, dans cette thèse, nous avons considéré que le stockage utilisé n'appartient pas au DSO mais appartient à d'autres acteurs du système électrique du domaine « dérégulé ». Le DSO rémunère donc les acteurs du stockage pour des services que nous définirons dans ce chapitre. Comme nous ne disposons pas de données réelles sur les coûts de rémunération, nous avons ainsi considéré un coût limite permettant de choisir le stockage comme alternative par rapport à d'autres solutions classiques comme le renforcement du réseau.

II. Intérêt économique du stockage pour la réduction des pertes Joule

II-A. Composition des pertes

Chaque décision d'investissement dans le réseau électrique découle d'une étude technico-économique en planification qui consiste à minimiser le coût d'investissement initial (CAPEX) mais aussi l'ensemble des coûts d'exploitation du réseau considéré (OPEX) sur une période donnée comme expliqué dans le chapitre I. Compte tenu de la durée de vie des équipements (de l'ordre de 30 ans pour les transformateurs HTA/BT et 30 ans pour les conducteurs [HaSa12], [Alva09] et [Hans]), ces coûts d'exploitation peuvent modifier la prise de décision de l'investissement réseau par rapport à une décision basée uniquement sur le CAPEX. Les coûts d'exploitation représentent principalement le coût des pertes techniques. Sur l'ensemble des réseaux BT en France, le coût des pertes Joule (encore appelée pertes techniques variables) représente près de 36% du coût des pertes totales du réseau électrique [Gior15]. En 2015 elles représentaient 6 % des injections sur les réseaux d'ENEDIS, soit 24 TWh¹⁴ (pour la période du TURPE 4 [Erd09]). Ces pertes correspondent aux pertes dans les conducteurs BT et dans le transformateur du poste de distribution HTA/BT. Le coût des pertes annoncé par la CRE pour l'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité HTA et BT est de 1.2 milliards d'euros.

¹⁴ Ces pertes incluent : les pertes techniques (effet Joule, pertes fer entre autres) et les pertes non techniques (fraude, erreur de comptage entre autres).

II-A-1. Pertes Joule dans les conducteurs BT

L'échauffement des conducteurs lors du transit du courant est directement lié aux pertes Joule. Elles sont directement proportionnelles à la résistivité du matériau du conducteur et à la longueur de celui-ci. L'équation (IV-1) donne l'expression des pertes Joule:

$$Perte_j = L \times (r_1 \times I_{ph1}^2 + r_2 \times I_{ph2}^2 + r_3 \times I_{ph3}^2 + r_N \times I_N^2) \quad (IV-1)$$

Avec

- r_1, r_2, r_3 : résistance linéique du conducteur dans les phases 1, 2 et 3, (Ω/km).
- r_N : résistance linéique du conducteur de neutre (Ω/km).
- $I_{ph1}, I_{ph2}, I_{ph3}$: courants dans les phases 1, 2 et 3 (A).
- I_N : le courant dans le neutre (A).
- L : longueur de la ligne (km).

II-A-2. Pertes dans le transformateur

Les pertes dans le transformateur sont deux types : pertes fer et pertes cuivre dues à la charge. Les pertes fer se composent de pertes par hystérésis et de pertes par courant de Foucault [Adem12]. Celles-ci (pertes hystérésis) sont liées au flux créé par la tension d'alimentation dans le circuit magnétique du transformateur. Si on considère que la fréquence du réseau et la tension sont constantes alors ces pertes sont constantes et sont indépendantes de la charge du transformateur [Adem12]. Quant aux pertes cuivre (dites aussi pertes Joules), elles sont causées par la résistance des enroulements du transformateur et sont proportionnelles au carré du courant qui traverse ces enroulements et à leur résistance. Les pertes par courant de Foucault sont souvent négligeables devant les pertes Joule. Les pertes fer sont considérées constantes et indépendantes de la charge, ainsi ces pertes ne peuvent pas être influencées par la production et le stockage. Donc celles-ci (pertes fer) ne seront pas considérées dans cette étude. Par conséquence, les pertes dans le transformateur HTA/BT sont calculées à l'aide de l'équation (IV-2):

$$Perte_{jtransfo} = R_{tr} \times (I_{ph1}^2 + I_{ph2}^2 + I_{ph3}^2) \quad (IV-2)$$

Avec :

- $Perte_{jtransfo}$: pertes Joule dans le transformateur,
- R_{tr} : la résistance d'un enroulement du transformateur.

L'augmentation de l'efficacité des composants réseaux est un chantier en marche mais très coûteux avec des études technico-économiques poussées. Ainsi les arbitrages sont fait d'une manière rigoureuse. Dans cette partie, on s'intéresse au stockage comme moyen pour réduire les pertes Joule, et ainsi potentiellement des investissements dans le réseau BT.

II-B. Intérêt du stockage pour la réduction des pertes

Plusieurs pistes [Nijh17a], [Batt15], [Garr16] et [Bric12] sont en phases d'exploration pour définir des nouvelles stratégies d'investissement dans les réseaux électriques de distribution. L'objectif commun est de diminuer les coûts d'investissement (CAPEX) et/ou les coûts d'exploitation des réseaux (OPEX). En considérant le stockage comme un levier pour réduire les pertes, la politique des DSO dans l'investissement réseau peut évoluer. La stratégie de stockage utilisée pour réduire les pertes dans cette partie consiste à lisser au maximum les courbes de charge. Ainsi, les unités de stockage peuvent se charger durant les périodes creuses ou de fortes productions et se décharger pendant les périodes de pointe de consommation. Comme les pertes sont proportionnelles au carré du courant transitant, cette stratégie de stockage amènera à une réduction nette des pertes dans le réseau [NoKS08]. Une illustration graphique de cette réduction est présentée dans la *Figure IV-1*. La figure du haut représente la monotone de puissance par ordre croissant de puissance et celle du bas la monotone des pertes.

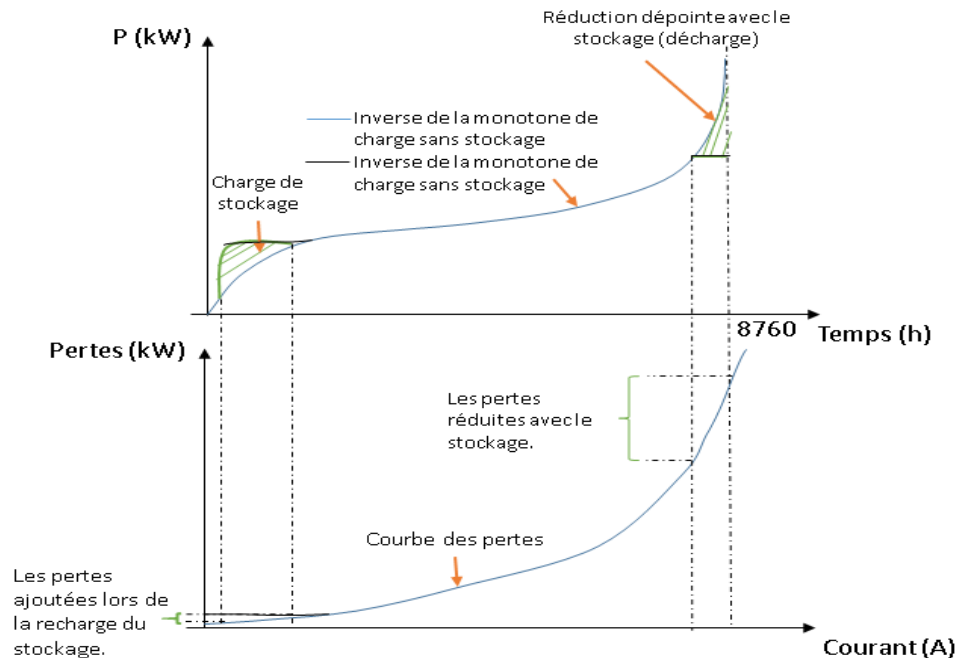


Figure IV-1: Illustration graphique de la quantité de pertes Joule qui peut être gagnée grâce au stockage

II-C. Application sur un réseau agrégé

Dans l'objectif d'évaluer l'intérêt du stockage pour réduire les pertes nous avons considéré dans un premier temps le réseau BT agrégé présenté dans le chapitre III (cf Figure III-18). Il s'agit d'un poste de distribution HTA/BT alimentant une charge représentant l'ensemble des charges BT par une ligne en aluminium (les conducteurs de phases ayant une section de 95mm^2 et le conducteur du neutre une section de 70mm^2 ce qui correspond à un courant maximum de 230 A). L'objectif est de calculer le coût limite de rémunération d'1 kWh de stockage en dessous duquel il est économiquement intéressant en comparaison avec la solution « *ne rien faire* ». Dans cette partie, le coût de l'énergie non distribuée et le coût des coupures, ne sont pas considérés. En effet, comme le fonctionnement en ilotage est interdit en

France, le stockage ne peut pas être utilisé pour assurer l'alimentation des clients en cas d'incident. Ceci mène à considérer que le stockage est sans effet sur le coût de l'énergie non distribuée ainsi que le coût des coupures. La diminution des pics de puissance grâce au stockage peut avoir des impacts positifs sur la durée de vie des ouvrages du réseau et il peut aussi diminuer le nombre d'incidents et de coupures. L'évaluation économique de ces effets nécessite une étude plus approfondie et des données dont nous ne disposons pas dans le cadre de cette thèse. Ainsi, nous n'avons pas pris en compte ces deux aspects dans cette étude. Ainsi le coût global actualisé de la solution « *ne rien faire* » est constitué du coût des pertes et est défini par l'équation (IV-3)

$$C_{NRF} = \sum_{n=1}^P \frac{C_{pertes}(n)}{(1+i)^n} \quad (IV-3)$$

Avec :

- C_{NRF} : coût actualisé de la solution « *ne rien faire* » (en k€),
- $C_{pertes}(n)$: coût total des pertes (en k€),
- i : taux d'actualisation (8%),
- n : indice des années,
- P : période d'étude (30 ans).

Pour le DSO, le coût de la solution « *stockage* » est constitué du coût des pertes en présence de stockage et du coût de rémunération du stockage. Il est défini par l'équation (IV-4). Nous avons pris l'hypothèse que le coût de rémunération du stockage en k€/kWh était constant sur toute la période d'étude comme celui du coût d'1kW de pertes à la pointe.

$$C_{act_stockage} = \sum_{n=1}^P \frac{C_{Spertes}(n) + C_{RS} \times C_{utilisée}(n)}{(1+i)^n} \quad (IV-4)$$

Avec :

- $C_{act_stockage}$: coût actualisé de la solution « *stockage* » (en k€),
- $C_{Spertes}(n)$: coût total des pertes en présence de stockage (en k€),
- C_{RS} : coût de rémunération du stockage (k€/kWh) supposé constant,
- $C_{utilisée}(n)$: quantité du stockage utilisée pour l'année n afin de réduire les pertes (kWh).

Le coût limite de rémunération du stockage noté C_{RSlim} doit être tel que $C_{stockage} = C_{NRF}$ ce qui se traduit par l'équation (IV-5).

$$\sum_{n=1}^P \frac{C_{Spertes}(n) + C_{RSlim} \times C_{utilisée}(n)}{(1+i)^n} = \sum_{n=1}^P \frac{C_{pertes}(n)}{(1+i)^n} \quad (IV-5)$$

$$C_{Rslim} = \frac{C_{NRF} - \sum_{n=1}^P \frac{C_{Spertes}(n)}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^P \frac{C_{utilisée}(n)}{(1+i)^n}} \quad (IV-6)$$

II-C-1. Méthodologie d'évaluation de l'intérêt du stockage pour la diminution des pertes

II-C-1-a Définition de la capacité installée du stockage et de la quantité utilisée du stockage

Dans cette étude il est important de distinguer la capacité du stockage installée sur le réseau de la quantité de stockage utilisée par le DSO. En effet, dans notre étude le DSO paye le service de stockage donc la quantité totale de stockage utilisée. Ainsi pour définir ces deux grandeurs nous donnons l'exemple simplifié de la Figure IV-2. Dans cet exemple nous pouvons voir que la capacité maximale qui doit être installée sur le réseau pour répondre aux besoins du DSO est 8 kWh. Nous pouvons voir aussi que le DSO a utilisé cette batterie sur 3 cycles, ainsi la quantité utilisée de stockage que devra payer le DSO est 24 kWh ($2 \text{ kW} \times 4 \text{ h} \times 3$). Par ailleurs, cette valeur comporte uniquement la quantité utilisée à la charge (qui est liée aux besoins du réseau), la quantité utilisée à la décharge n'est pas prise en compte dans le calcul car la batterie doit retrouver son état initial à la fin de la période considérée. La méthode utilisée pour calculer cette grandeur est donnée dans la section II-C-1-b, étape 3, quant à la méthode utilisée pour le calcul de la capacité qui doit être installée, elle est donnée en *Annexe 6* car cette grandeur n'est pas utilisée dans les calculs technico-économiques.

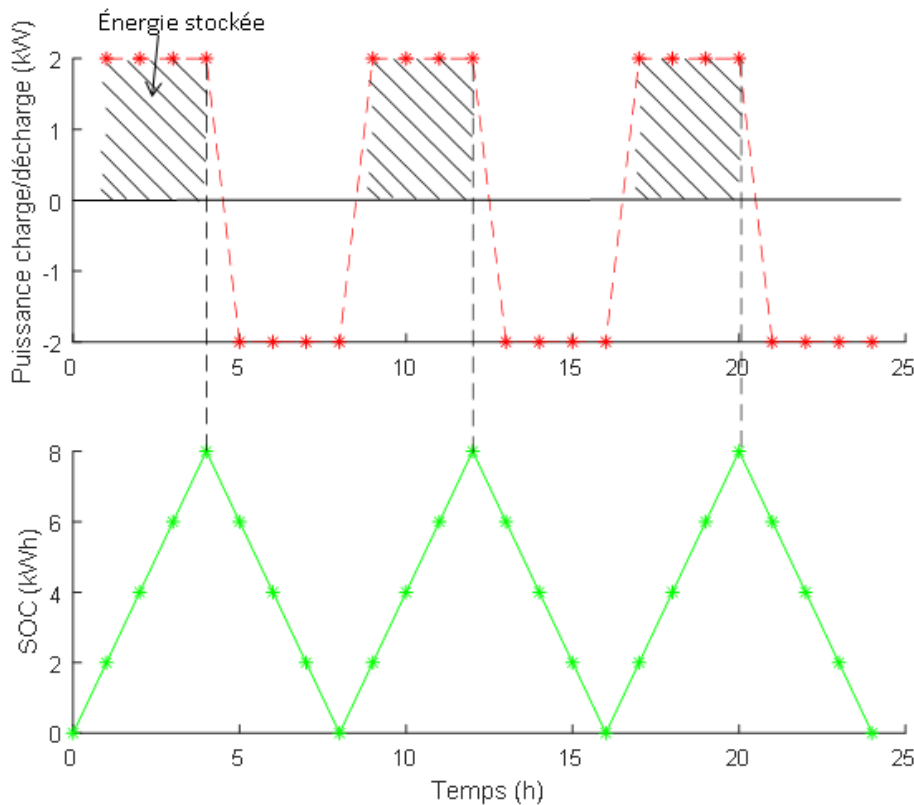


Figure IV-2 : Exemple simplifié de la charge/décharge (puissance et SOC) d'une batterie

II-C-1-b Algorithme général

La Figure IV-3 présente l'algorithme utilisé afin de calculer le coût limite de rémunération d'1 kWh de stockage, C_{Rslim} , en dessous duquel il est économiquement intéressant en comparaison avec la solution « ne rien faire ».

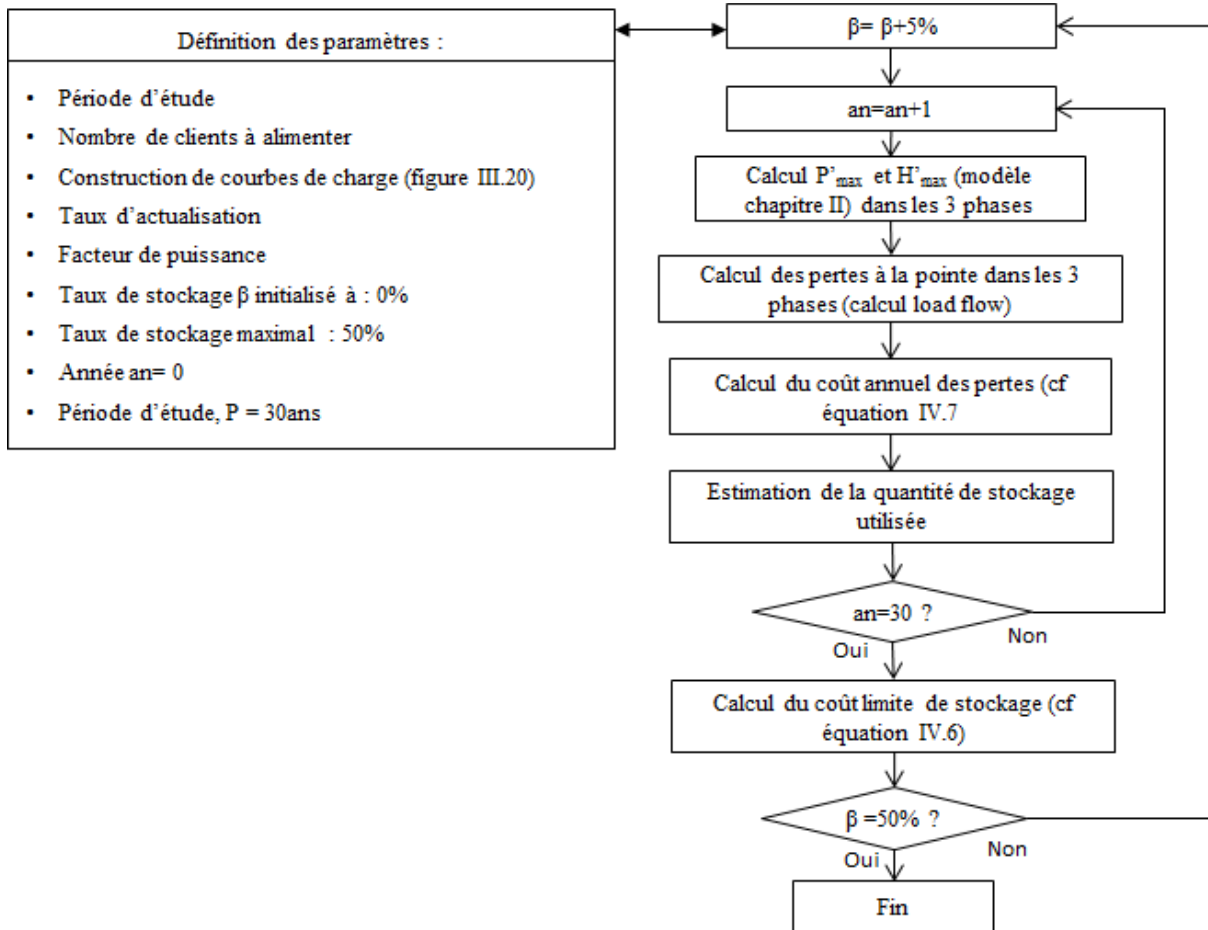


Figure IV-3: Logigramme de l'algorithme d'estimation du coût de rémunération d'1kWh de stockage (stratégie : réduction des pertes Joule).

Les paramètres d'entrée de l'algorithme sont le nombre de client BT (cl), la période d'étude prise égale à 30 ans qui correspond à la durée de vie des lignes, le taux de croissance des charges et le taux d'actualisation (égal à 8% [HaSa12], [Alva09]) permettant de calculer le coût global actualisé des différentes solutions. La méthodologie globale se déroule en 4 étapes (les deux dernières étant décrites dans le logigramme de la Figure IV-2) :

- l'étape 1 consiste à générer la courbe de charge agrégée grâce à l'algorithme de la Figure III-20 du chapitre III. Elle est échantillonnée par pas d'1h (soit 8760 pas de temps). Pour des raisons de simplicité, le facteur de puissance est considéré constant et égal à 0.92. C'est une hypothèse plutôt réaliste puisque les équipements usuels des habitations sont compensés localement.

- l'étape 2 consiste à calculer le coût de la solution « *ne rien faire* » c'est-à-dire le coût des pertes actualisées sur 30 ans sans stockage.

- l'étape 3 consiste à calculer le coût des pertes en présence de stockage ainsi que la quantité utilisée de stockage chaque année. Des taux de stockage variant de 5% à 50% sont étudiés. Les pertes avec stockage sont évaluées grâce au modèle développé dans le chapitre III et données par l'équation (IV-7).

$$C_{Spertes} = \frac{\sum_{j=1}^3 \sum_{n=1}^P \frac{C_j(H'_{max}(j)) \times Pertes_{max}(j)}{(1+i)^n}}{1 - \gamma_n(cl)} \quad (IV-7)$$

Avec :

- $C_{Spertes}$: coût global actualisé des pertes en présence de stockage (en k€),
- C_j : coût des pertes à la pointe pour la phase j en présence de stockage correspondant à $H'_{max}(j)$ (en k€/kW),
- $H'_{max}(j)$ et $P'_{max}(j)$ sont déterminés avec les formules proposées dans le chapitre II,
- $Pertes_{max}(j)$: pertes maximale (à $P'_{max}(j)$) pour la phase j (kW) calculées avec un loadflow.
- $\gamma_n(cl)$ = Taux de pertes dans le neutre correspondant au nombre de client cl .

On rappelle que, pour les réseaux BT, on considère qu'il n'y a pas de foisonnement entre les phases et donc on peut supposer que les pointes se produisent au même moment sur les trois phases.

Dans cette étape, la quantité de stockage est également estimée pour chaque année. Son calcul exact nécessiterait de connaître la puissance de charge/décharge de la batterie à chaque pas de temps. Le DSO n'a en pratique pas accès à cette information. Pour cela nous avons décidé de majorer la quantité de stockage utilisée comme si la batterie se chargeait puis se déchargeait toute la journée à sa puissance maximale utilisée. Cette puissance maximale utilisée (par le DSO) peut être inférieure à la puissance crête du convertisseur, elle correspond aux besoins stricts du gestionnaire de réseau. Pour un stockage monophasé connecté à une phase j , la quantité de stockage maximale utilisée est égale à la puissance maximale de la charge/décharge de la phase j multipliée par 12h pour respecter la contrainte de conservation de l'énergie à l'échelle de la journée. Pour le stockage triphasé, c'est la même chose sauf que la puissance maximale de charge/décharge de la batterie correspond à la puissance totale des 3 phases. L'équation (IV-8) donne la valeur de ce majorant :

$$C_{utilisée_max}(j) = 12 \times (P_{max}(j) - P'_{max}(j)) \text{ si stockage monophasé} \quad (IV-8)$$

$$C_{utilisée_max} = 12 \times \sum_{j=1}^3 (P_{max}(j) - P'_{max}(j)) \text{ si stockage triphasé} \quad (IV-9)$$

Avec :

- $C_{utilisée_max}(j)$: quantité maximale du stockage utilisée sur la phase j .

- $C_{utilisée_max}$: quantité maximale du stockage utilisée (cas triphasée).
- $P_{max}(j)$: Puissance maximale consommée sur la phase j sans stockage.
- $P'_{max}(j)$: Puissance maximale consommée sur la phase j avec stockage.

- l'étape 4 consiste à calculer le coût limite de rémunération du stockage en appliquant directement la formule (IV-6).

II-C-2. Impact de la longueur de la ligne sur le coût limite de rémunération du stockage

L'algorithme de la *Figure IV-3* a été appliqué en faisant varier la longueur de la ligne entre 100 m et 1000 m qui sont les longueurs typiques rencontrées dans les réseaux BT [Esr15]. En effet, les réseaux de distribution urbains et semi-urbains sont caractérisés par des lignes courtes justifiées par la densité des consommateurs, tandis que les réseaux ruraux possèdent des départs avec des longueurs plus importantes. Etant donné que la résistance d'un câble est proportionnelle à sa longueur, la quantité de pertes qui peut être réduite grâce au stockage sera variable en fonction de la longueur du réseau pour un même taux de stockage donné.

Le stockage monophasé peut être intéressant dans le cas où une phase est plus chargée que les deux autres car le stockage peut permettre de réduire les pertes sur la phase en question. Cependant, ce type de stockage peut également augmenter les déséquilibres entre les 3 phases et le courant transitant dans le conducteur du neutre contrairement au stockage triphasé.

Le réseau agrégé présenté dans le chapitre III par la *Figure III-18* est utilisé pour cette étude. Le départ considéré alimente 16 clients. Et la génération de la courbe de charge de la *Figure III-20* donne une puissance maximale de 40.68 kW pour la phase 1, 33.51 kW pour la phase 2 et 43.55 kW pour la phase 3. Cependant à partir de 400m, la longueur de la ligne est trop importante et provoque une chute de tension en deçà de la limite de 10% de la tension nominale. Il est donc nécessaire de diminuer cette puissance à la puissance limite permettant de respecter cette contrainte de tension. Dans le chapitre I, l'équation (I-1) donne l'expression de la chute de tension aux bornes d'une ligne allant d'un point A à un point B, P_{mono} et Q_{mono} étant les puissances monophasées active et réactive consommées par la charge connectée au point B et V_{mono} la tension aux bornes de la charge. On rappelle sa formulation dans l'équation (IV-10):

$$\Delta V_{mono} = \frac{R \times P_{mono} + X \times Q_{mono}}{V_{mono}} \quad (IV-10)$$

A partir de la chute de tension maximale admissible, on peut donc définir une puissance active limite consommée par la charge (en supposant son facteur de puissance constant) est estimée avec l'équation (IV-11).

$$P_{lim_mono} \cong \frac{\Delta V_{max_mono} \times V_{mono}}{R + (X \times \tan \varphi)} \quad (IV-11)$$

Avec :

ΔV_{max_mono} : chute de tension maximale admissible en (%)

4. Application dans des études de planification

V_{mono} : tension nominale désirée aux bornes de la charge (V)

R, X : impédance de la ligne (résistance, réactance respectivement) en (Ω).

φ : déphasage entre le courant et la tension aux bornes de la charge.

P_{lim_mono} : puissance active limite (monophasé) qui transite sans provoquer une contrainte technique (kW)

Les puissances maximales soutirées sur les trois phases sont données pour chaque longueur de ligne dans le Tableau IV-1. Le taux de croissance des charges est considéré constant sur toute la période d'étude (0.9% par an).

Tableau IV-1: Puissances maximales soutirées sur les trois phases pour différentes longueur de départ BT en kW

Longueur	100m	200m	300m	400m	500m	600m	700m	800m	900m	1000m
Phase 1	40,68	40,68	40,68	34,58	26,45	20,34	18,31	14,24	12,21	12,21
Phase 2	33,51	33,51	33,51	28,48	21,78	16,75	15,08	11,73	10,05	10,05
Phase 3	43,55	43,55	43,55	37,02	28,31	21,77	19,60	15,24	13,06	13,06

La Figure IV-4 illustre le coût limite de rémunération d'un kWh de stockage en fonction du taux de stockage inséré, pour un stockage de type triphasé. Dans ce cas, le stockage est affecté aux différentes phases au prorata de leur puissance maximale. Par exemple, pour un taux de stockage de 5% dans le cas d'une ligne de longueur 100m, on trouve 2.03 kW sur la phase 1, 1.67 kW sur la phase 2 et 2.17 kW sur la phase 3. Dans la pratique, ces valeurs seraient remplacées par les valeurs standards les plus proches.

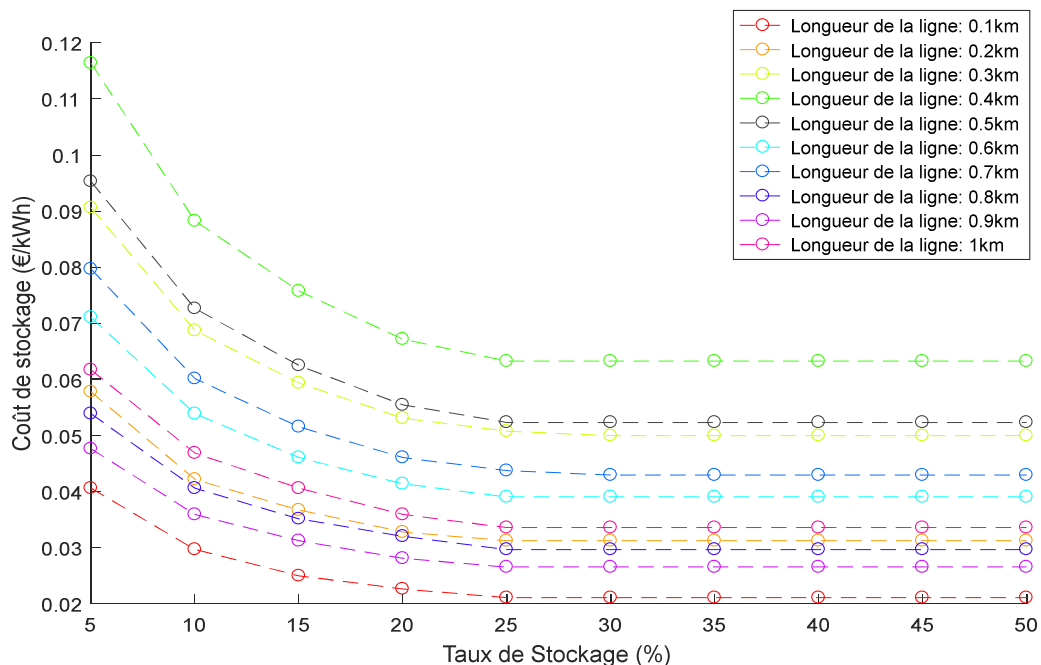


Figure IV-4 : Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, stockage triphasé).

On constate que les coûts limites de rémunération du stockage afin qu'il soit économiquement intéressant suivent la même tendance. Ils diminuent légèrement jusqu'à un

taux de stockage de 25% puis se stabilisent à 0.02 €/kWh. Cela est dû à l'approximation faite sur la quantité du stockage utilisée. La stabilisation apparaît lorsque le taux de stockage est supérieur au besoin réel (effet de saturation expliquée dans le chapitre II). Le coût limite reste faible (inférieur à 0.12 €/kWh) et globalement inférieur au coût d'investissement dans le stockage ce qui ne semble pas intéressant pour les loueurs des batteries. En effet le coût total d'une batterie lithium-ion (batterie + onduleur + installation) varie entre 374 €/kWh¹⁵ et 774¹⁶ €/kWh installée. Avec une batterie de 2000 cycles, cela correspond à un prix qui varie entre 0.14 €/kWh/cycle à 0.39 €/kWh/cycle. On peut constater que pour une même puissance totale (cas 100 m, 200m et 300 m), plus la longueur de la ligne augmente est plus le coût limite du stockage augmente car les pertes Joule augmentent et donc l'intérêt du stockage aussi. Pour confirmer cela, en *Annexe 7*, la même figure que la *Figure IV-4* est présentée mais en prenant les mêmes puissances maximales (pour les 3 phases) que le cas de la ligne 1000m.

La même étude a été réalisée pour un stockage de type monophasé. Un pas de variation du stockage de 2.5% a été pris pour plus de lisibilité. Les résultats sont présentés dans la Figure IV-5. Sur cette figure nous pouvons constater que les coûts donnés pour la rémunération d'1 kWh de stockage sont globalement proches du cas avec stockage triphasé.

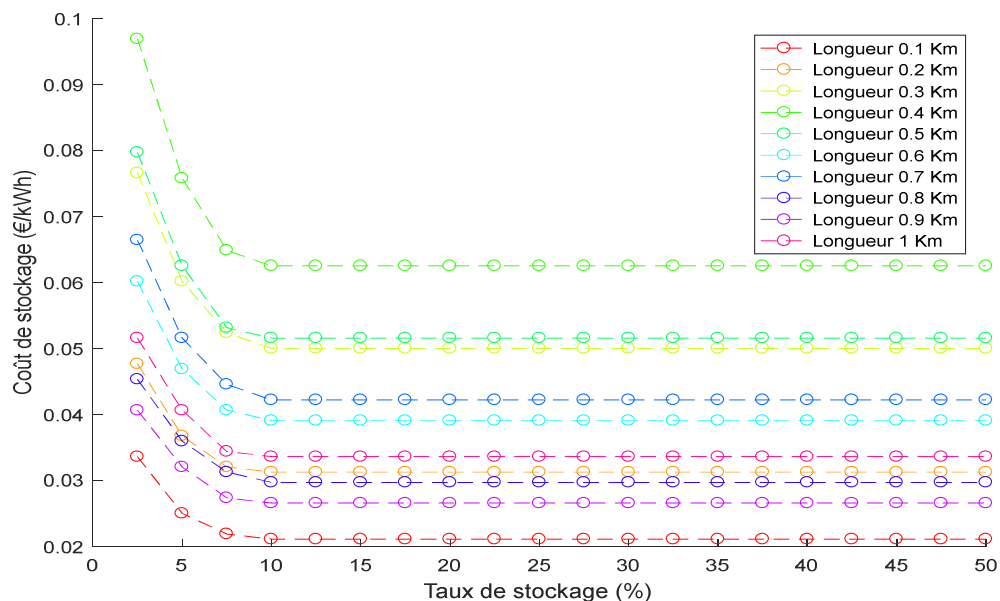


Figure IV-5: Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, stockage monophasé).

Nous avons également étudié l'impact de la phase du raccordement sur le coût limite d'1kWh de stockage. En effet, dans un 1^{er} temps le stockage est raccordé sur la phase la plus chargée et dans un 2nd le stockage est raccordé sur la phase la moins chargée. La *Figure IV-6* illustre les résultats obtenus. Pour des raisons de lisibilité, dans cette figure uniquement les cas

¹⁵ <http://www.ecoco2.com/blog/11943-batteries-lithium-ion-la-chute-des-prix-saccentue>

¹⁶ <https://www.powertechsystems.eu/fr/home/technique/etude-de-cout-du-lithium-ion-vs-batteries-au-plomb/>

où la longueur de la ligne est égale à 400 m (cas pour lequel les coûts de stockage sont les plus grands) et 100 m (cas pour lequel les coûts de stockage sont les plus bas) sont représentés.

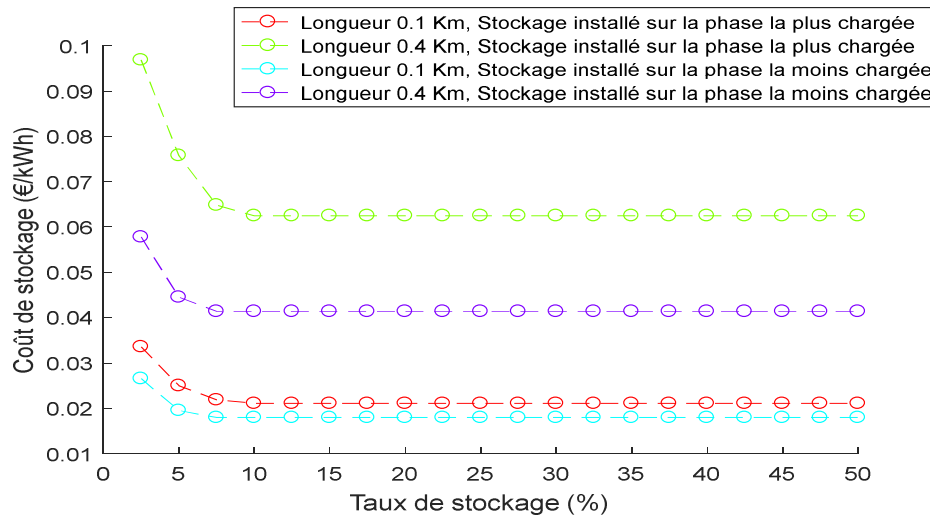


Figure IV-6: Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, stockage monophasé, impact de la phase d'installation du stockage).

Nous pouvons constater que lorsque le stockage monophasé est connecté sur la phase la plus chargée, les coûts limites de rémunération d'1 kWh de stockage sont globalement proches du cas avec stockage triphasé (courbes verte et rouge). Tandis que lorsque le stockage monophasé est installé sur la phase la moins chargée, les coûts limites de rémunération d'1 kWh de stockage sont plus faibles (environ 66% de différence par rapport au stockage triphasé dans le cas d'une ligne de 400 m). Cela revient au fait que le stockage permet une réduction plus importante de pertes (relation pertes et courant transitant) lorsqu'il est raccordé sur la phase la plus chargée.

II-C-3. Impact de la courbe de charge et du déséquilibre sur le coût limite de rémunération du stockage.

Comme cela a déjà été mentionné auparavant, le déséquilibre est un facteur d'aggravation des pertes. Aussi, le comportement du consommateur (qui se traduit par des déformations de la courbe de charge) peut aussi avoir une influence sur les pertes. De plus, une courbe de charge plus lisse engendrera moins de pertes qu'une courbe avec plus des pics de consommation. Ainsi, cette partie a pour objectif de mettre en évidence l'impact de ces deux facteurs sur l'intérêt d'utilisation du stockage dans le réseau BT pour réduire les pertes.

Dans cette étude nous avons fixé la longueur de la ligne à 500m. Un algorithme de type Monte Carlo est utilisé pour générer aléatoirement des courbes de charges correspondantes à 16 clients BT selon l'algorithme de la Figure III-20. Ainsi, la courbe agrégée générée à chaque itération Monte Carlo a un taux de déséquilibre et des pics de consommation différents. Les résultats obtenus sont illustrés sur la Figure IV-7. Pour chaque taux de stockage, 3000 itérations de Monte Carlo sont réalisées ce qui correspond à une erreur 4% avec un degré de confiance de 99%.

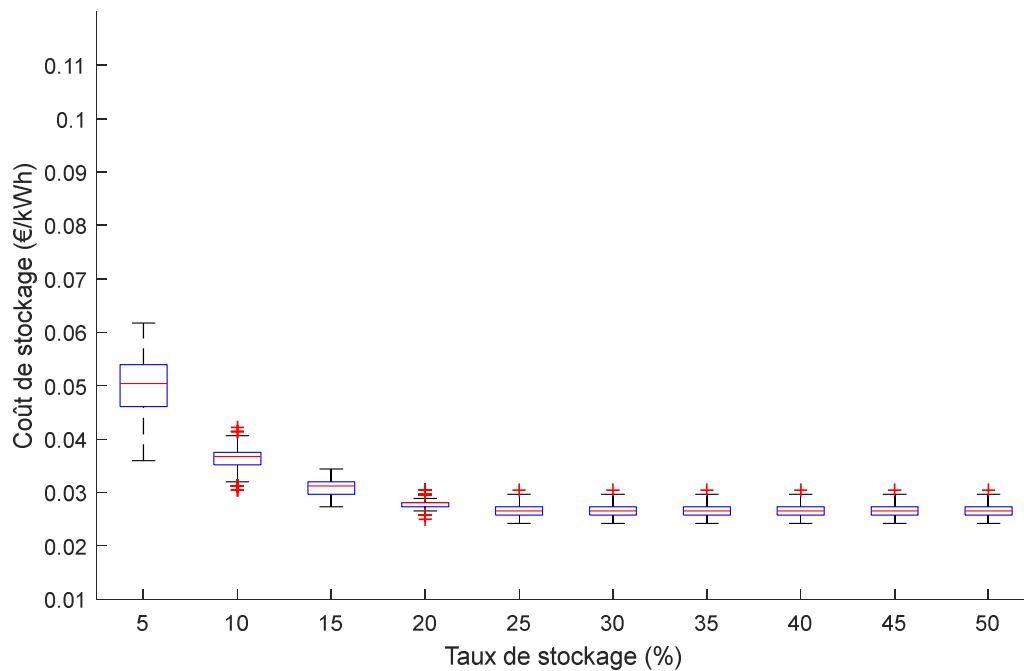


Figure IV-7: Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, ligne de 500 m, stockage triphasé).

Nous pouvons constater la même tendance que celle observée dans la Figure IV-4. La même allure que dans le cas déterministe est constatée dans cette figure. Les coûts de stockage restent globalement stables et faibles. Trois raisons principales expliquent les écarts par rapport à la médiane que l'on peut constater. Tout d'abord, les courbes de chargement sont générées aléatoirement et donc n'ont pas la même forme. Une courbe de charge présentant plus de pics de consommation qu'une autre impliquera un coût limite de stockage plus important car ce dernier sera plus efficace sur la réduction des pertes. Ensuite, les phases de raccordement étant tirées aléatoirement, le déséquilibre des charges varie. Un réseau déséquilibré engendrera plus de pertes qu'un réseau équilibré car les pertes sont proportionnelles au carré du courant. Ainsi un réseau plus déséquilibré aura un coût limite de rémunération du stockage plus élevé. Enfin, la somme des puissances totales des 16 clients est différente à chaque itération car la puissance maximale des clients est choisie selon une loi de probabilité présentée dans le chapitre III. Pour les 3000 itérations, la puissance maximale moyenne est de 64.28 kW et varie entre +6% et -4% de cette valeur. Ainsi, une puissance consommée totale plus importante augmentera le coût limite de rémunération du stockage. On peut constater que pour des taux de stockage faibles (jusqu'à 15%), la dispersion est plus importante. En effet, pour des taux de stockage élevé, l'effet de saturation expliquée dans le chapitre II est dû au fait qu'il y a suffisamment de stockage pour ramener les courbes de charges à leur puissance moyenne. Autrement dit plus le taux de stockage augmente est plus les courbes sont lissées et donc les 3 effets mentionnés ci-dessous sont amoindris.

II-C-4. Ajout de production PV

Les études réalisées en II-C-2 et II-C-3 ont été refaites en intégrant de la production PV. Le taux de production PV est dimensionné en pourcentage par rapport à la puissance totale maximale consommée. Nous considérons que ce taux augmente chaque année de 5%, soit un taux de PV total égal à 150% à la 30^{ème} année (année de fin d'étude). Nous avons utilisé la courbe de production PV présentée dans le chapitre II (voir *Figure II-23*). La méthodologie est la même que dans le cas précédent. Les seuls paramètres qui changent sont $H'_{\max}$ et $P'_{\max}$ qui sont mises à jour en utilisant le modèle développé dans le chapitre II. Les coûts limites de rémunération d'1 kWh de stockage sont globalement les mêmes que dans les cas précédents sans production PV. Le logigramme de la *Figure IV-3* est mise à jour dans l' *Annexe 8* ainsi que les résultats obtenus.

II-D. Application sur réseau de distribution réel

La section II-C, avait pour objectif d'évaluer l'intérêt économique du stockage dans le cas où ce dernier est utilisé pour réduire les pertes sur un réseau agrégé. Dans cette partie le réseau entier BT est modélisé et les coûts de rémunération d'1 kWh de stockage de la partie II-C sont utilisés. Cette partie a pour objectif :

- de vérifier que l'utilisation du stockage décentralisé pour la réduction des pertes n'a pas d'intérêt économique pour le distributeur comme ce qui a été démontré dans la section II-C. Néanmoins si le prix du stockage s'oriente rigoureusement à la baisse (comme cela est promis par des chercheurs et des constructeurs), les investisseurs (acteurs du système électrique) peuvent proposer au DSO des services de stockage à des coûts plus bas. Cela peut induire à un équilibre économique pour l'utilisation du stockage dans le but de réduire les pertes Joule
- d'évaluer l'impact de la gestion décentralisée des batteries présentes dans le réseau sur la réduction des pertes.

II-D-1. Impact de la stratégie de gestion du stockage sur les pertes

Les pertes Joule en BT représentent environ 48% [OdGR09] des pertes sur le réseau de distribution. Nous avons également conclu que le stockage n'avait pas d'intérêt économique pour la réduction des pertes sur une unique ligne. Néanmoins il est important de vérifier cette conclusion sur un réseau BT réel. En effet les études de [Gian17] [Vuth11] et [FaGT13] ont montré l'importance de l'emplacement des unités de stockage et le dimensionnement de la capacité optimale pour chaque unité pour augmenter l'efficacité de celui-ci.

Par ailleurs, les lignes et les transformateurs constituent les principaux composants de l'infrastructure BT. De ce fait ces derniers sont les principaux générateurs de pertes Joule dans cette infrastructure. Cependant la répartition des pertes Joule n'est pas uniforme entre ces deux composants. Par exemple sur l'ensemble des réseaux BT en France, les pertes au niveau des transformateurs HTA/BT représentent 22% des pertes totales dans le réseau électrique total (transport, répartition et distribution), tandis que les pertes engendrées par les lignes du réseau BT représentent 14%. Cette disparité s'inverse en Allemagne (9% des pertes totale engendrées

par les transformateurs HTA/BT et 28% dans les lignes BT) ou en Royaume-Uni (12% dans les transformateurs HTA/BT et 22% dans les lignes BT) [Gior15]. Cette disparité dépend de la topologie de chaque réseau. En effet plusieurs études ont montré l'influence de certains paramètres de la topologie sur les pertes Joule. Par exemple l'étude [MaTN08] a mis en évidence l'influence de la longueur des lignes et de la localisation des charges sur l'augmentation des pertes. Des lignes longues avec une charge focalisée en bout de ligne auront des pertes importantes. L'efficacité des transformateurs¹⁷ est aussi un facteur qui peut influencer cette disparité. En effet, la sollicitation permanente des transformateurs (les transformateurs fonctionnent 24h/24) et leur durée de vie importante (environ 30 ans) fait qu'une augmentation du rendement des transformateurs de 0.1% peut avoir une diminution importante des pertes. A titre d'exemple, pour un transformateur de 400kVA, la différence des pertes entre celui qui a un rendement de 98.04 % et celui qui a un rendement de 99.35 % est estimée à 6833 kWh/an [Hans], [Gior15]. Par ailleurs ce rendement dépend aussi du taux de charge du transformateur et de leur âge.

Dans ce contexte, se pose la question de l'impact de la gestion de stockage sur le niveau de réduction des pertes. L'objectif de cette étude est de comparer des stratégies de gestion du stockage permettant la meilleure efficacité de réduction de pertes Joule. Ainsi, nous avons proposé trois scénarios d'étude qui sont détaillées dans les sections suivantes. Etant donné que l'objectif est de réduire les pertes, le principe de fonctionnement est le même pour toutes les stratégies que nous proposons : les unités de stockage se chargent pendant les heures de faible consommation (où forte production) et se déchargent pendant les pointes de consommation. Les trois stratégies que nous avons proposées sont :

Stratégie 1 : gestion globale pour un stockage distribué : Dans ce cas d'étude, une unité de stockage est disponible en chaque nœud où une charge est raccordée. La gestion de toutes les unités de stockage existantes est coordonnée dans le but de lisser la courbe de charge en sortie du transformateur HTA/BT. Comme nous l'avons déjà évoqué dans le paragraphe précédent, les pertes Joule des réseaux français au niveau du transformateur HTA/BT sont plus importantes que les pertes Joule dans les lignes BT. De plus, le courant traversant les lignes du réseau BT est décroissant au fur et à mesure qu'on s'éloigne du transformateur due à la construction arborescente du réseau. Ainsi, lisser la courbe de charge au niveau du transformateur apporte une réduction plus importante de pertes Joule.

Stratégie 2 : gestion locale pour un stockage distribué : Il s'agit du même cas d'étude que la stratégie 1 mais le mode de gestion n'est plus centralisé. Chaque unité de stockage doit lisser la courbe de charge enregistrée au niveau du nœud de raccordement de cette unité. L'objectif de cette stratégie est de réduire les pertes au niveau des lignes du réseau BT et de quantifier l'impact sur la réduction des pertes au niveau du transformateur HTA/BT. L'avantage de cette stratégie est qu'elle ne nécessite pas d'architecture de communication entre les unités comme le nécessite la gestion globale.

¹⁷ Le rendement énergétique des transformateurs de distribution varie entre 94 % et 99% [Hans]

Stratégie 3 : Gestion locale centralisée : dans cette partie une seule unité de stockage est connectée directement au niveau du transformateur. L'objectif est de lisser la courbe de charge à la sortie du transformateur HTA/BT (courbe agrégée).

II-D-2. Modélisation des stratégies de gestion de stockage

Le stockage a une influence sur les flux de puissance qui transitent dans les différentes branches du réseau car il peut se comporter comme un consommateur (mode charge) ou comme un producteur (mode décharge). Bien entendu cela va dépendre de sa stratégie de gestion (locale ou distribuée) et de son emplacement dans le réseau. Afin de mettre en œuvre chaque stratégie de gestion de stockage, il est important de modéliser le transit des flux de puissance dans différentes branches du réseau. Etant donné que les pertes Joule sont proportionnelles au carré du courant, l'objectif de toute stratégie est de lisser la courbe de charge. Par conséquent, l'objectif de chacune des fonctions d'optimisation est de minimiser la puissance d'une courbe de charge équivalente à chaque instant (agrégée au niveau du transformateur dans le cas 1 et 3 et au niveau du nœud de raccordement du stockage dans le cas 2).

II-D-2-a Fonction d'optimisation pour la stratégie 1

Dans le paragraphe précédent nous avons évoqué l'importance potentielle de lisser la courbe de charge au niveau du poste HTA/BT. Cette stratégie utilise les unités disponibles de stockage dans le réseau pour réduire les pertes au niveau du transformateur HTA/BT et le départ BT ce qui peut réduire les pertes sur d'autres branches dans le réseau. Néanmoins, cette stratégie peut aussi augmenter les pertes sur les autres branches par exemple due à la consommation de puissance du système de stockage lors de sa recharge.

Le problème d'optimisation (par départ BT) est modélisé avec les équations suivantes :

$$\min \sum_{t=1}^N (P_{B1}(t))^2 \quad (\text{IV-12})$$

$$P_{B1}(t) = \sum_{i=1}^m P_{ch}(i, t) + P_{Batt}(i, t) \quad (\text{IV-13})$$

Avec

- $P_{B1}(t)$: puissance qui transite dans le départ BT (branche N° 1) au pas de temps t sans les pertes.
- $P_{ch}(i, t)$: puissance consommée au nœud N°i au pas de temps t, égale à 0 si aucune charge n'est connectée au nœud N° i.
- $P_{Batt}(i, t)$: puissance de la batterie au nœud N°i au pas de temps t, égale à 0 si aucune batterie n'est connectée au nœud N°i.
- m : nombre de nœuds dans le réseau.

Pour $t = 1, \dots, N$ et $i = 1, \dots, m$

$$SOC(i, t + 1) = SOC(i, t) + \frac{P_{Batt}^+(i, t)}{Q_{Bat, max}(i)} \times eff \times \Delta t - \frac{P_{Batt}^-(i, t)}{Q_{Bat, max}(i)} \times \frac{1}{eff} \times \Delta t \quad (IV-14)$$

$$P_{Batt}(i, t) = P_{Batt}^+(i, t) - P_{Batt}^-(i, t) \quad (IV-15)$$

$$P_{Bat, min}(i) \leq P_{Batt}(i, t) \leq P_{Bat, max}(i) \quad (IV-16)$$

$$SOC_{min}(i) \leq SOC(i, t) \leq SOC_{max}(i) \quad (IV-17)$$

$$SOC(i, 0) = SOC(i, N) \quad (IV-18)$$

$$SOC(i, 0) = SOC_{init}(i) \quad (IV-19)$$

Avec

- $SOC(i, t)$: État de charge de la batterie du nœud N°i au pas de temps t,
- $SOC_{init}(i)$: État de charge initial de la batterie du nœud N°i,
- $SOC_{min}(i)$: État de charge minimal de la batterie du nœud N°i,
- $SOC_{max}(i)$: État de charge maximal de la batterie du nœud N°i,
- $P_{Batt}(i, t)$: Puissance de la batterie du nœud N°i au pas de temps t,
- $P_{Batt}^+(i, t)$: Puissance de charge de la batterie du nœud N°i au pas de temps t,
- $P_{Batt}^-(i, t)$: Puissance de décharge de la batterie du nœud N°i au pas de temps t,
- $P_{Bat, min}(i)$: Puissance de charge/décharge minimale de la batterie du nœud N°i,
- $P_{Bat, max}(i)$: Puissance de charge/décharge maximale de la batterie du nœud N°i,
- N : nombre de pas temps (par exemple N=24 pour 1 journée),
- Δt : le pas de temps considéré (par exemple 1h),
- eff : rendement de la batterie, (dans ce chapitre nous avons considéré que toutes les batteries sont de même type et ont donc le même rendement identique à la charge et à la décharge),
- $Q_{Bat, max}(i)$: Capacité totale de la batterie au nœud N°i.

II-D-2-b Fonction d'optimisation pour la stratégie 2

Comme nous l'avons déjà mentionné précédemment, dans cette stratégie, la fonction objectif de chaque batterie est de lisser la courbe de charge du nœud sur lequel elle est installée. Cette gestion est locale c'est-à-dire que chaque batterie est indépendante l'une de l'autre et les impacts sur les nœuds adjacents ne sont pas pris en compte. Cela va permettre de réduire les pertes au niveau des lignes qui sont en amont des batteries. Néanmoins les impacts sur les pertes dans les autres lignes sont à évaluer. Ainsi pour chacune des batteries la fonction d'optimisation décrite dans le chapitre II par les équations (II-4) à (II-22) est appliquée.

II-D-2-c Fonction d'optimisation pour la stratégie 3

Dans cette partie tout le stockage est centralisé au niveau du départ BT. L'objectif de la stratégie appliquée sur ce type de stockage est de réduire les pertes au niveau du transformateur

HTA/BT et du départ BT. Ainsi, la modélisation est la même que pour la stratégie 1 à quelques modifications près (il n'existe qu'un seul nœud batterie). La fonction objectif est celle décrite par l'équation (IV-12) mais l'expression de P_{B1} de l'équation (IV-13) devient l'équation (IV-20). Les contraintes de cette fonction d'optimisation sont celles déjà décrites dans les équations (IV-14) à (IV-19)

$$P_{B1}(t) = \sum_{i=1}^m P_{ch}(i, t) + P_{Batt}(1, t) \quad (IV-20)$$

II-D-3. Application des trois stratégies de stockage pour la réduction des pertes

II-D-3-a Description du réseau étudié

Le réseau utilisé est issu d'un réseau BT réel. Il s'agit d'un réseau triphasé avec neutre distribué et mis à la terre au niveau du poste HTA/BT et au niveau de tous les nœuds qui possèdent une charge à l'exception d'un seul nœud. Le transformateur HTA/BT a une puissance nominale de 50 kVA et alimente 10 clients. 6 clients sont raccordés en triphasé et 4 clients sont raccordés en monophasé. Ce réseau comporte 12 nœuds dont 6 ne comportant aucune charge. La longueur totale du réseau est de 2217 m et comprend 4 chemins de longueur respective : 575 m, 415 m, 1050 m et 1046 m. Les câbles sont principalement de section 70 mm² aluminium et 35 mm² aluminium. La puissance maximale totale est de 42 kW. La topologie du réseau est présentée dans la Figure IV-8

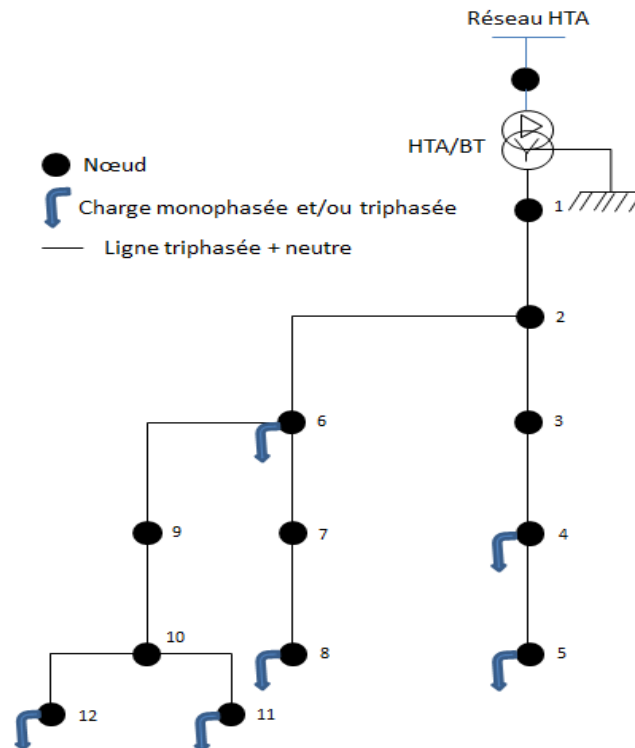


Figure IV-8 : Topologie du réseau étudié (réseau BT)

Cette étude est menée sur une période de 30 ans, avec un taux d'évolution des charges égal à 0.9% par an (même hypothèse que dans le cas agrégé). Celui-ci est considéré uniforme sur toute la période d'étude et pour toutes les charges. Dans cette étude nous n'avons considéré

aucune production décentralisée. Une courbe de charge est affectée pour chaque client raccordé au réseau. Pour générer chaque courbe de charge, nous avons utilisé la méthode décrite dans le chapitre III à partir de l'étape 6 (cf *Figure III-20*) car la puissance maximale des charges est connue dans cette partie. Nous avons considéré un pas de temps d'une heure, soit des courbes de charge de 8760 valeurs. L'objectif est de déterminer si la réduction des pertes obtenue grâce au stockage est suffisante pour justifier la rémunération du stockage.

II-D-3-b Application des stratégies envisagées

(i) La solution « ne rien faire »

Comme expliquée dans la section II-C, le coût de la stratégie « *ne rien faire* » est composé uniquement du coût des pertes. La méthode de calcul du coût des pertes présentée dans les chapitres I et II permet une estimation correcte des pertes annuelles tout en gardant des temps de simulation relativement courts. En effet, un seul calcul de *loadflow* à la pointe permet d'évaluer les pertes maximales. Le coût annuel des pertes est obtenu en multipliant ces pertes maximales par le coût d'un kW de pertes à la pointe donné en fonction de la durée $H_{\max}$ dans un abaque d'ENEDIS¹⁸ (cf chapitre I et II). Néanmoins, sur chaque branche du réseau, la forme de la courbe de charge est différente. Cela va induire des $H_{\max}$ différents et une variabilité dans les moments d'apparition des pointes sur chaque branche. De ce fait, faire un seul calcul de *loadflow* et une seule estimation de $H_{\max}$ nécessite des hypothèses assez fortes. Cela peut être illustré par exemple par le fait de faire un calcul de *loadflow* en considérant toutes les pointes au même instant et considérer le même $H_{\max}$ pour toutes les branches. Cela peut induire des erreurs de calcul qui peuvent amener à des décisions d'investissement non optimales voire erronées. En effet, la somme des puissances maximales est inférieure à la puissance maximale du départ BT (coefficient de foisonnement inférieur à 1). Par ailleurs, le coût des pertes à la pointe dépend de $H_{\max}$. La Figure IV-9 illustre la méthode adaptée de calcul des pertes annuelles dans le réseau pour une année donnée.

¹⁸ Le tableau illustre le coût des pertes en fonction de $H_{\max}$ estimé en €/kW/an.

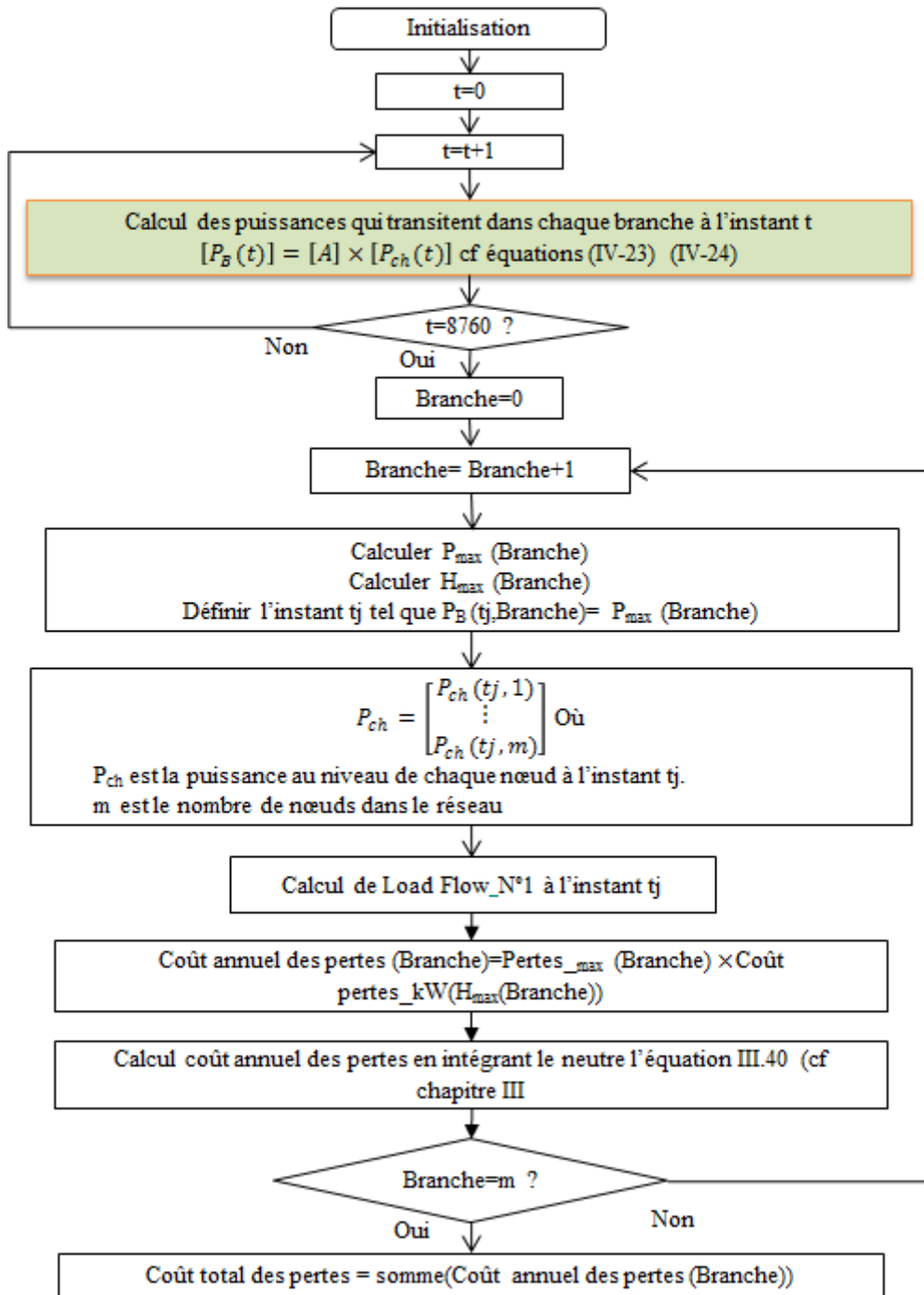


Figure IV-9: logigramme de l'algorithme appliqué pour adapter la méthode de calcul à la pointe

Tout d'abord, la puissance qui transite dans chaque branche et à chaque pas de temps est calculée grâce à la méthode utilisée dans [Jenh03]. Pour présenter cette méthode, nous donnons l'exemple simplifié de la Figure IV-10.

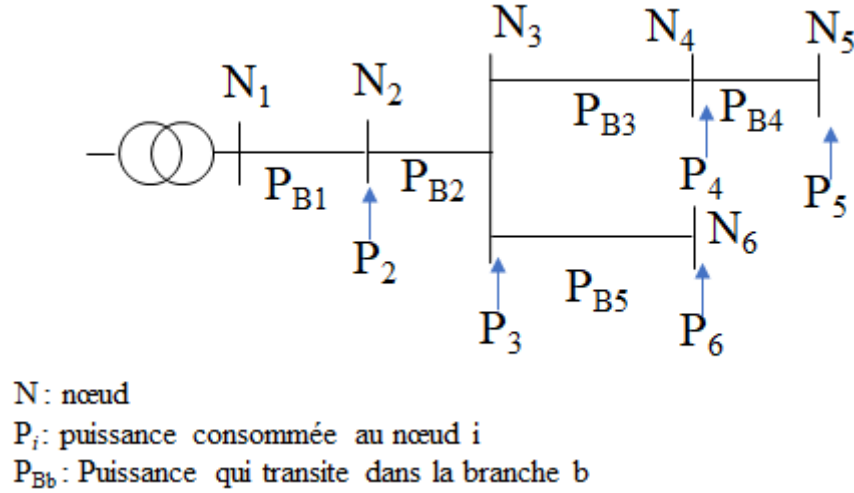


Figure IV-10: exemple d'un réseau simplifié

Pour déterminer la puissance qui transite dans chaque branche, il est nécessaire de déterminer la relation qui lie les puissances consommées sur les différents nœuds et les puissances qui transitent dans les branches. Par exemple, si on néglige les pertes, les puissances qui transitent dans les branches P_{B5} et P_{B1} sont données par les relations (IV-21) et (IV-22) respectivement.

$$P_{B5} = P_6 \quad (IV-21)$$

$$P_{B1} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 \quad (IV-22)$$

Ainsi, nous pouvons avoir une relation qui lie les puissances consommées et les puissances transitant dans les branches en négligeant les pertes. Cette relation est donnée par l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} P_{B1} \\ P_{B2} \\ P_{B3} \\ P_{B4} \\ P_{B5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \\ P_4 \\ P_5 \\ P_6 \end{bmatrix} \quad (IV-23)$$

$$[P_B] = [A] \times [P] \quad (IV-24)$$

Si de la production PV est présente, alors dans ce cas les puissances P_i en au niveau des nœuds du réseau seront données par l'équation (IV-25).

$$P_i = P_{ch,i} - P_{PV,i} \quad (IV-25)$$

Avec

- P_i : La puissance au nœud $N^{\circ}i$,
- $P_{ch,i}$: La puissance consommée au nœud $N^{\circ}i$,

- $P_{PV,i}$: La puissance de la production PV au nœud N°i, égale à 0 si aucune production n'est raccordée au nœud.

Ensuite, un calcul à la pointe a lieu pour chaque branche à l'instant d'apparition de P_{max} . Les données d'entrée du *loadflow* sont donc les puissances consommées par les charges à ces instants qui peuvent être différents. Le coût des pertes annuelles dans le neutre est pris en compte en utilisant l'équation (III-38). Le principe d'actualisation est appliqué chaque année pendant toute la période d'étude (cf équation (I-2)). Le taux d'actualisation considéré est 8% [Alva09], [HaSa12].

(ii) La solution « stockage »

La seconde solution analysée est de mettre en place un système de stockage dont l'objectif est de réduire les pertes Joule. Dans ce cas d'étude, nous avons évalué les trois stratégies présentées dans la section II-D-2. Nous avons testé différents taux de stockage de 5% à 50% par pas de 5%. Au-delà de 50% le stockage n'a plus d'effet. Le choix du pas d'augmentation de 5% est un compromis entre un temps de calcul acceptable et une quantification correcte de l'impact de stockage. Le taux de stockage est dimensionné sur la base de la puissance maximale consommée dans le réseau et est défini par l'équation ci-dessous :

$$Taux_{stockage} = \frac{\sum_{j=1}^L Pmax_{stockage}(j)}{\sum_{i=1}^m Pmax_{ch}(i)} \times 100 \quad (IV-26)$$

Avec

- $Pmax_{stockage}(j)$: Puissance installée (puissance charge/décharge maximale) de l'unité de stockage j,
- $Pmax_{ch}(i)$: Puissance maximale de la charge au nœud i,
- m : nombre de nœuds dans le réseau,
- L : nombre d'unités de stockage installées dans le réseau.

Pour les stratégies 1 et 2, une unité de stockage est présente sur chaque nœud où une charge est raccordée et est dimensionnée sur la base de la puissance maximale soutirée au niveau de ce nœud. On rappelle que ces deux stratégies se distinguent dans la gestion et la modélisation du stockage (cf section II-D-2). Pour la stratégie 3, une seule unité de stockage est située au niveau du poste de distribution. Nous avons choisi d'utiliser un stockage triphasé car il est plus performant que le stockage monophasé. Sa répartition sur chaque phase est donnée par l'équation suivante :

$$Pmax_{stockage}(i,ph) = \frac{Taux_{stockage}(\%) \times Pmax_{ch}(i,ph)}{100} \quad (IV-27)$$

Avec

- $Pmax_{stockage}(i,ph)$: puissance maximale de charge/décharge de la batterie au nœud N° i et sur la phase ph, $i=1,\dots,m$ et $ph=1,2,3$,
- $Pmax_{ch}(i,ph)$: puissance maximale soutirée au nœud N° i sur la phase ph, $i=1,\dots,m$ et $ph=1,2,3$.

Pour chaque taux de stockage étudié et pour chaque année (pendant toute la période d'étude), l'algorithme décrit dans la Figure IV-9 est adapté et illustré dans la Figure IV-11. La puissance qui transite dans chaque branche intègre alors le stockage comme le montre l'équation (IV-28).

$$P_i = P_{ch,i} + P_{batt,i} - P_{PV,i} \quad (IV-28)$$

Avec

- $P_{batt,i}$: La puissance de la batterie au nœud N°i, égale à 0 si aucune batterie n'est connectée à ce nœud.

Contrairement au cas agrégé, la quantité de stockage réelle qui est utilisée est calculée par la fonction d'optimisation. Le bilan actualisé de cette stratégie comporte le coût annuel des pertes ainsi que le coût de la rémunération du stockage utilisé. Le coût annuel des pertes est évalué à l'aide de l'abaque ENEDIS mise à jour en présence de stockage (cf Figure III-9). Le coût de la rémunération du stockage que nous avons considéré dans cette section est issu de l'étude que nous avons menée sur le réseau BT agrégé (cf section II-C). Nous avons vu que ce coût varie en fonction de plusieurs paramètres dont notamment la longueur de la ligne considérée et le taux de stockage étudié. Par ailleurs le départ le plus long du réseau réel étudié dans cette section est de 1050 m. Ainsi, dans un premier temps, nous avons utilisé le coût limite de rémunération du stockage obtenu pour un départ de 1000m dans le cas d'étude du réseau agrégé comme coût de rémunération. De ce fait, nous avons considéré que le DSO proposera aux propriétaires de stockage un prix de rémunération égal à 0.06 €/kwh de stockage utilisé. Par la suite, une étude de sensibilité de ce coût a été menée en considérant les coûts extrêmes obtenus dans l'étude précédente (soit 0.116 €/kwh et 0.02 €/kwh).

4. Application dans des études de planification

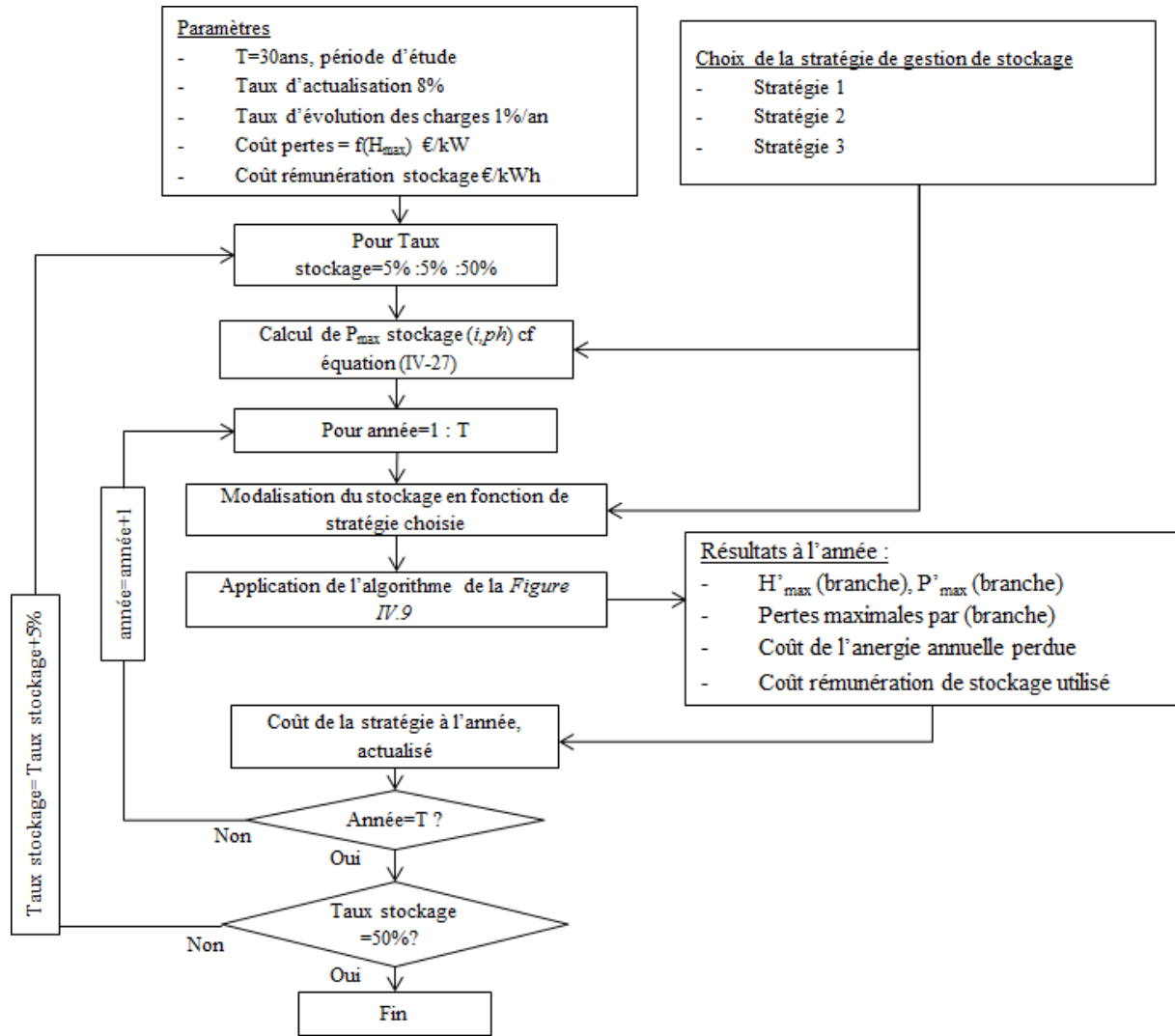


Figure IV-11: Algorithme appliqué pour la stratégie de stockage (réduction des pertes Joule).

Sur la Figure IV-12, la somme des coûts actualisés sur toute la période d'étude est représentée en fonction du taux de stockage pour les 3 stratégies de stockage et pour la solution « ne rien faire ». Le coût de rémunération du stockage utilisé est 0.06 €/kwh.

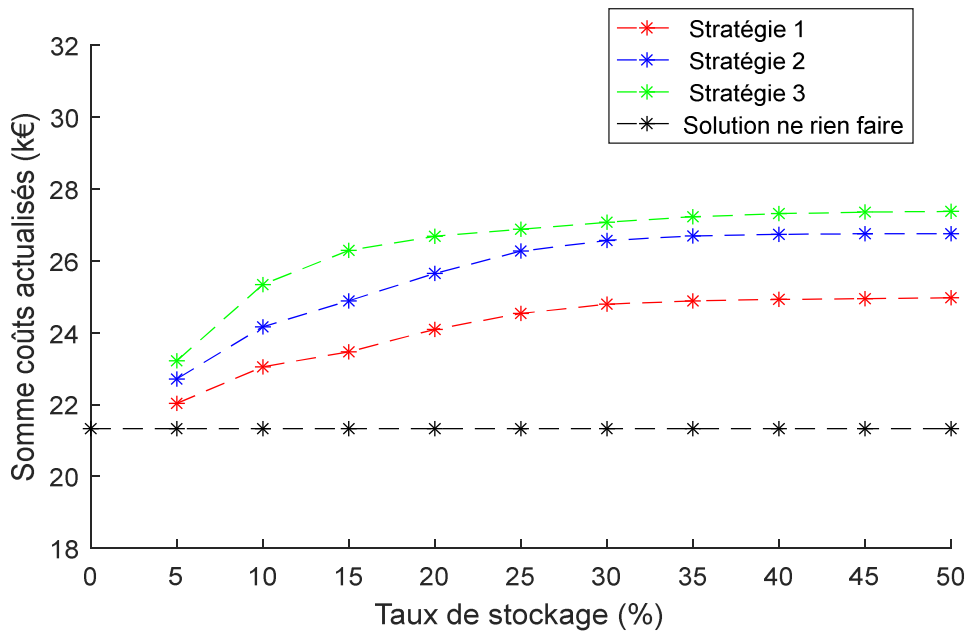
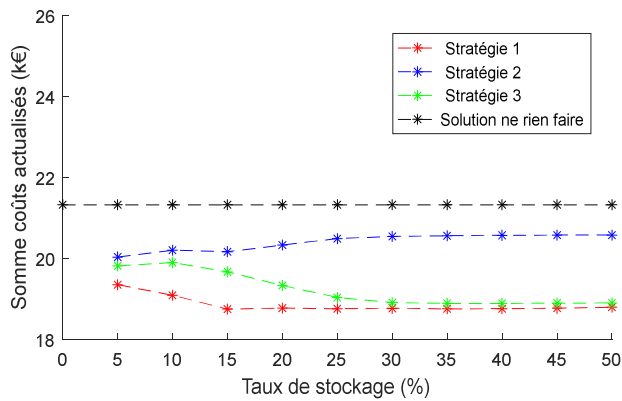


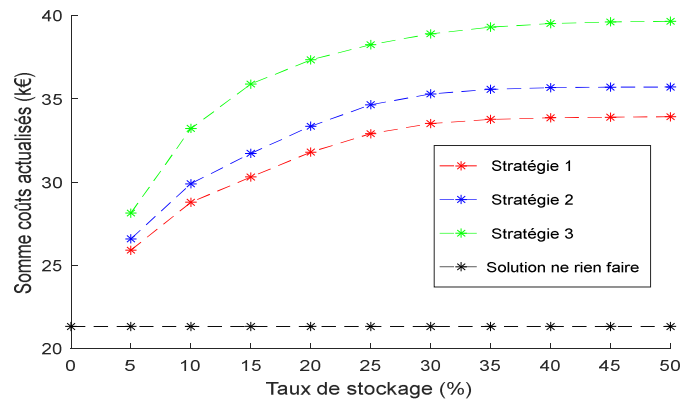
Figure IV-12: Comparaison des trois stratégies de gestion du stockage (réduction des pertes Joule, stockage triphasé).

En analysant la figure ci-dessus, on constate que la stratégie la plus efficace est la stratégie 1 c'est-à-dire un stockage distribué avec une gestion globale, où chaque batterie est gérée de telle sorte à lisser la courbe de charge au niveau du départ BT. Cette stratégie a permis de réduire les pertes au niveau de chaque ligne se trouvant en amont de chaque batterie mais également au niveau du transformateur BT et d'autres lignes aussi. La moins bonne stratégie est la 3^{ème} où tout le stockage est concentré au niveau du poste de distribution. On peut remarquer que la solution « ne rien faire » s'avère meilleure que le stockage, comme nous pouvons le voir sur la Figure IV-12. La différence entre les coûts actualisés des trois stratégies de stockage reste modeste pour un même taux de stockage (différence maximale de 8,77 % du coût maximale actualisé soit 2,4 k€). De plus, on peut constater que plus le taux de stockage est important et plus son coût est important. On peut noter l'effet saturation vers 30% de pénétration de stockage. Au-delà de ce taux, les courbes sont lissées et augmenter le taux de stockage n'a plus d'intérêt. Par conséquent, le gain réalisé en réduisant les pertes est perdu avec l'augmentation des coûts liés à la rémunération de stockage. Cette analyse va dans la logique d'une règle de planification consistant à négliger le coût des pertes en BT par rapport au coût des investissements [Erd08].

Une étude de sensibilité sur le coût de rémunération du stockage est montrée dans la Figure IV-13 pour des coûts de rémunération de stockage allant de 0,02 €/kWh et 0,116 €/kWh. Pour un coût de rémunération égal à 0,02 €/kWh, le stockage s'est avéré meilleur que la solution « ne rien faire ». Par contre pour un coût de rémunération égal à 0,116 €/kWh, le renforcement est meilleur que le stockage et l'écart entre les coûts actualisés est important par rapport à l'écart des coûts de la Figure IV-12 (coût de rémunération 0,06 €/kWh).



Coût de rémunération de stockage 0.02 €/kwh



Coût de rémunération de stockage 0.116 €/kwh

Figure IV-13: Comparaison des trois stratégies pour la gestion du stockage utilisé dans l'objectif de réduire les pertes Joule.

II-D-4. Conclusions

Dans cette partie nous avons traité la question de l'utilisation du stockage dans les réseaux BT pour réduire le coût des pertes. Cette étude a été menée dans une optique de planification long terme (durée d'étude 30 ans). Pour apporter des réponses à notre problématique, nous avons définie des coûts limites qui doivent être assignés à la rémunération du stockage pour que ce dernier soit meilleur que la solution « ne rien faire ». Dans un premier temps, nous avons étudié le cas simplifié d'un transformateur, d'une ligne et d'une charge agrégée. Une étude de sensibilité sur la longueur du départ, le type de stockage, le déséquilibre et la puissance consommée a mené à la conclusion que la réduction des pertes grâce au stockage n'est pas économiquement intéressant pour le DSO. La présence de PV a conduit aux mêmes conclusions. Les coûts limites de rémunération du stockage défini lors de cette étude ont été appliqués dans le cas d'un réseau détaillé issu d'un réseau réel. La conclusion a clairement montré que la solution « ne rien faire » était la plus avantageuse. Le seul cas étudié où le stockage est intéressant correspond à une rémunération de 0.02 €/kWh ce qui paraît faible. Cependant, depuis 10 ans, les prix du stockage ont fortement chutés (passé de 1300 \$/kWh en 2006 à près de 300 \$/kWh 2015 [Tech15]). Ainsi, des coûts de rémunération faibles de stockage pourraient être envisagés dans les années à venir (estimé par [Pill17] entre 150 \$/kWh et 200 \$/kWh en 2025). En considérant une batterie de 2000 cycles, cela correspond à un coût qui varie entre 0.075\$/kWh/cycle et 0.1\$/kWh/cycle.

En outre Cette conclusion paraît assez logique puisque les DSO négligent déjà les pertes dans les réseaux BT lors d'une décision d'investissement.

III. Intérêt économique du stockage comme alternative au renforcement en cas d'apparition de contraintes techniques sur le réseau

III-A. Contexte et hypothèses

Les décisions d'investissement dans les réseaux électriques de distribution découlent de trois besoins distincts : l'arrivée de nouveaux usagers sur le réseau électrique (raccordement de

nouveaux consommateurs et/ou producteurs), le renouvellement des équipements du réseau en fin de vie et le renforcement du réseau lorsque celui-ci est soumis à des contraintes techniques. Dans le cas du raccordement d'un nouveau client ou du renouvellement d'un composant du réseau, ce sont les pertes qui permettent d'arbitrer la décision. Cependant, comme démontrée dans la partie précédente, le stockage utilisé uniquement pour réduire les pertes n'est pas économiquement intéressant. Donc dans cette partie, nous étudierons le cas du stockage en alternative au renforcement de réseau. Ce dernier peut avoir lieu lorsque des contraintes techniques surviennent au cours de la vie du réseau électrique. Elles peuvent être la conséquence d'une augmentation de la production décentralisée ou de l'accroissement de la pointe de consommation par exemple. Le renforcement des infrastructures du réseau pour faire face à ces contraintes constitue souvent des investissements lourds pour le DSO. L'objectif de cette section est de quantifier les gains potentiels que pourrait apporter le stockage sur les travaux de renforcement dans les réseaux électriques BT. Quantifier ces gains est relativement complexe. En effet de nombreuses incertitudes existent comme par exemple le type de contraintes, l'équipement touché par la contrainte et l'année d'apparition de la contrainte par rapport à l'âge et la durée de vie de l'équipement. Ainsi nous avons mené plusieurs cas d'étude dans cette partie afin d'évaluer le potentiel du stockage dans les réseaux électriques BT pour diverses situations et points de fonctionnement. Avant de présenter ces cas d'étude, il est nécessaire d'explicitier un ensemble d'hypothèses sur lesquelles se sont appuyés les travaux de cette partie.

Le gisement de flexibilité disponible sur le réseau est important pour le DSO. En effet la flexibilité ne peut être une alternative au renforcement que si la demande de flexibilité est assurée dans le temps (pendant la durée du report de l'investissement ou la durée de vie de l'ouvrage) et dans l'espace (le réseau considéré, le lieu de la contrainte). Ainsi, dans le cadre de ces travaux, nous avons considéré que le stockage disponible au service du DSO est suffisant pour pouvoir reporter ou éviter un renforcement.

Dans le cadre du développement des *Smart Grids*, plusieurs leviers de flexibilité sont proposés : ils sont de nature endogène comme les régulateurs en charge dans les transformateurs HTA/BT et les bancs de capacité ou de nature exogène comme l'effacement diffus, le contrôle de la production entre autres. L'apport de chaque levier de flexibilité dépend de plusieurs paramètres comme le gisement disponible, la topologie du réseau étudié, le type et les caractéristiques des contraintes entre autres. Ainsi, il est évident que la présence de plusieurs leviers de flexibilité aura un impact sur l'apport de chacun d'eux (par exemple les décisions d'investissement peuvent être différentes s'il y a présence de stockage et d'effacement par exemple ou s'il y a juste présence de stockage). De ce fait, il est important de mentionner que dans le cadre de cette étude nous avons uniquement étudié le stockage sans autres sources de flexibilité.

De plus on suppose que le DSO fait appel au service de stockage uniquement dans l'objectif de résoudre une contrainte technique (tension, courant, puissance du transformateur). De ce fait, la fonction d'optimisation N°2 décrite dans le chapitre II par les équations (II-23) à

(II-25) que l'on rappelle est utilisée pour la gestion du stockage. Dans le cas de cette partie, la puissance limite est définie pour chaque élément du réseau (ligne et transformateur).

$$FO_2 = \text{Min} \sum_{t=1}^N P_{batterie}^+(t) + \sum_{t=1}^N P_{batterie}^-(t) + \sum_{t=1}^N \gamma \times (d(t))^2 \quad (\text{IV-29})$$

$$P_{poste\ AS}(t) \leq P_{lim_mono} \quad (\text{IV-30})$$

$$d(t) = P_{lim_mono} - P_{poste\ AS}(t) \quad (\text{IV-31})$$

Avec :

- FO_2 : grandeur à minimiser,
- d : différence entre la puissance maximale admissible du poste HTA/BT et la puissance dans chaque ligne avec stockage à l'instant t ,
- P_{lim_mono} : Puissance maximale admissible dans chaque ligne sans provoquer une contrainte (tension, courant, ou puissance du poste HTA/BT)

Pour déterminer la puissance limite admissible au-delà de laquelle le stockage doit intervenir, nous utilisons les approximations définies par les équations (IV-11) pour éviter une contrainte de tension et l'équation (IV-32) pour éviter une contrainte de courant.

$$P_{lim_mono} = I_{lim} \times V \times \cos \varphi \quad (\text{IV-32})$$

Avec :

- I_{lim} : Courant maximal admissible par la ligne (A).
- $\cos \varphi$: Facteur de puissance.

III-B. Modèle économique du stockage

Actuellement il n'existe pas de modèle économique pour le stockage. Cette partie a pour objectif de proposer un modèle de valorisation du stockage afin de pouvoir mener des études concrètes de planification permettant de justifier économiquement le choix entre renforcer ou utiliser du stockage.

Le stockage a deux intérêts en planification : permettre le report d'investissement ou empêcher un investissement. Le report d'investissement consiste à utiliser le stockage à partir de l'année N (apparition d'une contrainte) car le coût d'utilisation du stockage est plus économique que le coût de la solution renforcement. A partir de l'année $N+x$, le renforcement devient la solution la plus économique. Le stockage a donc permis de reporter de garder le capital (*CAPEX*) pendant x années contre un *OPEX* plus intéressant. Dans le cas où le stockage permet de résoudre les contraintes identifiées et demeure plus intéressant économiquement jusqu'à la fin de vie de l'ouvrage en contrainte, on parle d'un investissement évité. Dans cette thèse, nous avons opté pour un raisonnement par annuité. En d'autres termes, un investissement qui devrait coûter I en euros courant à l'année n , coulera $\frac{I}{1+i}$ à l'année suivante, ce qui permet de faire un bénéfice de $\frac{I \times i}{1+i} (I - \frac{I}{1+i})$ [Garr16], où i est le taux d'actualisation, égal à 8% dans cette étude [HaSa12], [Alva09].

Le bénéfice obtenu grâce à la solution stockage est calculé avec la relation (IV-33) [Coif07].

$$Bénéfice(n) = C_{inv} \times \frac{i}{(i+1)^{n+1}} - \frac{C_{stockage}(n) + \Delta C_{pertes}(n)}{(1+i)^n} \quad (IV-33)$$

Avec

- Bénéfice (n) : le bénéfice annuel de la solution stockage.
- C_{inv} : Coût du renforcement.
- $C_{stockage}(n)$: coût des dépenses associées à la rémunération du service de stockage à l'année n.
- $\Delta C_{pertes}(n)$: différence entre les coûts des pertes avec la stratégie de stockage et avec la stratégie du renforcement.

Le coût des dépenses associées à la rémunération du service de stockage ne sont actuellement pas définis. Ainsi il est nécessaire d'approximer ce coût avant de pouvoir l'utiliser dans une analyse de coût bénéfice entre renforcement et stockage. Cependant de nombreux paramètres influent la valeur de ce coût et une étude paramétrique préliminaire est nécessaire. Ainsi dans la partie suivante, on regarde comment le coût limite de rémunération du stockage varie en fonction de certains paramètres. Ce coût limite est défini comme étant le coût maximal à affecter à la rémunération du stockage pour qu'il soit plus intéressant économiquement que le renforcement. Il est exprimé en k€/kWh et est défini par l'équation (IV-34):

$$C_{lim}(n) = \frac{C_{inv} \times \frac{i}{i+1} - \Delta C_{pertes}(n)}{C_{utilisée}(n)} \quad (IV-34)$$

Avec :

- $C_{lim}(n)$: Coût limite de rémunération du stockage à l'année n,
- $C_{utilisée}$: Quantité de stockage utilisée à l'année n.

III-C. Etude préliminaire : calcul de la rémunération du service de stockage

III-C-1. Paramètres impactant le coût de rémunération du stockage

Comme nous l'avons déjà souligné au début de ce chapitre, dans tout ce manuscrit nous avons considéré que le stockage n'est pas une propriété du DSO. Celui-ci utilise le service de stockage disponible sur son réseau contre une rémunération en €/kWh. Dans le contexte incertain actuel¹⁹ de l'évolution des réseaux de distribution, le besoin de gisement de flexibilité est très volatile. Ainsi, la variation de la contrainte à éliminer, son évolution dans le temps et sa fréquence d'apparition auront une influence importante sur le gain que peut apporter le stockage. En effet dans un réseau où l'évolution est importante (évolution active des charges et/ou de la production décentralisée), les contraintes seront plus importantes, plus nombreuses et avec des durées plus longues au fil des années. Ceci est parfaitement vrai pour des réseaux

¹⁹ Plusieurs paramètres ne sont pas encore maîtrisés : la consommation (qui est liée au facteur économique entre autres), le comportement des consommateurs face aux nouvelles solutions et le développement des lois juridiques et politiques.

qui connaissent un taux d'accroissement important de la pointe de consommation et un fort taux d'intégration PV entre autres. Dans ces conditions, le besoin du gisement de flexibilité (stockage par exemple) peut être en parfaite progression et les dépenses d'utilisation des services de celui-ci aussi. A l'inverse pour des réseaux possédant des paramètres de croissance constants ou presque, l'évolution des contraintes sera minimale voire nulle. Ainsi si le réseau BT est déjà dimensionné pour ces cas, le besoin de stockage ainsi que les dépenses prévues à l'égard de son utilisation seront relativement raisonnables voire inexistantes. La Figure IV-14 illustre deux exemples simples pour montrer graphiquement ces situations distinctes. La figure de gauche est une comparaison entre deux cas où le nombre d'occurrences d'apparition des contraintes est plus important dans la courbe 2 que dans la courbe 1. L'aire 1 et l'aire 2 représentent l'énergie de stockage à utiliser pour éviter un dépassement de la puissance limite à ne pas dépasser pour ne pas provoquer de contraintes techniques. Étant donné que les dépenses liées au service d'utilisation de stockage sont directement proportionnelles au kWh utilisé, il est clair que le stockage est plus intéressant dans le 1^{er} cas que dans le 2^{ème} cas. En outre, le 2^{ème} exemple (figure de droite) illustre une comparaison entre 2 courbes de consommation où l'amplitude des contraintes est plus importante dans la courbe 4 que la courbe 3. Ainsi, comme pour la figure de gauche, le stockage est plus intéressant pour la courbe 3 que pour la courbe 4 car l'énergie du stockage utilisée est plus importante.

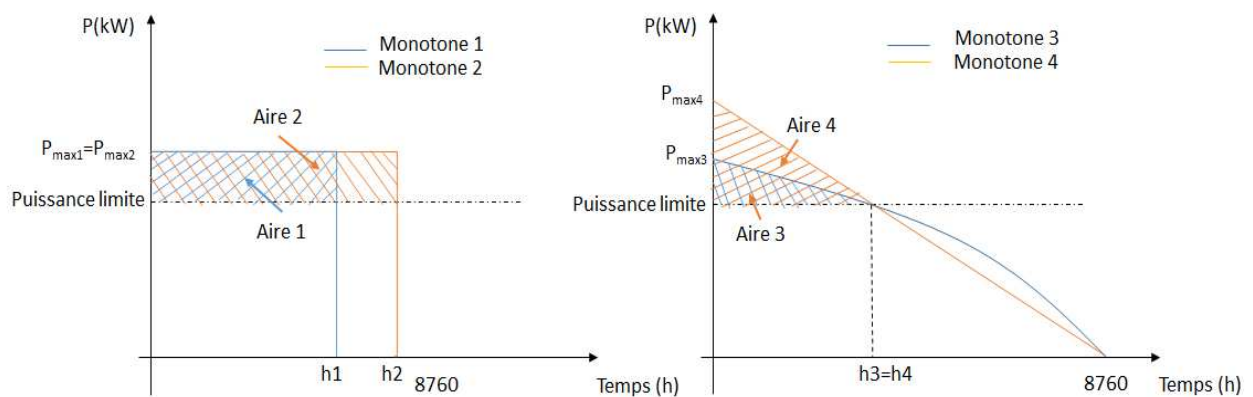


Figure IV-14: Représentation graphique d'impact des contraintes sur le besoin du stockage.

III-C-2. Impacts du nombre, de la durée et de la puissance de dépassement des contraintes

L'objectif de ce cas d'étude est d'illustrer la variation du coût lié à la rémunération du service de stockage utilisé par le DSO pour éviter un renforcement. Dans cette partie, le réseau agrégé de la Figure III-18 est utilisé. Lors de cette étude, nous avons pris en compte uniquement l'évolution de la consommation (pas de production décentralisée). En effet, nous avons supposé que l'origine des contraintes²⁰ n'aura pas d'impact sur le coût qui sera assigné au service du stockage.

La prévision de la croissance des charges et des puissances sur le réseau électrique est l'un des axes les plus importants qui assure la pertinence de toute étude de planification de

²⁰ Parfois le coût de la flexibilité est variable suivant la cause de la contrainte, s'il s'agit de la production ou de la consommation. Cela dépend des politiques menées, de type de contrat (entre le DSO et le producteur par exemple) entre autres.

réseau. En effet l'évolution du taux d'accroissement des charges est déterminante pour l'identification des contraintes susceptibles d'apparaître dans le réseau (année d'apparition²¹, amplitude et évolution²²) et donc sur le bénéfice du stockage par rapport au renforcement. La croissance de la demande électrique dépend de plusieurs facteurs économiques et environnementaux. Elle doit tenir compte de l'historique des consommations en BT, du développement des infrastructures, de l'impact du développement du gaz²³, de l'évolution démographique, de l'évolution de l'emploi et de la construction, entre autres. Dans les réseaux BT ce taux d'accroissement des charges est pris entre 0 et 2.5% selon le réseau étudié [Srd10]. Ainsi, ce paramètre peut varier en fonction des hypothèses considérées. Ainsi dans cette partie, nous avons considéré six valeurs de taux de croissance de la consommation (de 0.1%, et puis de 0.5% à 2.5% par pas de 0.5%). Le taux de croissance de la consommation est exprimé en % de la consommation de l'année de début d'étude (consommation initiale). Pour chaque taux de croissance considéré, nous avons réalisé une étude sur 30 années. Nous avons supposé que l'évolution de cette consommation est uniforme chaque année.

Pour une analyse la plus exhaustive possible, le domaine de variation du nombre de contraintes doit être très large. Pour assurer cette condition, il est important d'avoir un nombre de scénarios important. Par conséquent, nous avons opté pour une étude stochastique basée sur la méthode de Monte Carlo avec 4000 itérations (correspondant à une marge d'erreur de 2% et un degré de confiance 99%). Pour chaque itération, des clients sont raccordés aléatoirement sur les trois phases selon une loi uniforme jusqu'à atteindre la puissance maximale totale fixée. Cette puissance est la puissance limite acceptable par le réseau sans provoquer une contrainte définie par les équations (IV-11) et (IV-32). Ainsi cette puissance limite dépend de la longueur du départ et de l'équipement considéré (ligne, transformateur). Par ailleurs une courbe de charge est construite pour chaque client en utilisant la méthode décrite dans logigramme de la *Figure III-20*. Ce processus permet d'avoir une large variation de nombres de contraintes et de leurs évolutions. En effet comme nous l'avons déjà souligné, pour une même puissance délivrée par le poste de distribution HTA/BT et avec un même taux d'accroissement des charges, le nombre de contraintes et le dynamisme de leurs évolutions peuvent être variables en fonction des facteurs comme le déséquilibre de la charge et la forme de chaque courbe de charge. Cela permet ainsi d'avoir trois états du réseau : peu contraint, moyennement contraint et très contraint.

Pour mener ce cas d'étude nous avons utilisé le réseau présenté dans la *Figure III-18*. Plusieurs longueurs de départ sont considérées de 100 m à 1000 m par pas de 100 m (cf section II-C-2). Pour chaque taux d'accroissement des charges considéré, nous avons étudié deux stratégies pour faire face aux contraintes qui apparaissent :

²¹ L'année d'apparition de la contrainte par rapport à l'âge de l'équipement peut avoir un impact sur le bénéfice du stockage.

²² L'évolution de la contrainte dans le temps peut aussi avoir un impact sur le bénéfice du stockage. Une contrainte qui évolue rapidement augmente l'utilisation du stockage, contrairement à une contrainte qui a une évolution faible (ou constante).

²³ Si le chauffage, la cuisine et le chauffage d'eau sanitaire à base de gaz évoluent, la consommation de l'énergie électrique qui sera dédiée à ces derniers sera réduite. Ce fait va limiter l'évolution du taux d'accroissement des charges.

4. Application dans des études de planification

- La première consiste à renforcer les conducteurs du réseau. Dans ce cas, il est envisagé de renouveler les câbles de section 95 mm² avec des câbles de 150 mm².
- La seconde solution envisagée est de faire appel à la stratégie de stockage (avec la fonction d'optimisation N°2 présentée dans le chapitre II) pendant les heures où le conducteur est en contrainte.

Le coût limite du stockage à ne pas dépasser est déterminé avec l'équation (IV-34). Pour la stratégie « stockage », le coût *TOTEX* comprend le coût d'exploitation lié aux pertes Joule et à la rémunération du service de stockage utilisé. Les coûts sont actualisés chaque année en utilisant un taux d'actualisation de 8%. Pour cela, la méthode utilisée est identique à celle présentée dans logigramme de la *Figure IV-3* à quelques différences près qui sont le taux de stockage (dans ce cas le stockage ne varie pas de 5% à 50 % mais uniquement de la quantité nécessaire pour faire passer la contrainte) et la quantité utilisée de stockage (qui est la somme des puissances de dépassement). Le Tableau IV-2 montre des valeurs importantes du coût limite de rémunération du stockage pour chaque taux d'accroissement des charges considéré pour un départ de longueur 100 m.

Tableau IV-2: Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT de 100m

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh)
0.1	[1 ; 34]	[0,62 ; 9,16]	[11,58 ; 1922]
0.5	[1 ; 211]	[0,62 ; 21,77]	[1,67 ; 1922]
1	[1 ; 921]	[0,62 ; 41,53]	[0,49 ; 1922]
1.5	[1 ; 2206]	[0,62 ; 65,94]	[0,20 ; 1922]
2	[1 ; 4103]	[0,62 ; 93,61]	[0,12 ; 1922]
2.5	[1 ; 5688]	[0,62 ; 126]	[0,08 ; 1922]

Le coût limite qui peut être assigné au stockage pour éviter un renforcement est très variable. Lorsqu'un renforcement est nécessaire alors que le nombre de contraintes est faible, la sollicitation du stockage pour faire passer ces contraintes est assez faible. Ainsi, le coût limite de rémunération du service de stockage peut dépasser 1922 €/kWh en demeurant toujours moins cher que le renforcement. La tendance de diminution de ce coût est instable et dépend de l'évolution du nombre de contraintes et de leurs puissances de dépassement dans le temps. En effet, l'évolution des contraintes (après leur apparition) est variable en fonction du taux d'accroissement des charges. Plus le taux d'accroissement des charges est important et plus le nombre de contraintes et les taux de dépassement le seront. Ce fait est bien illustré dans le tableau. Par exemple, pour un taux d'accroissement des charges de 0.1%, le nombre maximal de contraintes est 34 avec une puissance de dépassement maximale de 9.16 %, alors que pour un taux d'accroissement de 2.5%, le nombre maximal de contraintes est 5688 et la puissance de dépassement atteint 126 % ce qui augmente le besoin du stockage. Dans ce dernier cas, le coût qui doit être attribué au service du stockage pour que ce dernier soit meilleur que le

renforcement est faible. Le coût le plus faible est enregistré pour un taux d'accroissement des charges égal à 2.5%.

1. Contrainte au niveau d'une ligne de différentes longueurs

La longueur de la ligne peut impacter le bénéfice du stockage. En effet, le coût de renforcement permettant de déterminer le coût limite du stockage est directement proportionnel à la longueur de la ligne. De plus, l'impédance de la ligne étant proportionnelle à sa longueur, les chutes de tension le seront également. Le Tableau IV-3 et Tableau IV-4 représentent les résultats obtenus pour des départs moyennement longs (L=500 m) et très longs (L=1000 m) respectivement (cf Figure III-18). Les résultats des autres longueurs sont représentés en *Annexe 9*

Tableau IV-3 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT moyennement long.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh)
0.1	[1 ; 40]	[0,62 ; 18,04]	[171,47 ; 53224]
0.5	[1 ; 323]	[0,62 ; 26,75]	[16,37 ; 53224]
1	[1 ; 1017]	[0,62 ; 51,10]	[2,31 ; 53224]
1.5	[1 ; 2396]	[0,62 ; 71,61]	[0,66 ; 53224]
2	[1 ; 4280]	[0,62 ; 100,27]	[0,27 ; 53224]
2.5	[1 ; 5793]	[0,62 ; 127,50]	[0,15 ; 53224]

Tableau IV-4 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT très long.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh)
0.1	[1 ; 10]	[1,2 ; 16,17]	[2446,7 ; 117668]
0.5	[1 ; 123]	[1,2 ; 25,63]	[173,8 ; 117668]
1	[1 ; 700]	[1,2 ; 46,06]	[16,8 ; 117668]
1.5	[1 ; 1804]	[1,2 ; 66,80]	[3,8 ; 117668]
2	[1 ; 3657]	[1,2 ; 94,64]	[1,3 ; 117668]
2.5	[1 ; 5340]	[1,2 ; 123,73]	[0,6 ; 117668]

Sur le Tableau IV-3 et Tableau IV-4 on peut constater l'effet de la longueur de la ligne sur les coûts limites assignés à 1kWh de stockage. En effet, il peut attendre 53224 €/kWh pour un départ BT de longueur 500 m et 117668 €/kWh pour un départ BT de longueur 1000 m (soit 2 fois plus important). De plus, pour un même nombre de contraintes, le coût assigné pour un kWh de stockage est plus élevé pour un départ plus long.

2. Contrainte au niveau du transformateur HTA/BT

Pour ce cas d'étude, nous considérons que les transformateurs sont soumis à une contrainte thermique. Cette dernière est à l'origine d'une limitation de puissance qui peut transiter dans le transformateur. Pour les transformateurs de distribution HTA/BT, la contrainte est limitée à une puissance de 100% de la puissance nominale. Cependant, une tolérance d'un dépassement de 10% [Ecub16] (donc une puissance qui transite égale à 110% de la puissance nominale) pendant 2h est généralement tolérée. Dans [Ecub16] il est annoncé que le coût d'un nouveau transformateur HTA/BT est d'environ 27.5 k€ pour une puissance qui peut aller jusqu'à 1000 kVA. Ce coût sera donc considéré pour la valorisation d'une mutation de transformateur. Les résultats de ce cas d'étude sont représentés dans le *Tableau IV-5*

Tableau IV-5 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un transformateur.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh)
0.1	[1 ; 4]	[0,6 ; 4,5]	[179,4 ; 3673]
0.5	[1 ; 75]	[0,6 ; 12,6]	[10,5 ; 3673]
1	[1 ; 490]	[0,6 ; 27,4]	[1,4 ; 3673]
1.5	[1 ; 1373]	[0,6 ; 48,4]	[0,5 ; 3673]
2	[1 ; 2889]	[0,6 ; 74,9]	[0,3 ; 3673]
2.5	[1 ; 4577]	[0,6 ; 102,5]	[0,2 ; 3673]

On peut constater que plus le nombre de contraintes et le taux de dépassement sont importants et moins le coût de la rémunération est grand. Les coûts assignés au stockage oscillent entre 0.2 €/kWh pour un nombre de contrainte de 4577 avec une puissance de dépassement maximale de 102% et 3673 €/kWh pour une seule contrainte.

Compte tenu de ces résultats, dans la suite de ce chapitre on sépare les coûts de rémunération d'1 kWh de stockage en 3 catégories correspondant à un réseau faiblement contraint, moyennement contraint, et fortement contraint. Dans [Ecub16], une contrainte est courte si sa durée totale ne dépasse pas 50h ou est inférieure à 10h consécutives. La contrainte est considérée longue si la durée totale est supérieure à 500h ou à 20h consécutives. Ainsi nous nous inspirons donc de ces résultats et définissons :

4. Application dans des études de planification

1. un réseau faiblement contraint si le nombre de contraintes (fréquence d'apparition) ne dépasse pas 50h sur toute la période d'étude,
2. un réseau moyennement contraint si le nombre de contraintes est entre 50 h et 500 h pour toute la période d'étude,
3. un réseau fortement contraint si le nombre de contraintes dépasse 500h pour toute la période d'étude.

Nous avons donc calculé le coût moyen d'1 kWh de stockage pour chaque catégorie définie ci-dessus et pour chaque longueur et équipement considérés (ligne, transformateur). Par la suite la moyenne totale, est calculé pour chaque catégorie.

Tableau IV-6 : Coût moyen limite pour la rémunération du stockage en fonction de l'équipement à renforcer.

Longueur du départ BT (m)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	Transformateur
Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh)											
Faiblement contraint	184	414	1301	2530	3203	4797	6117	7090	9279	15553	458
Moyennement contraint	4,6	7,6	17,3	32,3	50,8	75,8	104,8	136,3	176,6	222,3	6,6
Fortement contraint	0,50	0,65	0,98	1,58	2,34	3,43	4,65	6,00	7,76	10,02	0,67

Tableau IV-7 : Coût limite moyen de la rémunération d'1 kWh stockage.

Catégorie	Moyenne
Faiblement contraint	3.84 €/kWh
Moyennement contraint	75.24 €/kWh
Fortement contraint	4616 €/kWh

III-C-3. Conclusion

Lors de l'étude de la sensibilité du coût d'un kWh de stockage utilisé face au nombre des contraintes, nous avons constaté que le coût limite qui doit être assigné au stockage pour le favoriser face au renforcement varie fortement en fonction du nombre de contraintes et du taux de dépassement de ces contraintes (du besoin du stockage). Les écarts entre les coûts de stockage sont très importants et ne peuvent être utilisés pour cette étude en l'état. Par ailleurs, il est impossible d'utiliser différents coûts de stockage en fonction du nombre de contraintes qui surviennent sur le réseau électrique. Ainsi, dans la suite de ce chapitre nous avons considéré les 3 coûts illustrés dans le Tableau IV-7 suivant les 3 catégories de l'état du réseau (faiblement, moyennement ou fortement contraint). De ce fait, dans cette étude nous avons considéré que le DSO va proposer au propriétaire du stockage ces coûts pour chaque kWh du stockage utilisé.

III-D. Apport d'une stratégie de stockage dans les décisions d'investissement dans le cas d'un réseau agrégé.

III-D-1. Décision d'investissement sur un réseau en contrainte à l'année 1 due à l'augmentation de la charge

L'objectif de ce cas d'étude est d'étudier le stockage comme alternative au renforcement et d'analyser l'impact de l'incertitude du taux d'évolution de la charge sur le bénéfice du stockage par rapport au renforcement. Le taux d'augmentation des charges est choisi entre 0% et 2,5% par an [Srd10]. Dans cette plage, nous considérons ici six paliers pour lesquels nous faisons une étude (sans aller jusqu'à 0%, inutile dans le contexte) : 0.1 ; 0.5 ; 1 ; 1.5 ; 2 et 2.5%.

Dans cette étude, si le taux d'évolution de la charge prévu est de $x\%$ par an alors chaque année, il y a 90% de chance que le taux réel d'évolution des charges soit compris dans l'intervalle $[x - 0.5 ; x]\%$ et 10% de chance qu'il soit compris dans les intervalles $[0\% ; x - 0.5] \cup [x ; 2.5]$. Deux cas particuliers sont à noter : pour un taux de 0.1% alors le taux d'évolution des charge à 90% de chance d'être dans l'intervalle $[0 ; 0.1]\%$ et 10% de chance d'être dans l'intervalle $[0.1 ; 2.5]\%$. Enfin pour un taux de 0.5%, l'intervalle de 90% de chance est $[0.1 ; 0.5]\%$.

4000 itérations de Monte Carlo (correspondant à une marge d'erreur de 2% et un degré de confiance 99%) sont utilisées pour chaque situation considérée. Cette étude est menée sur le réseau agrégé présenté par la Figure III-18.

Par ailleurs, comme nous l'avons déjà souligné dans ce chapitre, la rentabilité du stockage face au renforcement dépend de plusieurs paramètres parmi lesquels l'équipement touché par la congestion (ligne ou transformateur). Ainsi, dans cette partie, nous avons comparé 2 situations :

1. l'équipement à renforcer est la ligne du départ BT, avec une longueur de 200m, 500m et 1000m (contraintes de courant et/ou tension),
2. l'équipement à renforcer est le transformateur du poste HTA/BT (une surcharge de 110% de la puissance nominal pendant 2h est tolérée [Ecub16]).

Afin d'avoir une comparaison acceptable, il est important d'assurer les mêmes conditions initiales pour chaque situation. Ainsi, le réseau que nous avons considéré est à sa limite de contrainte à l'année de début d'analyse pour chaque étude. Afin d'assurer cette condition la puissance limite admissible est calculée en utilisant les équations (IV-11) et (IV-32) et la charge est augmentée/ diminuée jusqu'à cette limite. Deux solutions sont envisagées :

- le renforcement du réseau dès la 1^{ère} année d'étude, la section choisie pour le renforcement est 150mm² Aluminium.

- la stratégie de stockage pour faire face aux contraintes. La gestion et la modélisation du stockage est celle décrite dans la section III-C-2.

A chaque année et pour chaque itération Monte Carlo, nous avons réalisé une comparaison entre les dépenses associées à l'investissement (renforcement) et les dépenses de stockage plus la différence entre les coûts des pertes. Pour une itération donnée, nous considérons un succès si les dépenses de stockage plus la différence entre les coûts des pertes sont inférieures au coût de la solution renforcement, comme cela est illustré dans l'équation (IV-35). Cette démarche permet aussi de définir l'année à laquelle doit intervenir un renforcement.

$$C_{inv} \times \left(\frac{i}{i+1} \right)^{n+1} > \frac{C_{stockage}(n) + \Delta C_{pertes}(n)}{(1+i)^n} \quad (IV-35)$$

- i : taux d'actualisation.

Par ailleurs nous notons $N_{succès}$ le nombre de succès pour N nombre d'itérations. Ainsi, en utilisant l'équation (IV-36), nous pouvons quantifier la probabilité que la stratégie de stockage soit meilleure que le renforcement.

$$P(an) = \frac{N_{succès}}{N} \quad (IV-36)$$

La Figure IV-15, la Figure IV-16 et la Figure IV-17 illustrent une comparaison du bénéfice du stockage pour les équipements considérés (ligne 100 m, ligne 500 m ligne 1000 m et transformateur). Nous avons représenté uniquement 3 taux d'accroissement des charges, ainsi, la Figure IV-15 correspond à un taux d'augmentation des charges de 0.1%, la Figure IV-16 correspond à un taux d'augmentation de 1.5% et Figure IV-17 pour un taux d'augmentation de 2.5%. Quant au coût de rémunération de stockage, celui-ci est issu de l'étude de la section III-C-2, donc il dépend de l'état du réseau à savoir faiblement contraint, moyennement contraint est fortement contraint. Le Tableau IV-8 illustre le nombre de contraintes moyen à l'année de fin d'étude pour chaque cas étudié. Sur le Tableau IV-8 nous pouvons constater que le nombre de contraintes pour le cas du taux d'accroissement de 0.1% ne dépasse pas 10 contraintes pour tous les équipements considérés, cela correspond à un réseau faiblement contraint donc le coût de rémunération de stockage dans ce cas est 4616 €/kWh. Pour un taux d'accroissement de 1.5 % le nombre de contraintes est compris entre 10 contraintes et 500 contraintes, donc un coût de rémunération de stockage qui correspond à un réseau moyennement contraint est appliqué (soit 75.24 €/kWh). Dans le dernier cas (taux d'accroissement des charges égal à 2.5%), le nombre de contraintes moyen dépasse 500 contraintes, donc le réseau est fortement contraint et le coût de rémunération de stockage correspondant est 3.84 €/kWh.

Tableau IV-8: Nombre de contraintes moyen à l'année de fin d'étude en fonction du taux d'accroissement des charges et de l'équipement considéré.

Taux d'accroissement des charges	Nombre moyen de contraintes à l'année de fin d'étude (P=15)			
	Poste HTA/BT	Ligne de 100 m	Ligne de 500 m	Ligne de 1000m
0.1%	4,14	5,64	5,74	6,63
1.5%	187	239,15	241,41	254,07
2.5%	665	791,62	800,16	826,53

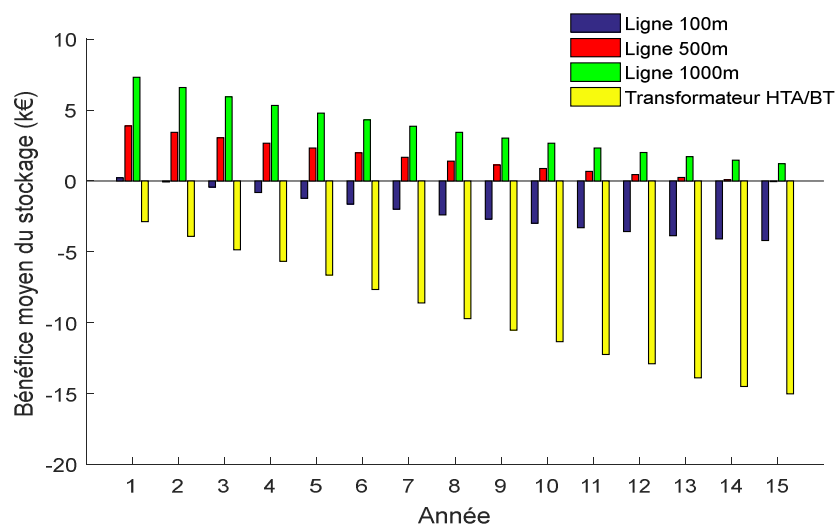


Figure IV-15 : Sensibilité du bénéfice du stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 4616 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 0.1%)

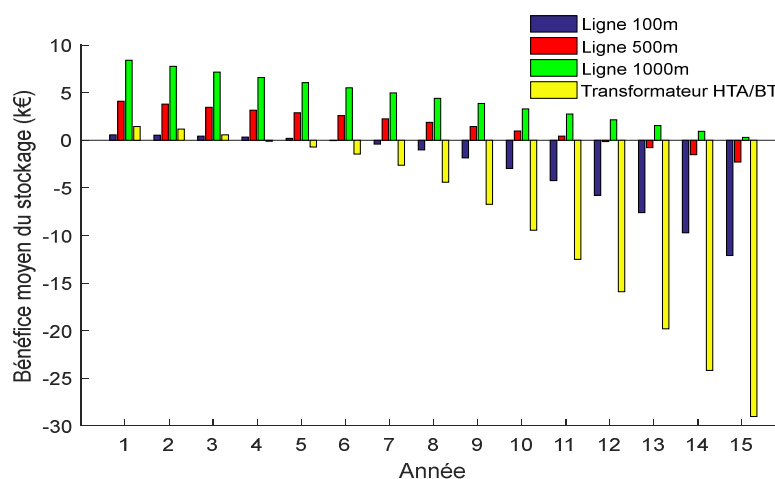


Figure IV-16 : Sensibilité du bénéfice du stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 75.24 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 1.5%)

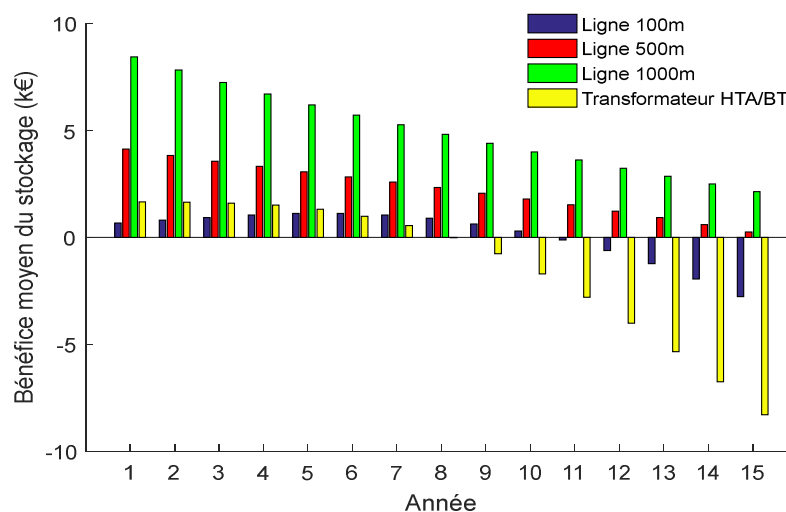


Figure IV-17 : Sensibilité du bénéfice du stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 3.84 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 2.5%).

Sur les figures ci-dessus, nous pouvons constater que le bénéfice du stockage dépend des caractéristiques des éléments à renforcer. Par exemple, nous pouvons voir que plus la longueur de la ligne à renforcer est importante et plus le bénéfice est grand. Cela est dû au coût d'investissement qui augmente avec la longueur de la ligne à renforcer. On peut voir que plus l'investissement à réaliser pour renforcer un élément est élevé et plus le bénéfice de la solution de stockage le sera. En effet, les coûts d'investissement du renforcement d'une ligne de 1000 m vaut 114.8 k€, celui d'une ligne de 500 m vaut 57.4 k€, celui d'un transformateur 27.5 k€ et celui d'une ligne de 100 m 11.48 k€. Cependant, il y a quelques situations dans lesquelles le bénéfice du stockage dans le cas d'un transformateur devient inférieur à celui dans le cas d'une ligne de 100 m, comme on peut le voir par exemple sur la Figure IV-15. Cela est dû au fait que les contraintes sont plus évolutives (en puissance de dépassement) dans le cas d'un transformateur HTA/BT donc le besoin de stockage aussi. En effet dans le cas des contraintes sur un transformateur l'augmentation de la puissance de dépassement d'une contrainte est linéaire avec l'augmentation de la puissance de la charge. Alors que dans le cas d'une ligne il s'agit des contraintes de tension notamment ou de courant, donc dans ce cas la puissance de dépassement d'une contrainte n'évolue pas linéairement en fonction de l'augmentation de la puissance de la demande. Par exemple on peut constater que sur la Figure IV-16 et la Figure IV-17 le bénéfice potentiel du stockage sur les premières années d'étude est meilleur dans le cas d'un transformateur que dans le cas d'une ligne de 100m. De plus dans ce cas le déséquilibre joue un rôle plus important. En effet si la contrainte est uniquement sur une seule phase alors il suffit d'utiliser le stockage sur cette phase pour résoudre la contrainte.

La probabilité du succès du stockage est illustrée dans la Figure IV-18, la Figure IV-19 et la Figure IV-20. De la même façon que la représentation précédente (bénéfice moyen), la Figure IV-18 correspond à un taux d'accroissement des charges de 0.1 %, la Figure IV-19 correspond à un taux d'accroissement des charges de 1.5 % et la Figure IV-20 pour un taux d'accroissement des charges de 2.5%

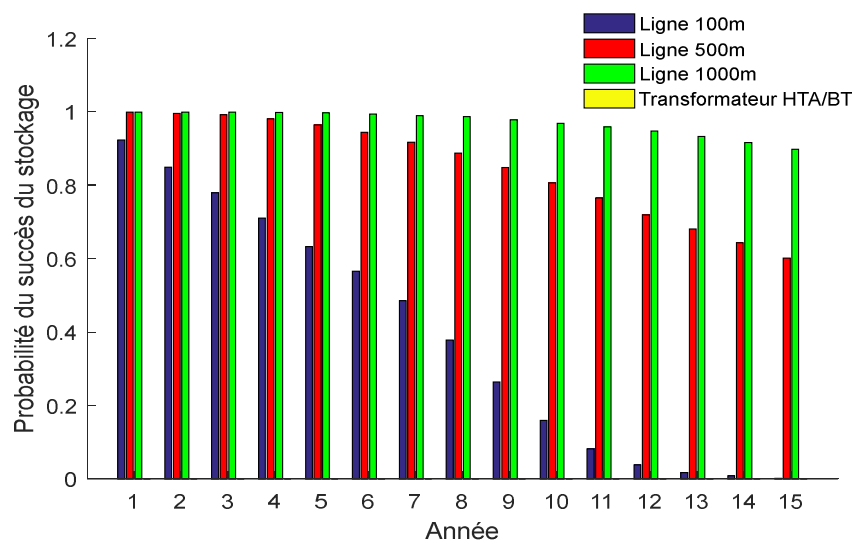


Figure IV-18 : Sensibilité de la probabilité du succès de stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 4616 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 0.1%)

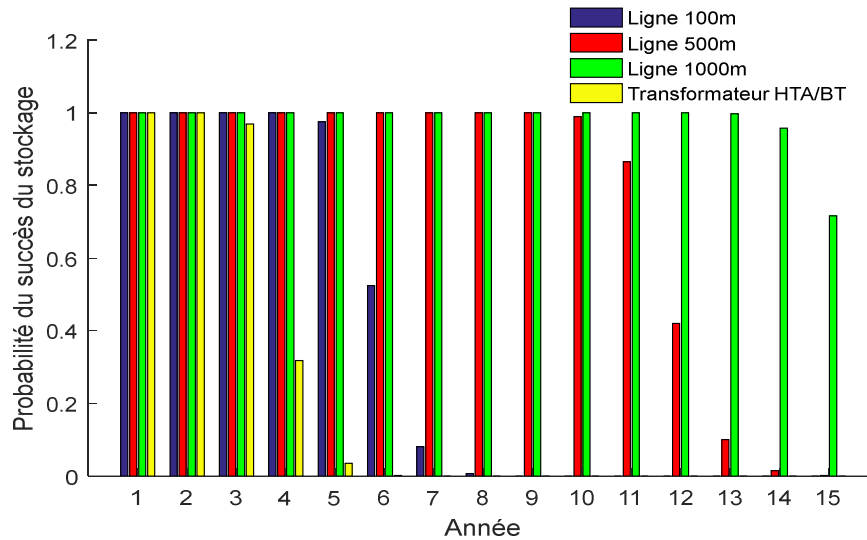


Figure IV-19 : Sensibilité de la probabilité du succès de stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 75.24 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 1.5%)

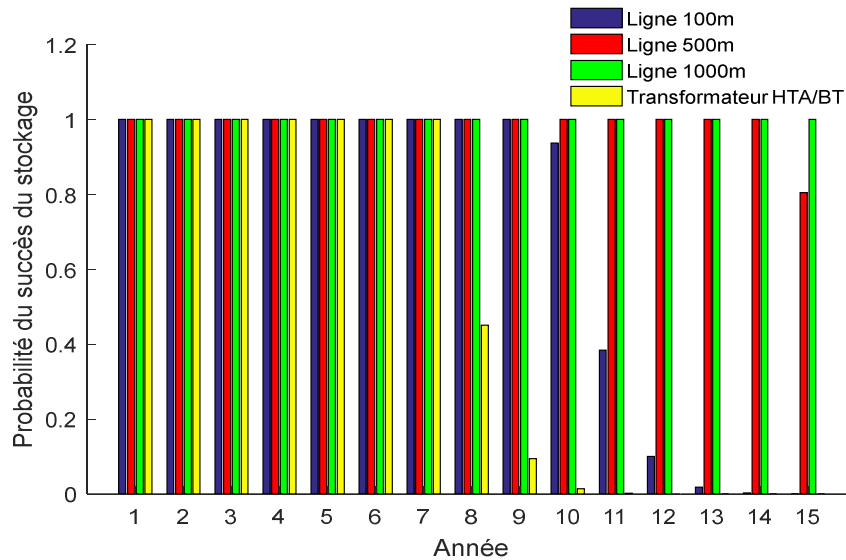


Figure IV-20 : Sensibilité de la probabilité du succès de stockage aux caractéristiques de l'équipement à renforcer avec un coût de stockage de 3.84 €/kWh (taux d'accroissement des charges égal à 2.5%).

La probabilité de succès du stockage dépend du taux d'accroissement des charges, du coût de la rémunération du stockage et du coût d'investissement du renforcement. Ainsi, sur les figures ci-dessus, on retrouve ce que nous avons dit à propos du bénéfice du stockage. Par conséquent, dans les trois cas de figure on constate que la probabilité du succès de stockage est plus importante lorsque le coût d'investissement réalisé pour un renforcement est élevé. Comme pour le bénéfice de stockage, on constate dans quelque cas que la probabilité du succès de stockage est plus élevée lorsqu'il s'agit d'une ligne de 100m que lorsqu'il s'agit d'un transformateur, alors que le coût d'investissement est plus élevé pour un transformateur. Cela revient au fait que les puissances de dépassement des contraintes augmentent plus rapidement en fonction de l'augmentation de la charge dans le cas d'un transformateur comme nous l'avons déjà expliqué dans le paragraphe précédent. Enfin on peut observer que la probabilité du succès

de stockage diminue en fonction des années. En effet plus la charge augmente plus les contraintes sont importantes (nombre et puissance de dépassement) et le besoin de stockage aussi, ce qui diminue la probabilité de son succès.

III-D-2. Décision d'investissement sur un réseau en contrainte à l'année 1 due à l'arrivée de production décentralisée sur un cas d'étude particulier

Dans ce cas d'étude, le stockage est envisagé comme une alternative au renforcement où les contraintes sont causées par la production PV dans le réseau BT. Ainsi la méthode développée est la même que dans la partie précédente sauf que de la production PV est raccordée chaque année. Nous n'avons considéré aucune contrainte provoquée par le soutirage de puissance. Pour cela nous avons considéré une puissance maximale de la charge égale à 80% de la puissance limite admissible²⁴. Au début de l'étude le réseau est à sa limite de capacité pour accueillir de la production PV. Les contraintes apparaissent ainsi dès la 1^{ère} année d'étude. Afin de mettre cette situation en œuvre, il est important de définir le taux de PV limite à insérer à l'année 0 (taux de PV limite acceptable par le réseau). Pour cela nous avons opté pour la méthode de dichotomie dans laquelle nous avons testé différents taux dans l'intervalle [0%, 200%]. Cette démarche consiste à répéter des divisions d'intervalles en deux et de sélectionner un sous intervalle dans lequel il existe le taux de PV le plus important qui marche sans contraintes. Par exemple dans cet intervalle que nous avons choisi ([0%, 200%]), on divise $\frac{(0\%+200\%)}{2} = 100\%$, ainsi nous avons deux possibilités soit 100% est un taux qui est acceptable par le réseau, donc on sélectionne le sous-intervalle [100%, 200%], soit il n'est pas acceptable par le réseau donc on sélectionne le sous intervalle [0%, 100%]. Le critère d'arrêt de dichotomie est lorsque la différence entre un taux acceptable et un taux inacceptable est inférieur à 1. Nous obtenons au final un taux de 130% réparti sur les 3 phases suivant les puissances maximales soutirées²⁵.

Nous supposons que la contrainte est arrivée à la 15^{ème} année de vie de l'équipement (avec un équipement ayant une durée de vie de 30 ans). Il reste alors 15 ans pour que l'équipement arrive à sa fin de vie. Notre étude considère ainsi ici ces 15 dernières années.

L'association *NégaWatt* définit des scénarios de production d'énergie renouvelable pour les années à venir [Néga17], dans le scénario 100% de production à base des ENR en 2050, les étapes d'évolution de la production des ENR sont : 17% en 2015, 33% en 2020, 55 en 2030 et 100% en 2050 [Néga17], [Goui15a]. Si on considère que cette évolution de production ENR est linéaire entre 2015 et 2030, alors le taux d'évolution des ENR est égal à 2.53%/an. Ainsi dans cette étude nous avons pris ce taux d'augmentation de la production de PV (2.53%/an) soit une production totale à l'année de fin d'étude de 168% (130%+38%). Comme il est peu probable que l'augmentation de la production soit uniforme, nous avons considéré une incertitude de 10% autour de la valeur définie (2.53%). Donc le taux d'augmentation de la production PV à chaque année est compris dans l'intervalle $[2.53\% \times (1 - 0.1), 2.53\% \times (1 + 0.1)]$. La

²⁴ La puissance limite admissible est calculée en utilisant les équations (IV-11) et (IV-32)

²⁵ Sur chaque phase un taux PV de 130% est inséré. Ce taux est dimensionné sur la base de la puissance maximale soutirée sur cette phase.

Figure IV-21 illustre le choix des unités de PV pour chaque année, ainsi que la phase de raccordement pour chaque unité. Par ailleurs la longueur de la ligne considérée dans ce cas d'étude est 500 m.

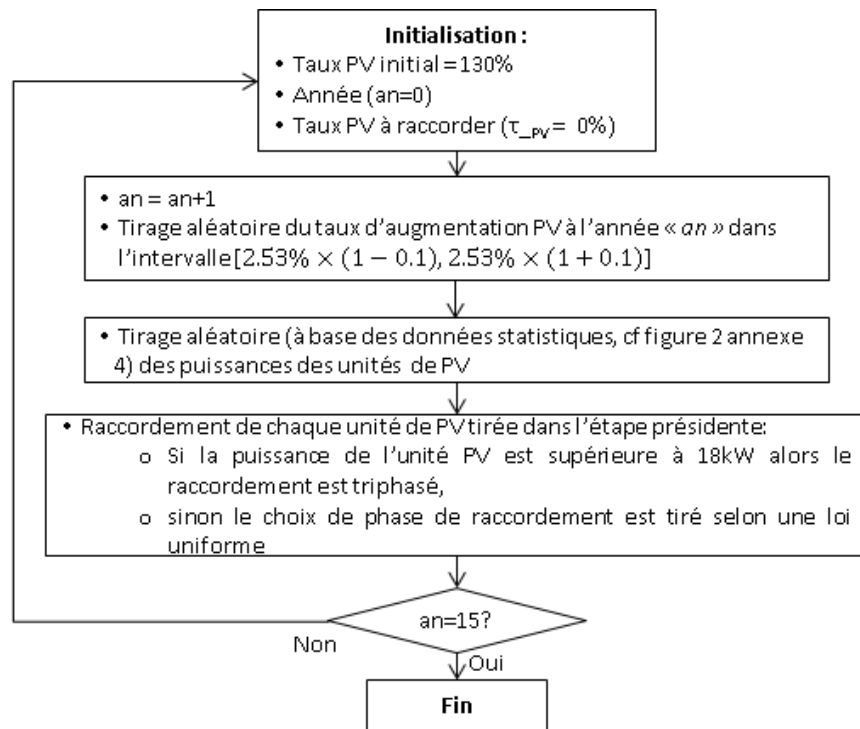


Figure IV-21 : logigramme du choix des unités de production PV et le choix de la phase de raccordement

La Figure IV-22 illustre la probabilité de succès du stockage (donnée par l'équation (IV-36)) dans ce cas d'étude, tandis que la Figure IV-23 représente le gain apporté par le stockage durant la période d'étude. Le nombre moyen de contraintes à l'année de fin d'étude est 545 contraintes. De ce fait le réseau est considéré fortement contraint. Ainsi le coût considéré pour la rémunération de stockage est 3,84€/kWh.

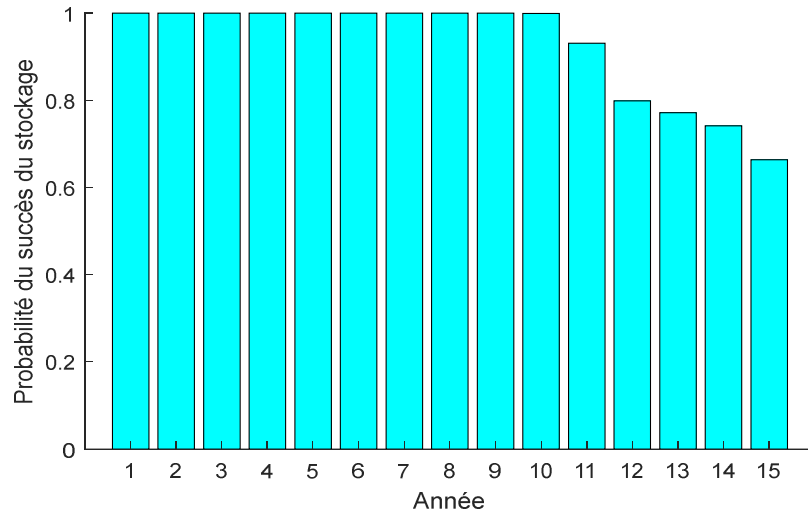


Figure IV-22 : Probabilité de succès du stockage (cas de contraintes d'injection)

On constate que plus la production PV est importante et plus les contraintes sont nombreuses avec des amplitudes importantes, ce qui demande plus de flexibilité. Le bénéfice du stockage (donné par l'équation (IV-33)) décroît donc au fil des années.

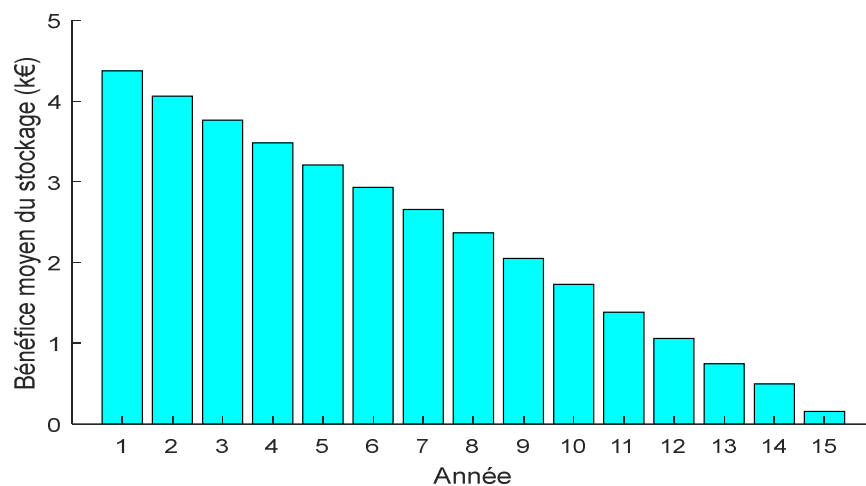


Figure IV-23 : Bénéfice moyen du stockage (cas de contraintes d'injection)

III-E. Apport d'une stratégie de stockage dans les décisions d'investissement réseau BT sur un réseau réel

III-E-1. Hypothèses et modélisation du problème

Dans cette partie, nous étudions la problématique de prise en compte d'une stratégie de stockage dans la planification d'un réseau électrique BT. Cette stratégie doit permettre d'éviter des coûts d'investissement²⁶ et d'éliminer des risques liés à une évolution inattendue²⁷ du réseau. Ainsi, le stockage peut être une alternative au renforcement. Par ailleurs, il a été vu dans

²⁶ Coûts de renforcement et coûts liés au surdimensionnement pour éviter une contrainte

²⁷ Une évolution inattendue de consommation et/ou de production qui provoquerait des contraintes avant la fin de la période d'étude.

[Hélo15] que pour mettre en œuvre une nouvelle stratégie de planification incluant des nouveaux leviers novateurs²⁸, il est important de définir des nouvelles grandeurs. Ces grandeurs peuvent caractériser les bornes d'utilisation du levier en question (stockage dans notre cas) et intervenir dans le nouveau bilan économique. Dans cette étude, deux grandeurs semblent importantes :

- Le coût de la rémunération du stockage utilisé : le coût de rémunération du stockage est issu de l'étude menée dans la section III-C-2. Nous avons considéré 3 coûts comme cela est défini dans le Tableau IV-7. Ainsi, le DSO peut proposer aux propriétaires des dispositifs de stockage des coûts de rémunération de 3,84 €/kWh, 75,24 €/kWh et 4616 €/kWh suivant le niveau de contraintes du réseau.
- La quantité de stockage sollicitée : cette variable dépend des contraintes apparaissant sur le réseau et donc indirectement de plusieurs facteurs comme les conditions météorologiques qui peuvent impacter la consommation ou la production.

Les courbes de charge utilisées sont construites à partir des puissances maximales consommées de chaque client et construites à l'aide de l'algorithme défini dans le chapitre III (cf logigramme de la *Figure III-20*) et on suppose que le profil PV est le même pour tous les producteurs.

III-E-1-a Stratégie de renforcement utilisé

Le renforcement que nous avons considéré dans cette étude concerne le renforcement des lignes. Ce dernier se base sur deux principes :

- Si la contrainte qui apparaît est une contrainte en courant, remplacer la ligne en contrainte par une ligne de section plus importante.
- Si la contrainte qui apparaît est une contrainte en tension, l'algorithme commence par repérer le départ sur lequel se trouve la contrainte. On renforce (changer les câbles par d'autres avec des sections plus importantes) alors les lignes de ce départ depuis la sortie du poste HTA/BT jusqu'à la disparition de la contrainte. Le renforcement d'une ligne comporte le coût de tranchée (égal à 100 k€/km) [Goui15a] et le coût du câble (qui dépend de la section de ce câble). L'avantage de commencer le renforcement par l'amont du départ est d'avoir un impact plus important et qui se répercute sur tous les nœuds du départ.

III-E-1-b Algorithme de gestion de stockage

Dans l'étude sur un réseau BT agrégé (cf section III-D), la gestion du stockage est réalisée à l'aide de la fonction d'optimisation N°2 (décrite dans le chapitre II par les équations (II-23) à (II-25)). Ces équations sont généralisées afin de pouvoir être appliquées sur un réseau entier constitué de plusieurs lignes, charges et dispositifs de stockage. L'équation (IV-37) modélise le problème d'optimisation appliqué au réseau entier sous les contraintes (IV-38) à (IV-46).

²⁸ Des nouveaux leviers de flexibilité tels que le stockage, l'effacement de production et le contrôle des charges entre autres

$$\begin{aligned}
 \min \sum_{t=1}^N & \left(\begin{bmatrix} P_{Batt,1}^+(t) \\ P_{Batt,2}^+(t) \\ \vdots \\ P_{Batt,m}^+(t) \end{bmatrix} \times [1 \quad 1 \quad \dots \quad 1] \right) \\
 & + \sum_{t=1}^N \left(\begin{bmatrix} P_{Batt,1}^-(t) \\ P_{Batt,2}^-(t) \\ \vdots \\ P_{Batt,m}^-(t) \end{bmatrix} \times [1 \quad 1 \quad \dots \quad 1] \right) \\
 & + \sum_{t=1}^N \left(\begin{bmatrix} d_1(t)^2 \\ d_2(t)^2 \\ \vdots \\ d_m(t)^2 \end{bmatrix} \times [\gamma \quad \gamma \quad \dots \quad \gamma] \right)
 \end{aligned} \tag{IV-37}$$

$$\begin{bmatrix} SOC_1(t+1) \\ SOC_2(t+1) \\ \vdots \\ SOC_m(t+1) \end{bmatrix} \tag{IV-38}$$

$$\begin{aligned}
 & = \begin{bmatrix} SOC_1(t) \\ SOC_2(t) \\ \vdots \\ SOC_m(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{Batt,1}^+(t) \times \frac{eff}{Q_{Bat,max,1}} \times \Delta t \\ P_{Batt,2}^+(t) \times \frac{eff}{Q_{Bat,max,2}} \times \Delta t \\ \vdots \\ P_{Batt,m}^+(t) \times \frac{eff}{Q_{Bat,max,m}} \times \Delta t \end{bmatrix} \\
 & - \begin{bmatrix} P_{Batt,1}^-(t) \times \frac{1}{eff \times Q_{Bat,max,1}} \times \Delta t \\ P_{Batt,2}^-(t) \times \frac{1}{eff \times Q_{Bat,max,2}} \times \Delta t \\ \vdots \\ P_{Batt,m}^-(t) \times \frac{1}{eff \times Q_{Bat,max,m}} \times \Delta t \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

$$\begin{bmatrix} P_{branche,1}(t) \\ P_{branche,2}(t) \\ \vdots \\ P_{branche,m}(t) \end{bmatrix} = [A] \times \begin{bmatrix} (P_{ch,1}(t) + P_{Batt,1}(t)) \\ (P_{ch,2}(t) + P_{Batt,2}(t)) \\ \vdots \\ (P_{ch,m}(t) + P_{Batt,m}(t)) \end{bmatrix} \tag{IV-39}$$

$$\begin{bmatrix} P_{Batt,1}(t) \\ P_{Batt,2}(t) \\ \vdots \\ P_{Batt,m}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{Batt,1}^+(t) \\ P_{Batt,2}^+(t) \\ \vdots \\ P_{Batt,m}^+(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_{Batt,1}^-(t) \\ P_{Batt,2}^-(t) \\ \vdots \\ P_{Batt,m}^-(t) \end{bmatrix} \quad (IV-40)$$

$$\begin{bmatrix} d_1(t) \\ d_2(t) \\ \vdots \\ d_m(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{lim_mono,1} \\ P_{lim_mono,2} \\ \vdots \\ P_{lim_mono,m} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_{branche,1}(t) \\ P_{branche,2}(t) \\ \vdots \\ P_{branche,m}(t) \end{bmatrix} \quad (IV-41)$$

$$\begin{bmatrix} -P_{Batt,max,1} \\ -P_{Batt,max,2} \\ \vdots \\ -P_{Batt,max,m} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} P_{Batt,1}(t) \\ P_{Batt,2}(t) \\ \vdots \\ P_{Batt,m}(t) \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} P_{Batt,max,1} \\ P_{Batt,max,2} \\ \vdots \\ P_{Batt,max,m} \end{bmatrix} \quad (IV-42)$$

$$\begin{bmatrix} SOC_{min,1} \\ SOC_{min,2} \\ \vdots \\ SOC_{min,m} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} SOC_1(t) \\ SOC_2(t) \\ \vdots \\ SOC_m(t) \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} SOC_{max,1} \\ SOC_{max,2} \\ \vdots \\ SOC_{max,m} \end{bmatrix} \quad (IV-43)$$

$$\left\| \begin{bmatrix} P_{branche,1}(t) \\ P_{branche,2}(t) \\ \vdots \\ P_{branche,m}(t) \end{bmatrix} \right\| \leq \begin{bmatrix} P_{lim_mono,1} \\ P_{lim_mono,2} \\ \vdots \\ P_{lim_mono,m} \end{bmatrix} \quad (IV-44)$$

$$P_{Batt,i}^+ > 0 \quad (IV-45)$$

$$P_{Batt,i}^- > 0 \quad (IV-46)$$

Avec

$P_{Batt}(i, t)$: Puissance de la batterie du nœud i au pas de temps t ,

$P_{Batt}^+(i, t)$: Puissance de charge de la batterie du nœud i au pas de temps t ,

$P_{Batt}^-(i, t)$: Puissance de décharge de la batterie du nœud i au pas de temps t ,

$P_{Bat,min}(i)$: Puissance de charge/décharge minimale de la batterie du nœud i ,

$P_{Bat,max}(i)$: Puissance de charge/décharge maximale de la batterie du nœud i ,

$d(i, t)$: Différence entre la puissance qui transite dans la branche i au pas de temps t et la puissance limite admissible dans cette branche,

$SOC(i, t)$: État de charge de la batterie du nœud i au pas de temps t ,

$SOC_{init}(i)$: État de charge initial de la batterie du nœud i ,

$SOC_{min}(i)$: État de charge minimal de la batterie du nœud i ,

$SOC_{max}(i)$: État de charge maximal de la batterie du nœud i ,

$P_{branche}(i, t)$: Puissance qui transite dans la branche i au pas de temps t ,

$P_{ch}(i, t)$: Somme de la puissance soutirée et de la puissance injectée au nœud i au pas de temps t ,

N : nombre de pas temps (par exemple $N=24$ pour 1 journée),

m : nombre de nœuds du réseau,

Δt : le pas de temps considéré (par exemple 1h),

eff : rendement de la batterie (identique pour toutes les batteries),

$Q_{Bat,max}$: capacité totale de la batterie au nœud i .

Comme nous l'avons déjà mentionné dans le chapitre II, pour assurer l'objectif de n'utiliser les batteries que pour faire passer des contraintes, le coefficient γ doit être inférieur à 1. Il est donc pris égal à 0.001 comme dans le chapitre II. Un algorithme d'optimisation quadratique réalisé sous Matlab est utilisé.

III-E-2. Stockage versus renforcement

L'étude que nous avons menée dans cette section est réalisée sur deux cas d'étude particuliers des réseaux BT décrit dans la partie II-D-3-a sur une période de 10 ans (pour réduire les durées de simulation) où le taux d'évolution des charges est pris égal à 0.9% par année. Nous avons considéré que ce dernier est uniforme pour toutes les charges. Par ailleurs, à l'année de début d'étude le réseau est soumis à des contraintes techniques provoquées par la production PV. Le taux de production PV limite acceptable par ce réseau est estimé avec un procédé de dichotomie. Le critère d'arrêt est quand l'écart entre un taux acceptable et un taux non acceptable est inférieur à 1%. Pour décider si un taux de PV est acceptable ou non nous avons utilisé une méthode décrite dans [Alva09]. Cette dernière utilise le processus de Monte Carlo et des intervalles de confiance. Nous pouvons résumer cet algorithme comme suit : pour chaque itération Monte Carlo

1. Tirer aléatoirement des unités de production PV (puissance crête)
2. Distribuer aléatoirement ces unités de production dans le réseau (choix du nœud de raccordement).
3. Réaliser un calcul de load flow pour estimer l'état du réseau, c'est-à-dire si les contraintes techniques sont respectées ou violées. Si les contraintes sont respectées, un succès est noté, sinon c'est un échec.

Pour un nombre d'itérations égal à 459, des premières conclusions peuvent être tirées grâce aux calculs d'intervalles de confiance [Alva13]:

- Si aucun échec n'est enregistré alors le taux testé est acceptable,
- Si le nombre d'échecs est supérieur à 11 alors le taux n'est pas acceptable,
- Si le nombre d'échecs est entre 0 et 11 alors il faut augmenter le nombre d'itérations.

Le taux de PV est calculé en utilisant l'équation (IV-47).

$$Taux_{PV} = \frac{\sum_{j=1}^L Pmax_{PV}(j)}{\sum_{i=1}^m Pmax_{ch}(i)} \times 100 \quad (IV-47)$$

Avec

- $P_{max_{PV}}(j)$: Puissance installée (puissance crête) du producteur j ,
- $P_{max_{ch}}(i)$: Puissance maximale de la charge au nœud i ,
- m : nombre de nœuds dans le réseau,
- L : nombre de producteurs dans le réseau.

Ainsi le taux de PV maximal acceptable dans ce réseau est de 21.75%.

Plusieurs scénarios et objectifs de développement des énergies renouvelables sont définis dans la littérature [Ufe12], [Néga17]. Dans cette étude nous avons opté pour le scénario *NégaWatt* qui vise une production de 100% en énergie renouvelable pour 2050 [Néga17]. Dans ce scénario la part d'énergie renouvelable égale à 17% en 2015, 24% en 2020, 55% en 2030 et 100% en 2050 [Goui15a]. Si nous considérons une augmentation linéaire entre 2015 et 2030 cela fait un taux d'augmentation de 2.53%/an. Avec ce taux d'augmentation, à l'année de fin d'étude, ce réseau intégrera un taux de PV égal à 47.5%.

Par ailleurs, les réseaux électriques BT sont soumis à un ensemble d'évolutions. Ces évolutions sont dans leurs majorités aléatoires et non maîtrisables par le DSO comme la production des énergies renouvelables et les nœuds de raccordement de ces unités de production. Ainsi, d'un côté il est impossible d'estimer tous les scénarios d'évolution possibles et d'un autre côté, il n'est pas possible de fonder des conclusions sur un seul scénario d'étude. De ce fait, nous avons opté pour une étude stochastique basée sur la méthode de Monte Carlo décrite ci-dessus. Les paramètres qui sont susceptibles d'être soumis à des aléas sont : les gammes de puissance de PV installées, la distribution de production PV et la distribution du stockage dans le réseau (c'est-à-dire les nœuds de raccordement).

III-E-2-a Raccordement des unités PV

Les puissances de production PV dans le réseau BT sont faibles comparées à des installations que l'on peut trouver sur le réseau HTA [Ened17b]. Dans les réseaux BT, ces unités de production PV sont souvent installées sur les toits des maisons où juste à côté (ferme solaire par exemple). Ainsi, dans cette étude nous avons considéré que le raccordement des unités de PV est réalisé uniquement sur des nœuds qui possèdent déjà des charges (consommateurs). Pour des raisons de simplification, nous avons considéré un taux d'augmentation de PV constant soit 2.53% / an²⁹. A chaque année, et pour chaque itération, les gammes de puissance de PV installées ainsi que les nœuds de raccordement sont tirés aléatoirement. Ces tirages aléatoires sont basés sur des statistiques de la production installée sur les réseaux BT représentées par tranche de puissance [Ened17b]. Le raccordement des unités de PV est réalisé en monophasé si la puissance installée est inférieure à 18kW crête et en triphasé sinon [Ened16].

III-E-2-b Installation de dispositifs de stockage

Comme nous l'avons déjà mentionné auparavant, le stockage n'appartient pas au DSO. Dans ce cas, le DSO pourrait ne pas avoir la main sur les nœuds de raccordement du stockage. Nous pouvons supposer que le scénario le plus probable est que ces unités de stockage soient

²⁹ A l'année de début d'étude le taux d'intégration de PV est de 21.75% et à l'année de fin d'étude (10 ans après) 47%, soit 2.53% / an.

aux plus près des producteurs et/ou consommateurs. Ainsi, nous avons considéré que le stockage est installé uniquement sur des nœuds qui possèdent déjà des charges et/ou de la production. Dans un premier temps nous avons considéré l'emplacement du stockage comme étant aléatoire à chaque itération. Le réseau BT contenant 6 charges nous avons testé 3 scénarios : 4, 5 ou 6 batteries sont disponibles. Dans un second temps nous avons choisi que ces dispositifs de stockage soient installés sur les nœuds les plus contraints et qui sont aux extrémités du réseau. Cependant il est important de mentionner que le DSO n'utilise potentiellement pas toutes les batteries installées mais uniquement pour faire passer une contrainte.

III-E-2-c Algorithme général

Pour permettre cette intégration de PV dans ce réseau, nous avons étudié deux stratégies :

- la 1ère stratégie envisagée consiste à renforcer le réseau dès la 1ère année d'étude. La méthode de renforcement optée est celle présentée dans la section III-E-1-a. Le coût de renforcement est composé : du coût des travaux de tranchée (100 k€/km) et du coût du câble (dépend de la section choisie). Le câble a une durée de vie de 30 ans [HaSa12], [Alva09]. Nous considérons que le surcoût lié au fait que la tranchée contient déjà des conducteurs qu'il faut enlever peut être compensé par le coût d'usage du nouveau conducteur [Goui15a]. Dans le bilan économique, nous n'avons pas pris en compte les valeurs d'usage des nouveaux conducteurs et le coût d'enlèvement des anciens conducteurs.

Pour le réseau de validation que nous considérons, la somme des longueurs des différentes branches du réseau d'étude qui nécessite un renforcement est de 1652 m, ce qui correspond à un coût d'investissement de 186.65 k€. Un bilan actualisé est calculé chaque année et comprend le coût d'investissement à l'année 1 et le coût des pertes chaque année. Pour avoir le coût annuel des pertes et analyser l'état du réseau (courant en chaque ligne et tension en chaque nœud) la méthode de calcul à la pointe (présentée dans les chapitres I et II) est appliquée sur chaque branche (comme nous l'avons déjà montré dans la section II-D-3-b), et un calcul de Load Flow est réalisé. Cette démarche est résumée dans l'algorithme de la *Figure IV-9*.

- Dans la 2^{ème} stratégie, nous avons intégré du stockage. Ce dernier est sollicité pendant les heures où le réseau est en contrainte. Ce stockage est géré avec la fonction d'optimisation décrite dans III-E-1-b. Comme nous l'avons déjà mentionné cette gestion prend en compte des puissances limites permettant de respecter les contraintes du réseau. Ces puissances limites peuvent être définies soit par les courants limites dans les conducteurs, soit par les tensions limites sur les nœuds. L'algorithme utilisé dans cette étude est illustré dans le logigramme de la *Figure IV-24*.

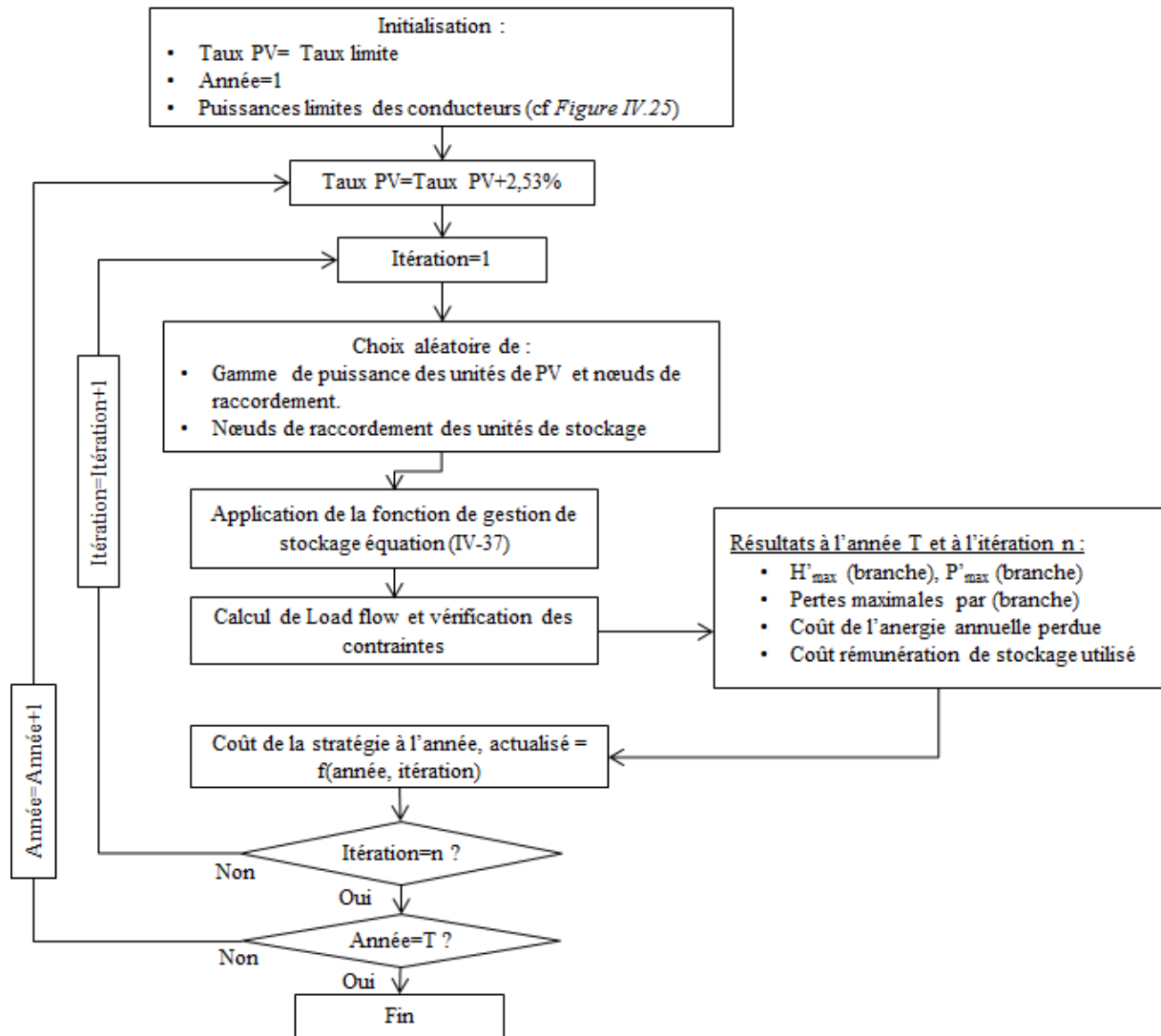


Figure IV-24: Algorithme de la stratégie de stockage, utilisé pour faire passer des contraintes

Détermination des puissances limites des conducteurs

Puissances limitées par le courant maximal admissible

Dans ce cas, pour déterminer la marge de manœuvre en puissance dans chaque branche, on peut utiliser une approximation donnée dans l'équation (IV-32)

Puissances limitées par la tension

Ce cas est plus complexe car la tension sur un nœud ne dépend pas uniquement de la puissance soutirée/injectée au niveau de ce nœud mais également des consommations, productions et flux de puissance dans le reste du départ auquel appartient ce nœud. Les « puissances limites » sont sensibles à la variation de la tension. Dans le cas d'étude considéré, les contraintes sont provoquées par la production. Donc l'emplacement des producteurs PV et leurs productions associées sont responsables de ces variations de tension et donc des « puissances limites ». Ainsi, pour définir ces « puissances limites », nous avons utilisé la méthode de Monte Carlo. Cette procédure peut être décrite comme suit :

Dans un premier temps on définit les paramètres suivants :

- M : nombre de nœuds du réseau étudié.
- $\text{Branche}(b)$: branche N°b en amont du nœud m .
- $P_{B_charg}(b)$: puissance qui transite dans la branche b sans aucune production.
- $P_{lim_mono}(b)$: puissance (monophasé) limite qui peut transiter dans la branche b sans provoquer aucune contrainte.
- $P_{PV_sup}(m)$: puissance supérieure de PV testée au nœud m (borne supérieure)
- $P_{PV_inf}(m)$: puissance inférieure de PV testée au nœud m (borne inférieure)
- $P_{PV_max}(m)$: puissance de PV maximale qui peut être raccordée au nœud m sans provoquer des contraintes.
- τ_{limite} : taux de production PV limite acceptable par le réseau
- P_{PV_limite} : puissance totale de PV admissible par le réseau, celle-ci est issue de τ_{limite} à l'aide de l'équation (IV-47).
- ΔP_{PV} : critère arrêt dichotomie, que nous avons fixé 0.001 % de la puissance P_{PV_limite}

Par la suite, pour calculer la « puissance limite » admissible dans chaque branche, nous avons utilisé l'algorithme présenté dans la Figure IV-25. L'ensemble des unités de production PV formant la puissance (P_{PV_limite}) est tiré aléatoirement en se basant sur des statistiques de la production installée sur les réseaux BT représentées par tranche de puissance [Ened17b]. Les nœuds de raccordement sont aussi tirés aléatoirement suivant une loi uniforme. Cette étape permet de tester plusieurs états initiaux pour le réseau avant de procéder au calcul de la puissance limite de la branche étudiée. Pour une branche donnée, une puissance additionnelle de PV, $P_{PV_max}(b)$, est injectée au nœud juste en aval. Cette puissance est initialisée à 4 fois la puissance consommée au nœud. Si une contrainte apparaît, alors cette puissance additionnelle est réduite de moitié puis augmentée de nouveau (processus dichotomique) jusqu'à atteindre une situation où la ligne n'est pas en contrainte. L'objectif de cette étape est de calculer la puissance limite sur cette branche. Pour chaque branche étudiée, n itérations sont réalisées où un calcul de Load flow est effectué pour vérifier si les contraintes sont respectées. La puissance limite considérée dans la branche b est la moyenne des puissances limites issues de toutes les itérations.

Il est important de mentionner que l'initialisation de « $P_{PV_sup}(b) = 4 \times P_{B_charg}(b)$ », est choisie dans l'objectif d'avoir une borne supérieure importante. Cela va permettre d'avoir la certitude que la puissance limite de la branche b sera inférieure à cette borne supérieure. Par ailleurs, dans le logigramme ci-dessous, on suppose que la numérotation des lignes et des nœuds est telle que si m est le nœud juste en aval de la ligne b alors le nœud $m+i$ sera le nœud juste en aval de la ligne $b+i$.

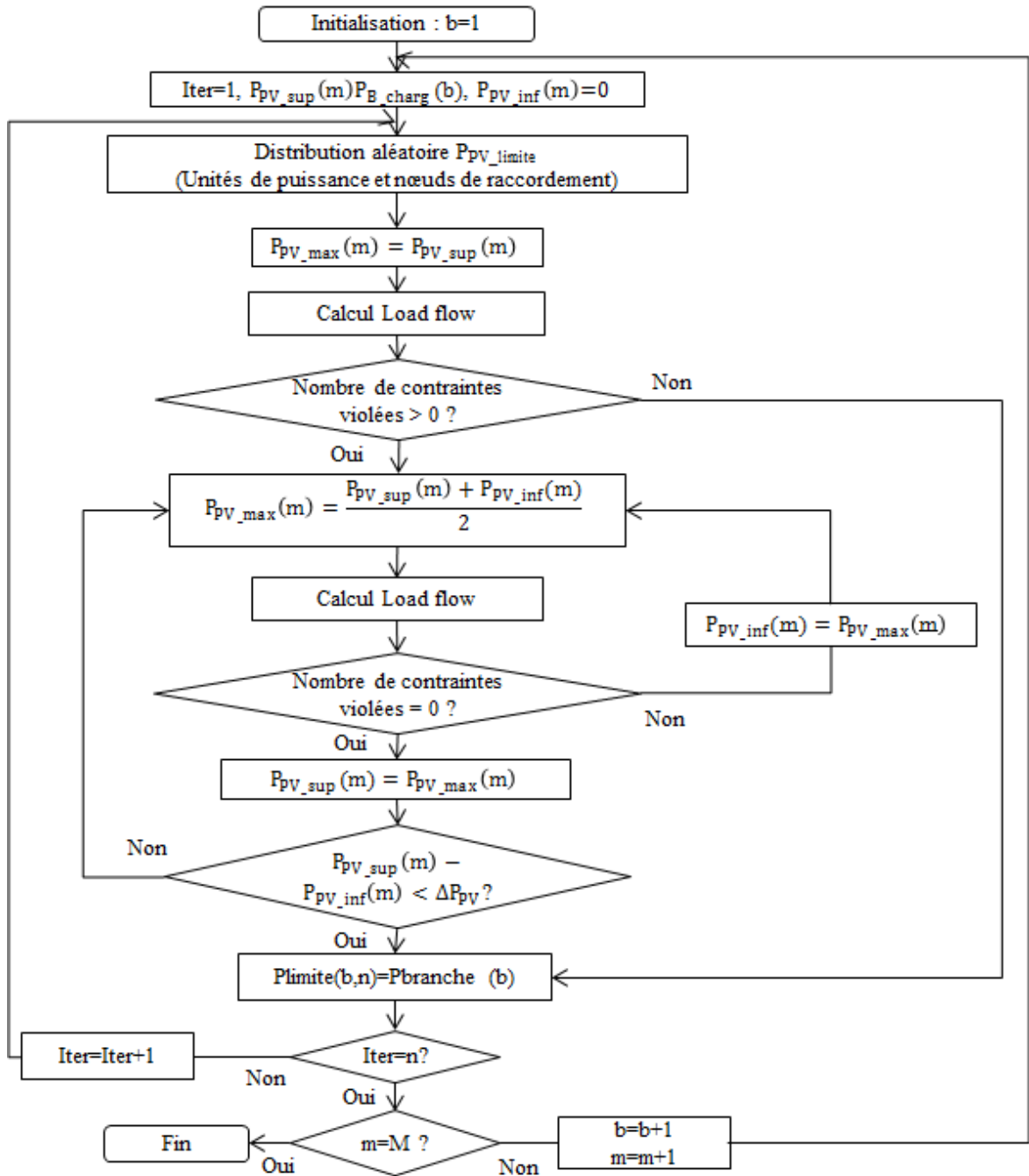


Figure IV-25: Algorithme pour calculer la puissance limite de chaque conducteur

III-F. Résultats

Nous rappelons que dans le premier cas d'étude, les batteries sont installées aléatoirement (à chaque itération dans l'algorithme de monte Carlo) dans le réseau. 3 scénarios sont étudiés (4 batteries, 5 batteries, 6 batteries). Ainsi, dans le dernier scénario (c'est-à-dire avec 6 batteries), tous les nœuds qui ont une charge (consommation) possèdent aussi une batterie (cf Figure IV-9). Sur ces 3 scénarios, seul le dernier scénario permet de conclure un succès total. Autrement dit, le scénario 3 (6 batteries) permet au réseau d'intégrer la totalité du taux de PV qui est fixé comme objectif à la fin de l'étude (47%), tandis que dans les deux autres scénarios (4 batteries, 5 batteries) le stockage n'arrive pas à couvrir toutes les contraintes provoquées par

l'insertion de PV. Lorsque le stockage est en aval du lieu de la contrainte, celui-ci arrive à résoudre la contrainte, alors que lorsque le stockage est amont de la contrainte ou situé loin de la contrainte celui-ci n'est pas en mesure de résoudre la contrainte.

Par ailleurs, nous avons calculé le bénéfice potentiel du stockage face au renforcement en utilisant l'équation (IV-33). Le coût de rémunération du stockage est lié à l'état du réseau, à savoir faiblement contraint, moyennement contraint et fortement contraint. Dans le cas du réseau étudié ici, le nombre maximal de contraintes est enregistré à la 7^{ème} année d'étude, celui-ci est égal à 626 contraintes. Il représente le nombre moyen de contraintes pour l'ensemble des itérations à cette année. Ce réseau est donc dans un état fortement contraint, ainsi le coût de rémunération choisi est 3.48€/kWh (cf section III-C-1). Néanmoins le coût de rémunération de stockage est susceptible de varier. Par conséquent, une étude de sensibilité à l'égard du coût s'avère nécessaire. Nous avons choisi un intervalle d'étude qui varie autour de +/-30% du coût déjà appliqué, soit des coûts de rémunération variant entre 2.44 €/kWh et 4.53 €/kWh. La Figure IV-26 illustre les valeurs du bénéfice potentiel du stockage obtenues dans le cas de 6 batteries (tous les nœuds consommateurs ont une batterie) et pour les 3 coûts de rémunération du stockage définies ci-dessus. Il est important de mentionner que les valeurs illustrées dans la figure ci-dessous, sont des coûts moyens calculés sur toutes les itérations de l'algorithme de Monte Carlo.

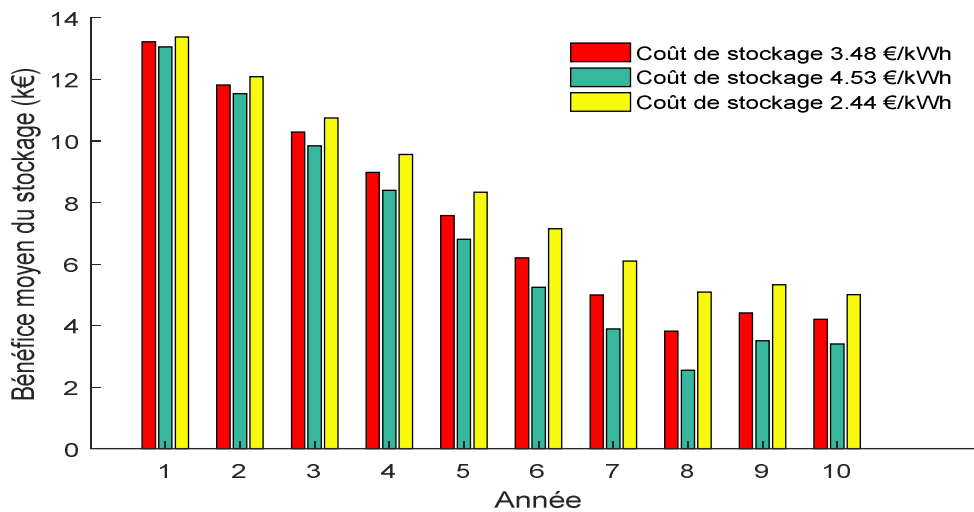


Figure IV-26: Etude de sensibilité du coût de rémunération du stockage sur son bénéfice moyen (cas de 6 batteries)

On peut constater que le stockage s'avère meilleur que le renforcement. On constate un bénéfice positif sur toute la période d'étude. Avec un coût de rémunération de 3.48 €/kWh, ce bénéfice peut varier de 13.32 k€ à 3.82 k€. Le coût de rémunération du stockage impacte son bénéfice potentiel, notamment si les contraintes sont importantes. A titre d'exemple à la 8^{ème} année, l'augmentation ou la diminution du coût de rémunération de stockage de 30% (soit un coût de 4.53 k€ / 2.44 k€ respectivement) diminue/ augmente le bénéfice de 33%.

Nous pouvons aussi constater qu'au début de l'étude, le taux de PV n'est pas très important, donc les contraintes ne sont pas nombreuses et le stockage n'est donc pas beaucoup

utilisé. De ce fait, le bénéfice du stockage est important. En effet, la stratégie de renforcement présente un coût d'investissement important au début de l'étude. L'arrivée des producteurs au fil des années (augmentation du taux de PV) augmente le nombre de contraintes et leurs sévérités et donc augmente le besoin en stockage aussi, ce qui fait augmenter significativement le coût actualisé du stockage au fil des années.

Par ailleurs nous pouvons aussi constater que le bénéfice potentiel du stockage diminue jusqu'à la 8^{ème} année et par la suite augmente légèrement. En effet, à la 8^{ème} année le bénéfice est égal à 3.82 k€, à la 9^{ème} année et la 10^{ème} année le bénéfice est égal à 4.2 k€ et 4.4 k€, respectivement. Cela vient du fait qu'à partir de la 8^{ème} année le taux de PV n'est plus faible, et un nombre important d'unités de PV sont raccordées en triphasé. En effet, la grandeur du taux de PV augmente le nombre de chances que certains tirages aléatoires intègrent des unités de PV avec des puissances crêtes importantes. Cela augmente aussi la chance qu'un nombre important d'unités de PV soient raccordées sur le même nœud, ce qui, à partir d'un certain seuil³⁰, sera considéré comme une unique unité triphasée. Ce phénomène a tendance à rééquilibrer le réseau et donc à faire diminuer le nombre de contraintes donc le besoin de stockage aussi. En effet lorsque les unités de PV sont raccordées en monophasé, et si par mal chance sont raccordées sur la mauvaise phase le risque de provoquer des contraintes est important.

Cas du choix de l'emplacement des batteries

Comme nous l'avons déjà mentionné, dans la seconde partie de cette étude nous avons regardé l'emplacement des batteries. Ainsi, dans ce cas d'étude, nous avons traité 2 scénarios. Dans le 1^{er} nous avons considéré 3 batteries placées sur les nœuds qui se trouvent aux extrémités du réseau, emplacements qui présentent le plus de contraintes. Ces batteries n'arrivent pas à faire face aux contraintes provoquées par la production PV jusqu'à l'année de fin d'étude. Ainsi, dans un 2^{ème} scénario nous avons considéré 4 batteries placées sur les nœuds aux extrémités du réseau. De ce fait, tous les nœuds qui se trouvent aux extrémités du réseau possèdent une batterie. Les résultats obtenus dans ce cas d'étude sont comparés au cas d'étude précédent. La *Figure IV-27* illustre le bénéfice de stockage pour ces cas d'étude. Dans cette figure nous présentons uniquement les résultats pour un coût de rémunération de stockage égal à 3.84 €/kWh. Comme pour le cas d'étude précédent, les coûts représentés sont des coûts moyens à l'issue de toutes les itérations.

³⁰ Le raccordement des unités de production décentralisée sur le réseau BT, est en triphasé si la puissance crête de la production est supérieur à 18 kW [Ened16]

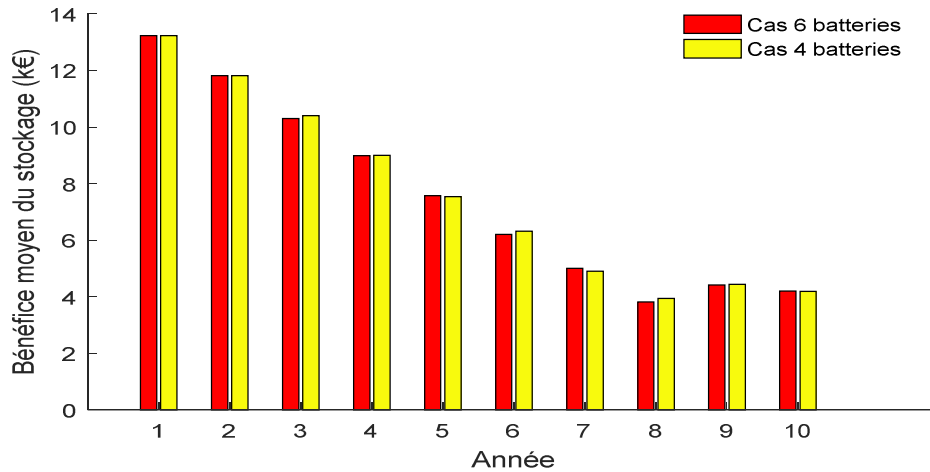


Figure IV-27: Bénéfice moyen du stockage avec choix d'emplacement des batteries aux extrémités du réseau

D'après la Figure IV-27 nous pouvons constater que si les batteries ne sont pas distribuées aléatoirement, il suffit de 4 batteries pour avoir le même résultat que dans le cas de 6 batteries. Cela revient au fait que le stockage n'est utilisé que dans le besoin de faire passer une contrainte. En effet, lorsqu'une batterie est placée sur un nœud sans contrainte cette batterie ne sera pas utilisée.

Dans l'objectif de consolider les résultats obtenus dans cette section, nous avons choisi d'appliquer ce cas d'étude sur un autre réseau test. Le réseau en question est aussi un réseau réel. Ce dernier est triphasé avec neutre distribué. Comme pour le 1^{er} réseau, le neutre est directement mis à la terre au niveau du poste HTA/BT et pour nous simplifier l'étude, il est remis à la terre au niveau de tous les nœuds qui possèdent une charge. Le transformateur HTA/BT a une puissance nominale de 250 kVA, pour alimenter 23 clients dont 11 clients sont raccordés en triphasé. Ce réseau contient 14 nœuds parmi lesquels 2 ne comportent aucune charge. La longueur totale du réseau est de 810 m. Les câbles sont principalement de section 150 mm² aluminium, 70 mm² aluminium, et 50 mm² aluminium. La puissance maximale totale est de 182 kW. La topologie de ce réseau est présentée dans la Figure IV-28

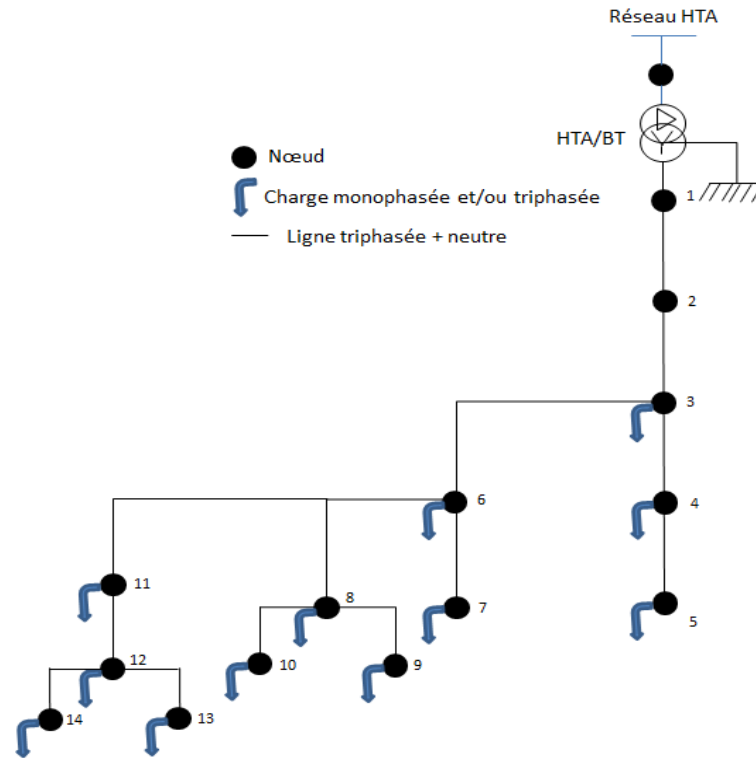


Figure IV-28 : topologie du réseau étudié N°2 (réseau BT)

L'algorithme de monte Carlo décrit dans la section III-E-2 est appliqué sur ce réseau pour estimer le taux d'insertion de PV limite acceptable par celui-ci. Le résultat montre que ce taux limite est de 42.89%. Ainsi nous avons considéré qu'avant le début d'étude (à l'année 0) le réseau contient un taux de PV de 42.89%. En se référant au cas d'étude sur le 1^{er} réseau, nous avons considéré qu'à l'année de fin d'étude le taux d'insertion PV sera égal à 68.19%, soit une augmentation linéaire de 2.53% /an.

Ainsi nous avons appliqué les deux stratégies décrites dans les sections précédentes (renforcement et une stratégie de stockage). Pour la stratégie de stockage nous avons testé 2 cas :

1. Placement aléatoire des unités de stockage

L'emplacement du stockage est influencé par plusieurs facteurs, comme par exemple l'emplacement, la puissance et le type de la production décentralisée, ou son utilisation par l'agrégateur. Dans cette étude nous avons considéré que le DSO loue des services de stockage (que ce soit directement auprès du client ou en passant par un agrégateur. Ainsi, le DSO n'influe pas sur l'emplacement du stockage qui est placé aléatoirement sur les nœuds qui possèdent une charge à chaque itération. 3 scénarios sont testés (10 batteries, 11 batteries, 12 batteries) donc dans le scénario avec 12 batteries tous les nœuds qui possèdent une charge ont aussi une batterie installée. Ainsi les résultats ont montré que le seul scénario qui permet d'atteindre l'objectif fixé à l'année de fin d'étude est le scénario avec 12 batteries, tandis que dans les deux autres scénarios (10 batteries, 11 batteries) le stockage n'arrive pas à faire face à toutes les contraintes provoquées par l'insertion de PV.

2. Choix d'emplacement des batteries :

Dans ce cas nous choisissons d'installer les batteries sur tous les nœuds qui sont aux extrémités du réseau (soit 6 batteries).

Le nombre moyen de contraintes enregistré à l'année de fin d'étude dans ce réseau est de 1504 contraintes, ce qui fait de lui un réseau fortement contraint. Ainsi le coût de rémunération de stockage choisi est de 3.84 €/kWh. Les résultats obtenus sont illustrés dans la figure ci-dessous.

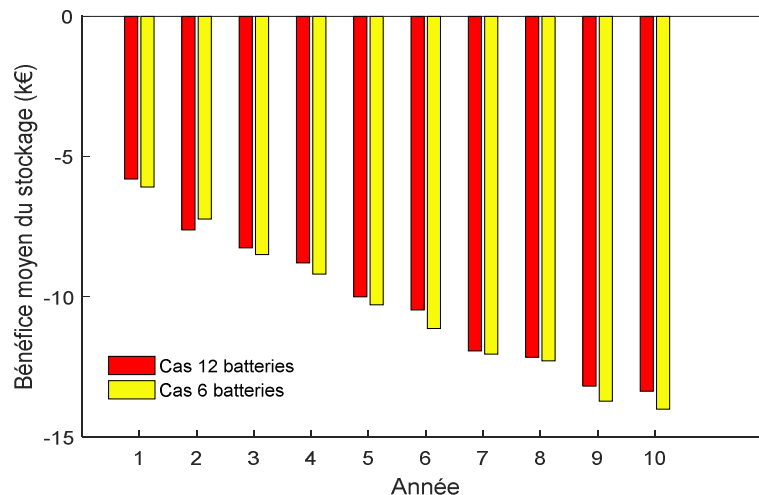


Figure IV-29: Bénéfice moyen du stockage pour le 2nd réseau (en rouge, choix aléatoire d'emplacement de 12 batteries et en jaune, 6 batteries aux extrémités du réseau).

Sur la Figure IV-29 nous pouvons constater deux choses :

Concernant le nombre et le choix d'emplacement des batteries, les résultats de la Figure IV-29 confirment les résultats du cas d'étude appliqué sur le 1^{er} réseau (cf Figure IV-27). Ainsi, si l'emplacement de chaque batterie est choisi, alors il suffit de 6 batteries qui sont placées aux extrémités du réseau pour permettre une insertion de taux de PV égal à 68.19%. Tandis que si les batteries sont placées aléatoirement dans le réseau, tous les nœuds qui possèdent une charge doivent avoir une batterie, soit 12 batteries. Dans tous les cas, il n'y a pas de bénéfice à considérer des batteries ici.

L'application du cas d'étude sur ce 2nd réseau montre que le renforcement est meilleur que le stockage. En effet le bénéfice est négatif sur toute la période d'étude. Cela s'explique par les caractéristiques du réseau étudié. En effet, contrairement au 1^{er} réseau, ce second réseau étudié est caractérisé par sa forte densité et des lignes courtes. En effet, la longueur totale du 1^{er} réseau est de 2217 m et il alimente 6 clients avec une puissance maximale totale de 42kW. Le 2nd réseau a une longueur totale de 810 m et il alimente 23 clients avec une puissance totale de 182 kW. Ainsi, d'une part la somme des longueurs des lignes renforcées n'est pas très grande (longueur totale égale à 810 m ce qui fait un coût d'investissement de 92.99 k€ pour le 2^{ème} réseau contre 1652 m renforcés pour un coût d'investissement de 186.54 k€ pour le 1^{er} réseau soit le double). D'autre part, dans le cas du 2^{ème} réseau, la densité de charges et la puissance de

PV sont importantes (le taux de PV étant dimensionné sur la base de la puissance maximale) ainsi que le nombre de nœuds ce qui fait que le besoin en stockage augmente donc son coût de rémunération aussi. A titre indicatif, le nombre moyen de contraintes à l'année de fin d'étude atteint 1504 contraintes sur le second réseau test contre 626 pour le 1^{er} réseau.

Ainsi dans une optique où le DSO ne possède pas de batteries et ne maîtrisent donc pas leur emplacement, le stockage permet de différer des investissements en prenant en compte des incertitudes liées à l'évolution de la production et à la consommation uniquement si du stockage en quantité suffisante est disponible en tout point du réseau où une charge et production sont connectées. En revanche, si des méthodes incitatives sont mises en place pour arbitrer le lieu de raccordement des batteries alors le DSO peut compter sur quelques batteries bien placées.

Les caractéristiques du réseau peuvent influencer le choix d'investissement (entre le renforcement et le stockage). Ainsi, plus le réseau possède de grandes lignes, plus la longueur totale renforcée est importante et plus le coût d'investissement le sera. Cela peut favoriser le bénéfice potentiel du stockage pour le réseau. Si le réseau possède une puissance de PV et un nombre de nœuds importants, il peut y avoir des situations où le besoin en stockage est important ce qui peut impacter négativement le bénéfice potentiel du stockage.

IV. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons mené une analyse technico-économique d'utilisation du stockage dans les réseaux de distribution BT. Nous avons mis en évidence deux situations quant à l'utilisation du stockage : la 1^{ère} consiste en l'application du stockage dans un contexte de réduction des pertes dans le réseau (réduction de l'OPEX), tandis que dans la 2^{ème} application, nous avons étudié le stockage comme une alternative au renforcement (réduction de CAPEX) en cas de contraintes sur le réseau. Le stockage que nous avons considéré dans cette étude n'appartient pas au DSO mais est la propriété d'autres acteurs du système électrique et est installé sur le réseau du DSO. Ainsi, sous certaines hypothèses, nous avons défini le coût permettant de favoriser le stockage en fonction des cas.

L'évaluation des coûts annuels des pertes est basée sur la méthode que nous avons présentée dans les chapitres II et III. L'application sur des cas d'études a été faite dans un premier temps sur un réseau agrégé. Cela nous a permis d'avoir les coûts limites à ne pas dépasser pour que le stockage soit intéressant. Ces cas d'étude nous ont montré que le coût qui doit être assigné au stockage pour compenser le coût des pertes est relativement faible et peu évolutif avec les situations que nous avons considérées. Ainsi une première conclusion est que l'utilisation du stockage pour la simple réduction des pertes n'est pas intéressante économiquement.

Dans un second temps l'application est faite sur un réseau réel. Dans ce cas nous avons apporté une attention particulière à l'impact de la gestion du stockage sur ce coût (coût d'exploitation du réseau). Ainsi, nous avons comparé 3 stratégies de stockage avec des objectifs particuliers à chaque stratégie :

1. Gestion globale : toutes les batteries installées sur le réseau sont gérées pour lisser la courbe de charge à la sortie du transformateur HTA/BT.
2. Gestion locale : chaque batterie est gérée de façon indépendante pour lisser la courbe de charge du nœud sur lequel elle est installée.
3. Une seule batterie installée sur le départ HTA/BT ayant pour objectif de lisser la courbe de charge au niveau de ce départ.

Ces trois stratégies sont comparées entre elles et avec un cas sans stockage (solution « *ne rien faire* »). Ainsi nous avons pu en tirer les conclusions suivantes :

- Des batteries distribuées avec une gestion locale pour chaque batterie est la meilleure stratégie.
- L'utilisation du stockage pour réduire le coût des pertes n'est pas la solution idéale. En effet cette réduction est limitée, de ce fait le coût consacré à la rémunération de stockage est plus important que le gain réalisé en réduisant les pertes.

Dans une seconde partie, nous avons aussi élaboré des cas d'étude liées à l'utilisation du stockage pour reporter ou éviter un renforcement. Nous avons vu que l'apport du stockage dépend de plusieurs paramètres liés aux équipements et à l'évolution du réseau. Vis-à-vis des facteurs techniques ou économiques, chaque matériel possède ses caractéristiques. Ainsi, le bénéfice du stockage est d'autant plus important que l'investissement de l'équipement à renouveler l'est. Le bénéfice du stockage est plus important lorsque le réseau est peu évolutif. Des taux d'évolutions importants provoquent des contraintes nombreuses et importantes en amplitude ce qui limite voire annule le bénéfice du stockage.

Une stratégie de gestion du stockage est réalisée à l'aide d'un algorithme d'optimisation. Cette stratégie consiste à limiter l'utilisation de stockage uniquement dans le but de soulager une contrainte sur le réseau de type tension ou courant. Le caractère aléatoire de certains paramètres qui se produisent sur les réseaux BT est pris en compte. Nous avons proposé une modélisation des incertitudes grâce à une approche stochastique où des algorithmes sont intégrés dans le processus de Monte Carlo.

Le modèle développé dans cette partie est illustré à travers des cas d'étude sur deux réseaux BT réels. Ces études sont effectuées sur 10 ans. Nous avons pu extraire plusieurs conclusions liées à l'apport du stockage. En effet le bénéfice potentiel du stockage dépend de plusieurs paramètres :

- le coût de la rémunération de stockage.
- l'évolution des contraintes sur la période d'étude. Plus les contraintes sont importantes et sévères plus le besoin en stockage augmente et son bénéfice décroît
- les caractéristiques de l'équipement touché par les contraintes. A titre d'exemple plus la longueur de la ligne renforcée est importante plus le coût d'investissement est important, ainsi le stockage peut s'avérer meilleur.

Cette étude a également montré l'enjeu du choix de l'emplacement du stockage sur le réseau. Ainsi dans la mesure où le DSO n'a pas la main sur l'emplacement des batteries, on peut conclure que le stockage aura un intérêt pour différer ou éviter les investissements uniquement si le taux de pénétration est important (tous les nœuds consommateurs/producteurs).

Ainsi les contributions de ce chapitre sont :

C5 : Constitution d'algorithmes de fonctions avancées de conduite utilisant le stockage permettant au GRD une **conduite et une gestion optimales** de leur **réseau**. Ces algorithmes intègrent les modèles proposés dans les contributions C1, C2, C3 et C4

C6 : Application d'un **mécanisme d'ajustement** permettant au GRD d'utiliser des systèmes de stockage installés sur son réseau (dont il n'a pas la propriété) dans l'optique de **définir un prix limite** où l'utilisation du stockage présente un intérêt technico-économique pour le GRD.

C7 : Mise au point d'un **modèle de planification stochastique avec incertitudes** concernant les nœuds de raccordement des batteries et de la production PV dans le réseau.

C8 : **Validation de la valeur économique du stockage** dans la planification des réseaux BT comparé à une planification classique. Cette contribution est basée sur les contributions C1 à C7.

Conclusion générale et perspectives

Les fonctions et les objectifs des réseaux électriques de distribution évoluent en raison de la vague de mutations qui frappe cette partie du système électrique (production décentralisée et intermittente, véhicule électrique et stockage, entre autres). De ce fait, les méthodes de planification des réseaux électriques doivent aussi évoluer. En effet, ces méthodes doivent tenir compte des nouvelles incertitudes provoquées par ces mutations et proposer des solutions qui permettraient de limiter les investissements tout en maintenant une bonne qualité de service. Cela est d'autant plus vrai pour les réseaux BT pour lesquels les règles de planification sont rares actuellement. L'objectif de cette thèse était donc d'adapter des méthodes de planification sur les réseaux de distribution BT, en présence du stockage et de la production décentralisée de type PV.

Le chapitre II a abordé l'impact du stockage et de la production PV sur les grandeurs dimensionnantes, à savoir la puissance maximale ($P_{\max}$), et sa durée équivalente sur l'année ($H_{\max}$). Cela est réalisé au travers des analyses sur les transformations que provoque le stockage et/ou la production PV dans les courbes temporelles de puissance. Ces analyses ont permis de développer des relations analytiques pour faire un lien entre les grandeurs initiales ($P_{\max}$, $H_{\max}$) et les nouvelles grandeurs dimensionnantes ($P'_{\max}$, $H'_{\max}$). Ce **modèle mathématique** (contribution C1) permet au DSO d'avoir de façon précise l'évolution des grandeurs d'aide à la planification. Par ailleurs ces relations analytiques (**modèle mathématique**) et les nouvelles grandeurs dépendent des cas étudiés (stockage seul, production PV seule, stockage et production PV) et des stratégies considérées. En effet deux **stratégies de gestion de stockage** sont considérées : gestion pour la réduction des pertes Joules, et gestion pour faire passer les contraintes du réseau. Ces **fonctions de gestion de stockage** sont donc adaptées au problème de planification des réseaux électriques BT (contribution C2).

Dans le chapitre III, le modèle de calcul du coût des pertes utilisé par ENEDIS est étudié. Ce chapitre avait pour objectif d'adapter ce modèle de calcul à la présence de la production PV et/ou du stockage. Dans ce chapitre nous avons identifié les paramètres de ce modèle qui sont susceptibles d'être impactés par le stockage ou la production PV. Par la suite nous avons redéfini le coût d'un kW de perte à la pointe en présence de stockage et /ou de la production PV. Dans un premier temps nous avons défini une logique de construction de ce modèle dans le but de comprendre la construction de l'abaque du coût d'1 kW de perte à la pointe en fonction de $H_{\max}$, $C1kWPP = f(H_{\max})$. Par la suite nous avons proposé des nouvelles adaptations pour le

calcul du $C1kWPP = f(H'_{max})$, en présence du stockage et/ou de la production PV. Les impacts du stockage et de la production sur le coût d'un kW de perte sont distincts et les paramètres impactés aussi. En effet le stockage a une influence sur le coût d'annuité d'investissement pour acheminer un kW aux zones de consommation. La production PV n'a d'impact sur le coût d'annuité d'investissement uniquement dans une situation de forte production dans laquelle la pointe annuelle est définie par la production PV et non par la consommation. Néanmoins celle-ci (production PV) a un impact sur l'énergie perdue pour acheminer un KW. Ainsi, ce modèle généralisé de calcul du coût des pertes est amélioré, en intégrant les effets du stockage et de la production PV (contribution C3). Cette approche est intégrée par la suite dans les calculs décisionnels des cas d'étude menés dans le chapitre IV. Par ailleurs les hypothèses prises dans ce modèle font que ce dernier (modèle de calcul du coût des pertes) ne peut pas être appliqué au conducteur du neutre. Ainsi dans ce chapitre nous avons défini un taux de pertes dans le neutre en fonction du nombre de clients alimentés qui permet de calculer le coût annuel des pertes dans le neutre. De ce fait le modèle de calcul des pertes et leurs coûts est étendu sur les réseaux BT déséquilibrés. Ce nouveau modèle se base sur des coefficients stochastiques qui dépendent du nombre de clients alimentés en aval (contribution C4).

Dans le chapitre IV, nous avons mené des analyses technico-économiques sur un ensemble de cas d'étude pour illustrer le bénéfice potentiel du stockage. Dans ce contexte, nous avons développé des algorithmes de fonctions avancées de conduite utilisant le stockage pour permettre aux DSO une conduite et une gestion optimales de leurs réseaux (contribution C5). Ces algorithmes intègrent les modèles proposés dans les contributions C1, C2, C3 et C4. Par ailleurs, l'utilisation du stockage est abordée dans deux contextes différents :

1. Utilisation du stockage pour réduire le coût des pertes Joules (réduire l'OPEX).

Dans cette optique, l'utilisation du stockage s'est avérée peu intéressante économiquement. En effet, les prix de rémunération de stockage doivent être bas pour que son coût soit plus faible que le coût des pertes ainsi évitées.

2. Utilisation du stockage comme alternative au renforcement (réduction du CAPEX).

Dans cette dernière approche, le bénéfice du stockage peut varier. En effet celui-ci dépend de plusieurs paramètres liés aux caractéristiques techniques et économiques des équipements et au rythme d'évolution du réseau (le taux d'augmentation de la production PV et le taux d'accroissement des charges). En outre, les DSO ne sont pas autorisés à posséder des actifs de flexibilité qui pourraient être en concurrence avec le marché [ChSc17]. Donc nous avons procédé à une application d'un **mécanisme d'ajustement** permettant au DSO d'utiliser, contre rémunération, des systèmes de stockage installés sur son réseau. Il pourrait ainsi définir un **prix limite** où l'utilisation du stockage présenterait un intérêt technico-économique (contribution C6). Dans ce chapitre, nous avons aussi mis au point un modèle de **planification stochastique optimale sous incertitudes** concernant les nœuds de raccordement des batteries et de la production PV dans le réseau (contribution C7). Cela va permettre au DSO de surmonter les difficultés auxquelles sont confrontées les méthodes de planification classiques. Pour finir, nous avons procédé à la validation de la valeur économique du stockage dans la planification des réseaux BT comparé à une planification plus classique (contribution C8).

A la suite de ces travaux de thèse, plusieurs perspectives peuvent être envisagées. Le modèle mathématique développé pour calculer les nouvelles valeurs $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ est applicable au niveau du poste HTA/BT, ainsi ce modèle pourrait être étendu sur les différents organes du réseau BT. Cela peut être réalisé au travers d'un modèle exact en analysant la déformation (suite à l'application du stockage et/ou de la production PV) de toutes les courbes de charge au niveau de chaque nœud et de chaque ligne. La difficulté de ce dernier est que le modèle risque de devenir complexe. Dans ce cas l'extension de ce modèle mathématique peut être aussi réalisée au travers des coefficients stochastiques. Cela permettra d'améliorer la contribution C1.

L'amélioration du modèle de calcul du coût annuel des pertes en présence de stockage et/ou de la production PV, pourrait être également enrichi (contribution C3). Le stockage peut influencer les types de contrat et les puissances souscrites, donc nous pouvons prendre en compte cet aspect. Aussi l'achat des pertes par le DSO dépend des prix de l'énergie sur le marché. Pour éviter un surcoût lors de l'achat, le DSO préfère acheter une quantité de l'énergie à l'avance et par la suite, ajuster l'achat en fonction du besoin à J-1 (jour-1) voire même à H-1 (heure-1). Ainsi le stockage peut aussi contribuer à éviter les surcoûts lors de l'achat des pertes (notamment à J-1 et H-1). Néanmoins il faut mentionner que cela pourrait aussi complexifier le modèle de calcul du coût annuel des pertes.

Dans ces travaux nous avons considéré que les unités de stockage n'appartiennent pas au GRD. Ainsi leurs états de charges et leurs disponibilités restent méconnus, dans un premier temps nous pouvons intégrer des incertitudes liées aux disponibilités et aux états de charge des batteries. Cela peut permettre l'amélioration des contributions C5, C6, C7, C8. Aussi le stockage possède un stock d'énergie limité, donc il offre une flexibilité à durée limitée, ainsi la durée maximale des contraintes est à prendre en compte par rapport à l'énergie disponible dans les batteries (ce qui peut permettre aussi l'enrichissement des contributions C5, et C8).

Les véhicules électriques (VE) sont des moyens de stockage mobiles, ces derniers peuvent échanger l'énergie avec le réseau avec des puissances bidirectionnelles (Vehicle to Home « V2H » et Vehicle to Grid « V2G »). Néanmoins, ces moyens de stockage ont des comportements complètement différents des batteries fixes. Ainsi ces moyens de stockage peuvent être étudiés pour résoudre les contraintes réseau en intégrant leurs caractéristiques et leurs contraintes. A titre d'exemple, lors de l'utilisation d'une batterie d'un VE pour le réseau il faut prendre en compte les contraintes suivantes : la disponibilité du véhicule, l'état de charge de la batterie, la durée de connexion du VE au réseau, la satisfaction de la demande du propriétaire du VE au moment du départ entre autres. Ce problème doit être modélisé avec des méthodes stochastiques, pour prendre en compte le caractère aléatoire des VE, notamment les moments de branchement au réseau et les moments de départ des VE, l'état de charge de la batterie de chaque véhicule à l'arrivée et au départ. Les résultats peuvent être comparés avec des batteries stationnaires.

D'autres moyens de flexibilité peuvent exister dans le réseau comme l'effacement de la charge ou l'effacement de la production. Une étude qui intégrerait tous ces moyens de flexibilité avec le stockage peut être menée. L'objectif est d'étudier le bénéfice et la complémentarité des

comportements de stockage avec ces moyens de flexibilité. Aussi tous les modèles développés dans cette thèse peuvent être améliorés en considérant des courbes de PV réelles.

Références

- [Acco16] ACCOUCHE. O: *Analyse des transitions et stratégies d'investissement sous incertitudes pour les smart grids*, Institut Polytechnique de Grenoble, 2016
- [Adem12] ADEM: *Transformateur de distribution et économies d'énergie, ADEM* (rapport technique), 2012
- [Alam15] ALAM. M. J. E; MUTTAQI K. M; SUTANTO. D; Alleviation of Neutral-to-Ground Potential Rise Under Unbalanced Allocation of Rooftop PV Using Distributed Energy Storage. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* Bd. 6 (2015), S. 889–898
- [Alba08] ALBADL. M.H; EL-SAADANY. E.F; A summary of demand response in eelectric markets. In: *Electric Power Systems Research* Bd. 78 (2008), S. 1989–1996
- [Alva09] ALVAREZ-HERAULT. M.C: *Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée*, Institut Polytechnique de Grenoble, 2009
- [Alva13] ALVAREZ-HERAULT. M.C; BATTEGAY. A; Maximal DG indicator to quantify the efficiency of Smart Grid solutions regarding renewable penetration. In: *PowerTech, 2013 IEEE* (2013)
- [Asen16a] ASENSIO. M ; MENESES DE QUEVEDO. P ; MUÑOZ-DELGADO. G ; CONTRERAS. J: Joint Distribution Network and Renewable Energy Expansion Planning considering Demand Response and Energy Storage—Part II: Numerical Results and considered Metrics. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* (2016)
- [Asen16b] ASENSIO. M ; MENESES DE QUEVEDO. P ; MUÑOZ-DELGADO. G ; CONTRERAS. J: Joint Distribution Network and Renewable Energy Expansion Planning considering Demand Response and Energy Storage—Part I: Stochastic Programming Model. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* (2016)
- [AzMh11] AZIZ. T ; MHASKAR. U.P: A grid compatible methodology for reactive power compensation in renewable based distribution system. In: *IEEE, Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. (2011)
- [Bahr12] BAHRAMIRAD. S; DANESHI. H: Optimal sizing of smart grid storage management system in a microgrid. In: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), IEEE PES* (2012)
- [Batt15] BATTEGAY. A: *Valorisation des gisements de flexibilité dans les investissements smart grid*, Université Grenoble Alpes, 2015
- [Bill89] BILLINTON. R ; BILLINTON. J: Distribution system reliability indices. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* (1989), S. 561–568

- [Boed09] BOEDA. D: *Etude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques*, Institut Polytechnique de Grenoble, 2009
- [Bolo14] BOLOGNANI. S ; CARLI. R ; CAVRARO. G ; ZAMPIERI. S: Distributed Reactive Power Feedback Control for Voltage Regulation and Loss Minimization. In: *IEEE Transactions on Automatic Control* Bd. 60 (2014), S. 966–981
- [Bong15] BONGERS. T; CHEN. H; KELLERMANN. J; PATZACK . S; SCHACHT; ZIEGELDORF. J; ALVAREZ-HERAULT. MC; GLADKIKH. E: *Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks* (rapport technique) : EvolveDSO, 2015
- [Bouh14] BOUHOURAS. A. S; CHRISTOFORIDIS. G. C ; PARISSSES. C ; LABRIDIS D. P: Reducing Network Congestion in Distribution Networks with High DG Penetration via Network Reconfiguration. In: *European Energy Market (EEM)* (2014)
- [Bric12] BRICEÑO.VICENTE, W.C: *Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes*, Université Grenoble Alpes, 2012
- [Cald14] CALDERARO. V; GALDI. V; GRABER. G ; GRADITI. G ; LAMBERTI. F: Impact assessment of energy storage and electric vehicles on smart grids. In: *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), IEEE* (2014)
- [Cana00] CANARD. J.F: *Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution*, Institut Polytechnique de Grenoble, 2000
- [Cano09] CANOVA. A; GIACCONE. L; SPERTINO. F; TARTAGLIA. M: Electrical Impact of Photovoltaic Plant in Distributed Network” IEEE transactions on industry applications. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* Bd. 45 (2009), S. 341–347
- [Capi13] CAPITANESCU. F; BILIBIN. I; RAMOS. E. R: A Comprehensive Centralized Approach for Voltage Constraints Management in Active Distribution Grid. In: *IEEE Transactions on Power Systems* Bd. 29 (2013), S. 933–942
- [Carm12] CARMEN L. B; VINICIUS F. M: Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* Bd. 36 (2012), S. 107–116
- [Carr91] CARRIVE. P: *Réseaux de distribution- Structure et planification* (Technical report) : Techniques de l'Ingénieur, 1991
- [CDTG10] COLIN. H ; DUVAUCHELLE. C ; TANGUY. B ; GAIDDON: *ilotage des installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique: réglementation, méthodes de détection et retours de terrain.* (2010)

- [Cell13] CELLI. G ; PILO. F ; SOMA. G. G ; CICORIA. R; MAURI. G; FASCILOLO. E; FOGLIATA. G: A comparison of distribution network planning solutions: traditional reinforcement versus integration of Distributed Energy Storage. In: *PowerTech (POWERTECH), IEEE* (2013)

- [Chen12] CHEN. C; KU. T; LIN. C: Design of Phase Identification System to Support Three-Phase Loading Balance of Distribution Feeders. In: *IEEE Industry Applications Society Bd. 48* (2012), S. 191–198

- [ChSc17] CHABANNE .N ; SCHNEIDER .A: *Rapport d'information sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité dans le cadre du quatrième paquet énergie*, 2017

- [CiPO03] CIRIC R.M ; PADILHA FELTRIN. A ; OCHOA. L.F: Power flow in four-wire distribution networks-general approach. In: *IEEE, IEEE Transactions on Power Systems*. Bd. 18 (2003), S. 1283–1290

- [Coif00] COIFFIER. A: Calcul du coût annuel des pertes électriques

- [Coif07] COIFFIER. A: Optimisation du système électrique - module 4. Technical report, ERDF (2007)

- [Coif13] COIFFIER. A: *Schémas directeurs de développement des réseaux électricité de distribution MT, TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR*, 2013

- [Comm17] COMMISSION EUROPEENNE: https://ec.europa.eu/home-affairs/what-we-do/policies/crisis-and-terrorism/critical-infrastructure_en (2017)

- [Cost17] COSTA. H. M; SUMAILI. J; MADUREIRA. A.G: A multi-temporal optimal power flow for managing storage and demand flexibility in LV networks. In: *PowerTech, 2017 IEEE Manchester* (2017)

- [Cre] CRE: Réseaux publique d'électricité

- [Cre10] CRE: *Les dispositifs de couverture des pertes d'énergie des réseaux publics d'électricité*, 2010

- [Cre14] CRE: *Délibération de la CRE portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension*, CRE, 2014

- [Cros13] CROSSLAND. A; JONES. D; WADE. N: Energy storage/demand side response in LV networks: Design of cost based planning tools for network operators. In: *Electricity Distribution (CIRED 2013), IET* (2013)

- [Doug14] DOUGLASS. P.J ; GARCIA-VALLE. R ; ØSTERGAARD. J; Voltage-Sensitive Load Controllers for Voltage Regulation and Increased Load Factor in Distribution Systems. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* Bd. 5 (2014), S. 2394–2401

- [Ecub16] E-CUBE: *Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution*, 2016
- [Edf17] EDF: <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/l-acheminement-de-l-electricite/comprendre-le-delestage> (2017)
- [Efka14] EFKARPIDIS. N; WIJNHOFEN. T; GONZALEZ. C; DE RYBEL. T; DRIESEN. J: Coordinated voltage control scheme for Flemish LV distribution grids utilizing OLTC transformers and D-STATCOM's. In: *IET International Conference on Developments in Power System Protection* (2014)
- [Elta14] ELTANTAWY. A. B; SALAMA. M. M. A; Management Scheme for Increasing the Connectivity of Small-Scale Renewable DG. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* Bd. 5 (2014), S. 1108–1115
- [Ened16] ENEDIS6: Barème pour la facturation des raccordements au Réseau Public de Distribution d'électricité concédé à Enedis (2016)
- [Ened17a] ENEDIS9: *Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT* (Technical report), 2017
- [Ened17b] ENEDIS: *Parc des installations de production raccordées sur le réseau Enedis par tranche de puissance.*, 2017
- [Ened17c] ENEDIS: <http://www.enedis.fr/fonctionnement-du-reseau> (2017)
- [Erd08] ERDF: Description physique du réseau public (2008)
- [Erd09] ERDF: *La compensation des Pertes à ERDF. Présentation aux membres du groupe de travail CRE sur les pertes*, ERDF, 2009
- [Erd14] ERDF: ERDF: Statistique ENR CCP mai 2014. http://tecsol.blogs.com/files/ccp_22-05-2014_pr%C3%A9sentation_v1.pdf (2014)
- [Erd15a] ERDF: Chiffres clés 2014 (2015)
- [Erd15b] ERDF: *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin mars 2015*, ERDF, 2015
- [Erne17] ERNEST, B., NIKO, L., KLEMEN, D., AL.: GPU-Based Online Optimization of Low Voltage Distribution Network Operation. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* Bd. 8 (2017), S. 1460–1468
- [Esr15] ESR: *Description physique du Réseau Public de Distribution (RPD) d'électricité* (Technical report), 2015
- [FaGT13] FARROKHIFAR. M ; GRILLO. S ; TIRONI. E: Loss minimization in medium voltage distribution grids by optimal management of energy

- storage devices. In: *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*. Grenoble, France (2013)
- [Fala11] FALAGHI. H; SINGH. C; HAGHIFAM. R.M; RAMEZANI. M: DG integrated multistage distribution system expansion planning. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* Bd. 33 (2011), S. 1489–1497
- [Fgan17] F. GANGALE; J. VASILJEVSKA; C. FELIX COVRIG; A. MENGOLINI; G. FULLI: Smart grid projects outlook 2017, rapport politique (2017)
- [Four13] FOURNIE. L: *ADAM, Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050*, 2013
- [Fra10] FRAISSE. J.L; HORSON. J. P; *Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution - aspects techniques* (Technical report) : Techniques de l'Ingénieur, 2010
- [Gain93] GAIN. E: *Réseaux de distribution- Conception et dimensionnement* (Technical report) : Techniques de l'Ingénieur, 1993
- [Garr16] GARRY. A: *Intégration des incertitudes liées à la production et à son effacement sur les méthodes de planification des réseaux*, Université Grenoble Alpes, 2016
- [Gbur12] GBURCZYK. P; WASIAK. P; PAWELEK. R ; MIENSKI. R: Effectiveness of Use of the Energy Management System as a Mean for the Integration of Distributed Energy Sources in Low Voltage Network. In: *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), IEEE* (2012)
- [Gian17] GIANNITRAPANI. A; PAOLETTI. S; VICINO. A; Optimal Allocation of Energy Storage Systems for Voltage Control in LV Distribution Networks. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* Bd. 08 (2017), S. 2859–2870
- [Gior15] GIORDANO. V: *Identifying energy efficiency improvements and saving potential in energy networks, including analysis of the value of demand response*, gdf suez, GDF SUEZ, 2015
- [Giun13] GIUNTOLI. M; POLI. D: Optimized Thermal and Electrical Scheduling of a Large Scale Virtual Power Plant in the Presence of Energy Storages. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* Bd. 4 (2013), S. 942–955
- [Goui15a] GOUIN. V: *Evaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles*, Université Grenoble Alpes, 2015
- [Goui15b] GOUIN. G ; ALVAREZ-HERAULT. M-C ; RAISON. B; Benefits of load shedding for distribution grids investments planning. In: *Power & Energy Society General Meeting* (2015)

- [Goui15c] GOUIN. G ; ALVAREZ-HÉRAULT. M-C ; RAISON. B; Operational vs. structural strategies for distribution grid planning in Smart Grids context. In: *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven* (2015)
- [Hans] HANS DE KEULENAER: Les transformateurs de distribution efficaces
- [HaSa12] HADJ-SAID. N ; SABONNADIÈRE. J.C: *Smart Grids*. Wiley. Aufl., 2012
- [Hélo15] HELOÏSE DUTRIEUX: *Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes.*, Ecole centrale de Lille, 2015
- [Idlb15] IDLBI. B ; SCHEIDLER. A ; STETZ. T; Preemptive Network Reinforcement at LV Level Considering Uncertainty in Prediction of PV Penetration Scenarios. In: *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven* (2015)
- [Iec14] IEC 62116: NORME INTERNATIONALE; Onduleurs photovoltaïques interconnectés au réseau public – Procédure d'essai des mesures de prévention contre l'îlotage (2014)
- [Inse99a] INSEE.1: *Résultats du recensement de la population - caractéristiques des résidences principales selon l'époque d'achèvement, mode de chauffage et combustible utilisé*, 1999
- [Inse99b] INSEE.2: *résultats du recensement de la population - logement par caré*
résultats du recensement de la population - logement par carégorie, 1999
- [Jenh03] JEN-HAO T: A direct approach for distribution system load flow solutions. In: *IEEE transactions on power delivery* Bd. 18 (2003), Nr. 03
- [JuMa13] JUANUWATTANAKUL. P ; MASOUM. M.A.S.: Increasing distributed generation penetration in multiphase distribution networks considering grid losses, maximum loading factor and bus voltage limits. In: *IET, IET Generation, Transmission & Distribution*. Bd. 6 (2013), S. 1262–1271
- [Kane14] KANE. L; AULT. G W: Evaluation of Wind Power Curtailment in Active Network Management Schemes. In: *IEEE Transactions on Power Systems* Bd. 30 (2014), S. 672–679
- [KaRe16] KAYS. J ; REHTANZ. C: Planning process for distribution grids based on flexibly generated time series considering RES, DSM and storages. In: *IET, IET Generation, Transmission & Distribution*. Bd. 10 (2016), S. 3405–3412

- [Khat97] KHATOR .S.K; LEUNG. L.C: Power distribution planning: a review of models and issues. In: *IEEE Transactions on Power Systems* Bd. 12 (1997), S. 1151–1159
- [Kulm17] KULMALA, A., ALONSO, M., REPO, S.: Hierarchical and distributed control concept for distribution network congestion management. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* Bd. 11 (2017), S. 665–675
- [Macr16] MACRAE. C; OZLEN. M; ERNST. A; BEHRENS. S: Locating and sizing energy storage systems for distribution feeder expansion planning. In: *TENCON 2015 - 2015 IEEE Region 10 Conference* (2016)
- [Mate16] MATEO. C ; RENESES. J ; RODRIGUEZ-CALVO. A ; FRÍAS. P ; SÁNCHEZ. A: Cost–benefit analysis of battery storage in medium-voltage distribution networks. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* Bd. 10 (2016), S. 815–821
- [MaTN08] MAU TENG AU ; TASHIA M. ANTHONY ; NURHAFIZAH KAMARUDDIN: A simplified approach in estimating technical losses in distribution network based on load profile and feeder characteristics. In: *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*. Johor Bahru, Malaysia (2008)
- [Mend14] MENDAZA. I. D. C; SZCZESNY. I. G; PILLAI. J. R; BAK-JENSEN. B: Flexible Demand Control to Enhance the Dynamic Operation of Low Voltage Networks. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* (2014), S. 705–715
- [Merc15] MERCIER. A: *Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel*, Université Grenoble Alpes, 2015
- [Néga17] NEGAWATT: *Scénario négawatt 2017-2050. rappot technique*. Association NégaWatt, 2017
- [Nijh17a] NIJHUIS, M., GIBESCU, M., COBBEN, S.: Risk-based framework for the planning of low-voltage networks incorporating severe uncertainty. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* Bd. 11 (2017), S. 419–426
- [Nijh17b] NIJHUIS. M; GIBESCU. M; COBBEN; S: Gaussian Mixture Based Probabilistic Load Flow For LV-Network Planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* Bd. 32 (2017), S. 2878–2886
- [Noce12] NOCE. C: *ENEL plans for storage introduction in Italian distribution network*, 2012
- [NoKS08] NOURAL. A ; KOGAN.V ; SCHAFER. C. M: Load Leveling Reduces T&D Line losses. In: *IEEE, IEEE Transactions on Power Delivery*. Bd. 23 (2008), S. 2168–2173

- [Nyka13] NYKAMP. S; MOLDERINK. A; HURINK. J. L; SMIT. G. J. M: Storage operation for peak shaving of distributed PV and wind generation. In: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES* (2013)
- [Ocho09] OCHOA. L. F; DENT. CHRIS. J. G; HARRISON. P: Distribution Network Capacity Assessment: Variable DG and Active Networks. In: *IEEE Transactions on Power Systems* Bd. 25 (2009), S. 87–95
- [OdGR09] ODDI. M ; GORGETTE. F ; ROUPIOZ. G: ERDF experience in reducing network losses. In: *Electricity Distribution, CIRED 2009* (2009)
- [Pill17] PILLOT. C: Evolution du marché mondial des batteries rechargeables (2017)
- [Prix00] PRIX-ELEC: <https://prix-elec.com/guide/bien-choisir-la-puissance-de-son-compteur>
- [Rada15] RADAIDEH. A; AJJARAPU. V: Response planning in day-ahead market for improving power system flexibility with high wind penetration levels. In: *North American Power Symposium (NAPS)* (2015)
- [RaMi16] RANAWEERA. I ; MIDTGARD. O: Centralized control of energy storages for voltage support in low-voltage distribution grids. In: *IEEE, Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*. (2016)
- [Rowe14] ROWE. M; YUNUSOV. T; HABEN. S; SINGLETON. H; HOLDERBAUM. W; POTTER. P: A Peak Reduction Scheduling Algorithm for Storage Devices on the Low Voltage Network. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* Bd. 5 (2014), S. 2115–2124
- [Rte00] RTE: Statistiques de l'énergie électrique en France. <http://www.rte-france.com/fr/article/statistiques-de-l-energie-electrique-en-france>
- [Sans12] SANSAWATT. T ; OCHOA. L. F; HARRISON. G. P; Smart Decentralized Control of DG for Voltage and Thermal Constraint Management. In: *IEEE Transactions on Power Systems* Bd. 27 (2012), S. 1637–1645
- [Shao13] SHAO. S; JAHANBAKHSI, F ; AGUERO. J.R. ; XU. L: Integration of pevs and PV-DG in power distribution systems using distributed energy storage — Dynamic analyses. In: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES* (2013)
- [Soar15] SOARES. R. A; SARAIVA. J. T: Economic Evaluation of Generation and Storage Solutions in Low Voltage End User Installations. In: *European Energy Market (EEM), IEEE* (2015)
- [Srd10] SRD: *Dimensionnement économique des réseaux BT*, 2010
- [Srd12] SRD: *Etude du dispositif d'échange d'informations d'exploitation pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA* (Technical report), 2012

- [Tava17] TAVARES, D. B., SUMAILI, J., SOARES, F, J.: Assessing the impact of demand flexibility on distribution network operation. In: *PowerTech, 2017 IEEE Manchester* (2017)
- [Tech15] TECHNOLOGIES CLES 2020: Batteries électrochimiques de nouvelle génération (2015)
- [Teni09] TENINGE. A: *Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : Application en milieu insulaire*, Institut Polytechnique de Grenoble, 2009
- [Tere12] TARENTI. M: Greenlys : Un démonstrateur urbain smart grid à grande échelle à Lyon et Grenoble (2012)
- [Turk12] TURKER. H: *Véhicules électriques hybrides rechargeables : évaluation des impacts sur le réseau électrique et stratégies optimales de recharge*, Laboratoire de G'énie 'Electrique de Grenoble (G2ELab), 2012
- [Ufe12] UFE: *Electricité 2030 : quels choix pour la france ?*, 2012
- [VoKW07] VOVOS. P.N ; KIPRAKIS. A.E ; WALLACE. A.R: Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration. In: *IEEE, IEEE Transactions on Power Systems*. Bd. 22 (2007), S. 476–483
- [Vuth11] VU THANG: *Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés*. Grenoble, Université de Grenoble, 2011
- [Wang15] WANG. Y; TAN. K. T; PENG. X. Y; Coordinated Control of Distributed Energy-Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* Bd. 31 (2015), S. 1132–1141
- [WaWS15] WANG. L ; WANG. X ; SUN. Q: Cost Benefit Analysis of Combined Storage and Distribution Generation Systems in Smart Distribution Grid. In: *IET, Renewable Power Generation IEEE*. (2015)
- [Wiel13] WIELAND. T ; OTTO. F ; FICKERT. L: Impact and analysis of different source- and load-characteristics on the feed-in capacity of decentralized generation units in the distribution grid. In: *Energy (IYCE), IEEE* (2013)
- [Wong17] WONG, P, K,C., KALAM, A., BARR, R.: Modelling and analysis of practical options to improve the hosting capacity of low voltage networks for embedded photo-voltaic generation. In: *IET Renewable Power Generation* Bd. 11 (2017), S. 625–632
- [Xing16] XING. H; CHENG; H; ZHANG. Y; ZENG. P: Active distribution network expansion planning integrating dispersed energy storage systems. In:

- IET Generation, Transmission & Distribution* Bd. 10 (2016), S. 638–644
- [Yuwb16] YU. W; BEN. F. W; PING. L. S; A voltage regulation method using distributed energy storage systems in LV distribution networks. In: *Energy Conference (ENERGYCON), IEEE International, Leuven, Belgium.* (2016)
- [Zhan13a] ZHANG.Y; LI. F; HU.Z; SHADDICK. G: Quantification of low voltage network reinforcement costs: A statistical approach. In: *IEEE Transactions on Power Systems* Bd. 28 (2013), S. 810–818
- [Zhan13b] ZHANG. H.T; LAI. L.L; ZHU. H: A novel automatic load shedding scheme to improve survivability of distribution networks. In: *Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, (2013)
- [Ziar11] ZIARI. I; LEDWICH. G; GHOSH. A: Optimal integrated planning of MV–LV distribution systems using DPSO. In: *Electric Power Systems Research* Bd. 81 (2011), S. 1905–1914

Annexes

Annexe 1: Modélisation de la stratégie de stockage fonction d'optimisation N°2

Comme nous l'avons déjà mentionné l'optimisation est réalisée sous matlab par un solver intégré « quadprog », les formules standards dans ce solver sont :

$$\begin{aligned}
 \text{Objectif} \quad & \min \frac{1}{2} * x^T * H * x + f^T * x \\
 \text{Contraintes} \quad & Ax \leq b \\
 & Aeqx = b_{eq} \\
 & l \leq x \leq u \\
 H = & \\
 X = & \begin{bmatrix} P^+_{batterie}(1) \\ \dots \\ P^+_{batterie}(m) \\ P^-_{batterie}(1) \\ \dots \\ P^-_{batterie}(m) \\ P_{batterie}(1) \\ \dots \\ P_{batterie}(m) \\ SOC(1) \\ \dots \\ SOC(m) \\ P_{poste}(1) \\ \dots \\ P_{poste}(m) \end{bmatrix}; H = \begin{bmatrix} 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & I_{m,m} \end{bmatrix}; f = 0_{5m,1}; Aeq = \\
 & \begin{bmatrix} Ti(-eff^+) & Ti\left(\frac{1}{eff^-}\right) & 0_{m,m} & I_{m,m} & 0_{m,m} \\ I_{m,m} & -I_{m,m} & I_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & -I_{m,m} & 0_{m,m} & I_{m,m} \\ 0_{1,m} & 0_{1,m} & 0_{1,m} & 0 & \dots & 1 & 0_{1,m} \end{bmatrix}; beq = \begin{bmatrix} SOC(0) \times I_{m,1} \\ 0_{m,1} \\ P_{charge}(1) \\ \dots \\ P_{charge}(m) \\ SOC(0) \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Avec :

$0_{5m,1}$ = matrice nulle de taille $5m \times 1$,

$Ti\left(\frac{1}{eff^-}\right)$ = Matrice triangulaire inférieure avec la valeur $\frac{1}{eff^-}$.

$Ti(-eff^+)$ = Matrice triangulaire inférieure avec la valeur $-eff^+$,

$0_{m,m}$ = matrice nulle de taille $m \times m$,

$I_{m,m}$ = matrice unitaire de taille $m \times m$,

$0_{m,1}$ = vecteur nulle de taille $m \times 1$,

$I_{m,1}$ = vecteur unitaire de taille $m \times 1$,

$$l = \begin{bmatrix} P_{batt_min} \times I_{m,1} \\ P_{batt_min} \times I_{m,1} \\ -Inf \\ 0_{m,1} \\ 0_{m,1} \end{bmatrix} \text{ et } u = \begin{bmatrix} P_{batt_max} \times I_{m,1} \\ P_{batt_max} \times I_{m,1} \\ +Inf \\ SOC_{max} \times I_{m,1} \\ P_{max\ poste} \times I_{m,1} \end{bmatrix}$$

Annexe 2: Modélisation de la stratégie de stockage fonction d'optimisation N°2

La stratégie de gestion de stockage sur un réseau BT réel est basée sur une fonction d'optimisation réalisée sous matlab par un solver intégré «quadprog ». Les formules standards de ce solver sont :

$$\min x^T * H * x + f^T * x$$

$$x = \begin{bmatrix} P_{Batt,1}(t) \\ \vdots \\ P_{Batt,N}(t) \\ SOC_1(t) \\ \vdots \\ SOC_N(t) \\ P_{ligne,1}(t) \\ \vdots \\ P_{ligne,N}(t) \\ P_{Batt,1}^+(t) \\ \vdots \\ P_{Batt,N}^+(t) \\ P_{Batt,1}^-(t) \\ \vdots \\ P_{Batt,N}^-(t) \\ d_1(t) \\ \vdots \\ d_N(t) \end{bmatrix}, \quad f = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$H = \begin{bmatrix} 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & \gamma \times (I_{m,m}) \end{bmatrix}$$

Avec

- $P_{Batt}(t)$: la puissance de la batterie.
- $P_{ligne}(t)$: la puissance qui transite dans la branche à l'instant t.
- $P_{Batt,1}^+(t)$: la puissance temporelle de charge de la batterie.
- $P_{Batt,1}^-(t)$: la puissance temporelle de décharge de la batterie.
- $SOC(t)$: état de charge de la batterie.
- $d(t)$: la distance entre la puissance consommée et la puissance maximale admissible sans violer une contrainte technique.

La matrice A_{eq} ainsi que le vecteur b_{eq} représentent les contraintes d'égalité. Celles-ci peuvent être des contraintes liées à l'état de charge de la batterie et aux relations entre les

différentes valeurs de puissance (puissance de la batterie, puissance consommée, puissance de dépassement). On rappelle l'équation qui exprime les contraintes d'égalité

$$A_{eq} * x = b_{eq}$$

$$A_{eq} = \begin{bmatrix} 0_{m,m} & I_{m,m} & 0_{m,m} & Ti(-eff^+) & Ti\left(\frac{1}{eff^-}\right) & 0_{m,m} \\ I_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & -I_{m,m} & I_{m,m} & 0_{m,m} \\ -I_{m,m} & 0_{m,m} & I_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} \\ 0_{1,m} & 0 & \dots & 1 & 0_{1,m} & 0_{1,m} \\ 0_{m,m} & 0_{m,m} & I_{m,m} & 0_{m,m} & 0_{m,m} & I_{m,m} \end{bmatrix}$$

$$b_{eq} = \begin{bmatrix} SOC(0) \times I_{m,1} \\ 0_{m,1} \\ P_{charge}(1) \\ \dots \\ P_{charge}(m) \\ SOC(0) \\ P_{lim} \times I_{m,1} \end{bmatrix}$$

Avec

- $SOC(0)$: état de charge initial de la batterie.
- P_{charge} : la puissance consommée au nœud.
- P_{lim} : La puissance admissible sans provoquer une violation de contrainte technique.
- $Ti\left(\frac{1}{eff^-}\right)$ = Matrice triangulaire inférieure avec la valeur $\frac{1}{eff^-}$.
- $Ti(-eff^+)$ = Matrice triangulaire inférieure avec la valeur $-eff^+$,
- $0_{m,m}$ = matrice nulle de taille $m \times m$,
- $I_{m,m}$ = matrice unitaire de taille $m \times m$,
- $0_{m,1}$ = vecteur nulle de taille $m \times 1$,
- $I_{m,1}$ = vecteur unitaire de taille $m \times 1$,

Quant aux vecteurs lb et ub, ils constituent les limites inférieurs et supérieurs que peuvent prendre les variables que nous avons considéré dans ce problème d'optimisation. Ces deux vecteurs représentent : les limites de la capacité de la batterie (états de charge maximale et minimale), les limites des puissances charge/décharge de la batterie, ainsi que la puissance admissible dans le réseau sans provoquer des contraintes. Cette dernière peut être soit la puissance limite qui permet de garder la tension dans la plage permise en tous nœuds, soit la limite thermique du câble. Ces deux vecteurs sont représentés par l'équation suivante

$$lb = \begin{bmatrix} -P_{Batt,max} \times I_{m,1} \\ SOC_{min} \times I_{m,1} \\ -P_{lim} \times I_{m,1} \\ 0_{m,1} \\ 0_{m,1} \\ -inf \times I_{m,1} \end{bmatrix}, \quad ub = \begin{bmatrix} +P_{Batt,max} \times I_{m,1} \\ SOC_{max} \times I_{m,1} \\ +P_{lim} \times I_{m,1} \\ +P_{Batt,max} \times I_{m,1} \\ +P_{Batt,max} \times I_{m,1} \\ -inf \times I_{m,1} \end{bmatrix}$$

Avec

- $+P_{Batt,max}$: la puissance charge/décharge maximale de la batterie
- SOC_{min} : l'état de charge minimal de la batterie
- SOC_{max} : l'état de charge maximal de la batterie

Annexe 3 : résultats dévolution $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ en fonction du taux de stockage pour les 6 courbes de charge

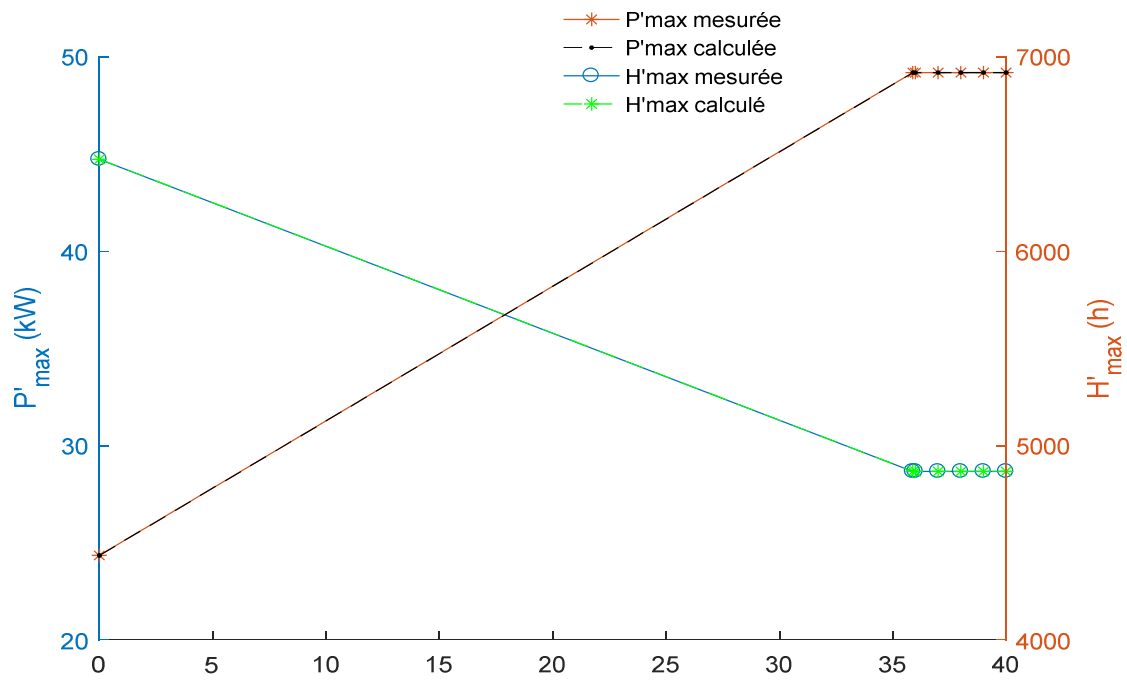


Figure 1 : Evolution de $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ en fonction du taux de stockage, ($P_{\lim}=P_{jmoy}$) courbe poste HTA/BT N°2.

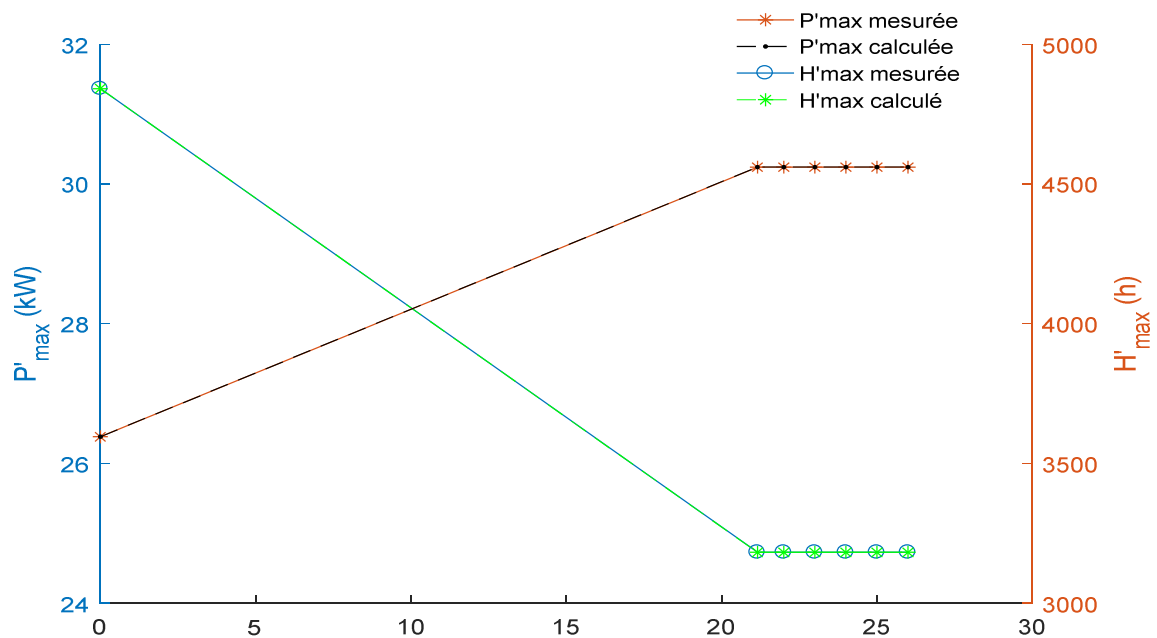


Figure 2: Evolution de $P'_{\max}$ et $H'_{\max}$ en fonction du taux de stockage, ($P_{\lim}=P_{jmoy}$) courbe poste HTA/BT N°3.

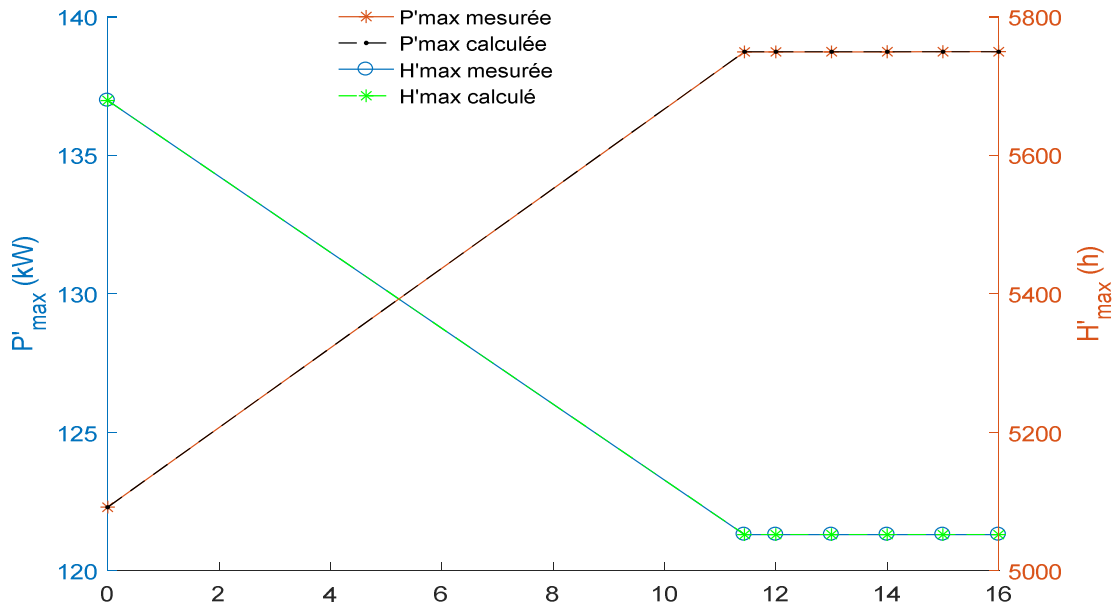


Figure 3: Evolution de P'_{max} et H'_{max} en fonction du taux de stockage, ($P_{lim}=P_{jmoy}$) courbe poste HTA/BT N°4.

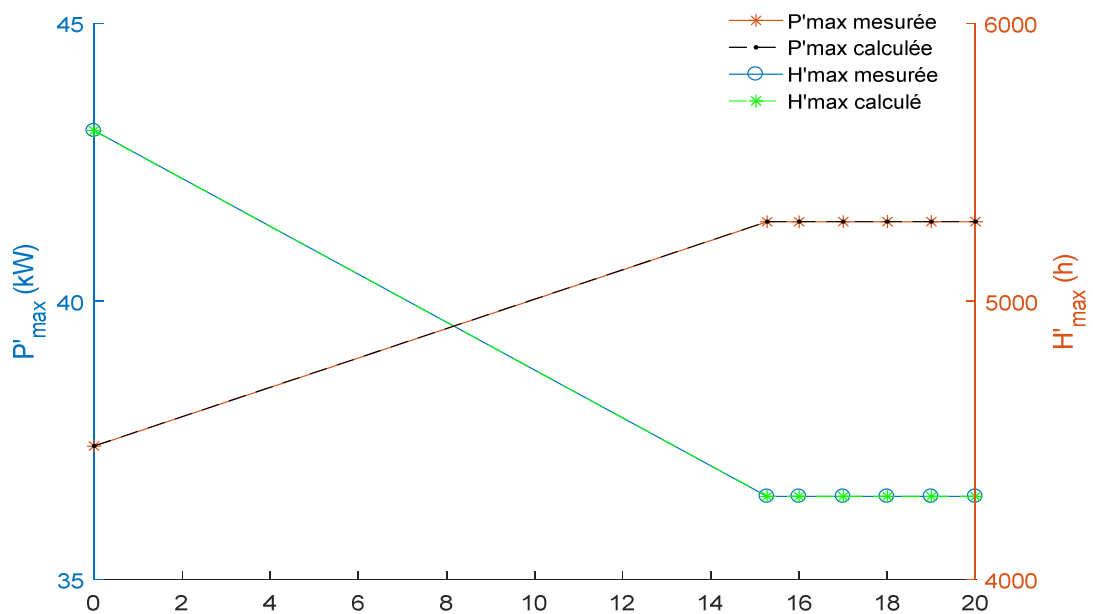


Figure 4 : Evolution de P'_{max} et H'_{max} en fonction du taux de stockage, ($P_{lim}=P_{jmoy}$) courbe poste HTA/BT N°5.

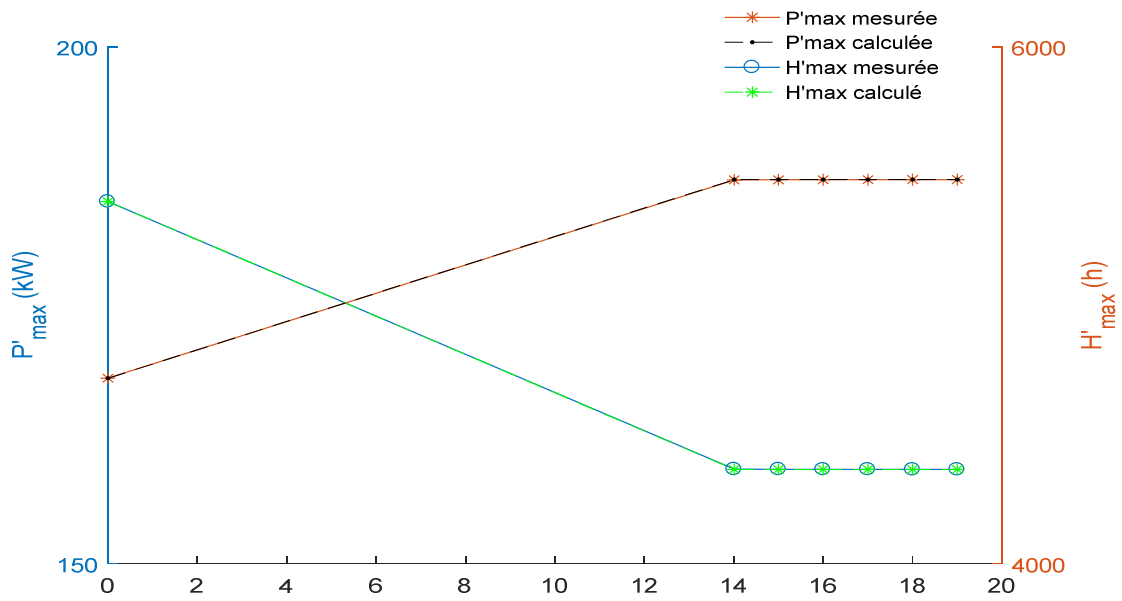


Figure 5 : Evolution de P'_{max} et H'_{max} en fonction du taux de stockage, ($P_{lim}=P_{jmoy}$) courbe poste HTA/BT N°6.

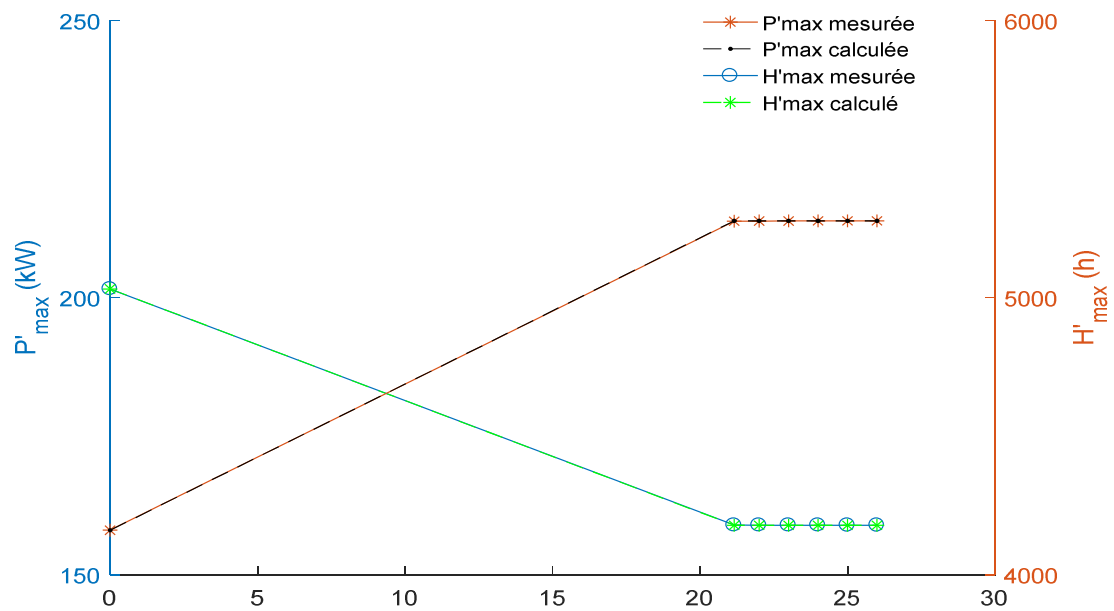


Figure 6 : Evolution de P'_{max} et H'_{max} en fonction du taux de stockage, ($P_{lim}=P_{jmoy}$) courbe poste HTA/BT N°7.

Annexe 4 : influence du stockage sur le coût annuel d'énergie perdu pour 1kW (résultats pour les 6 courbes de charge

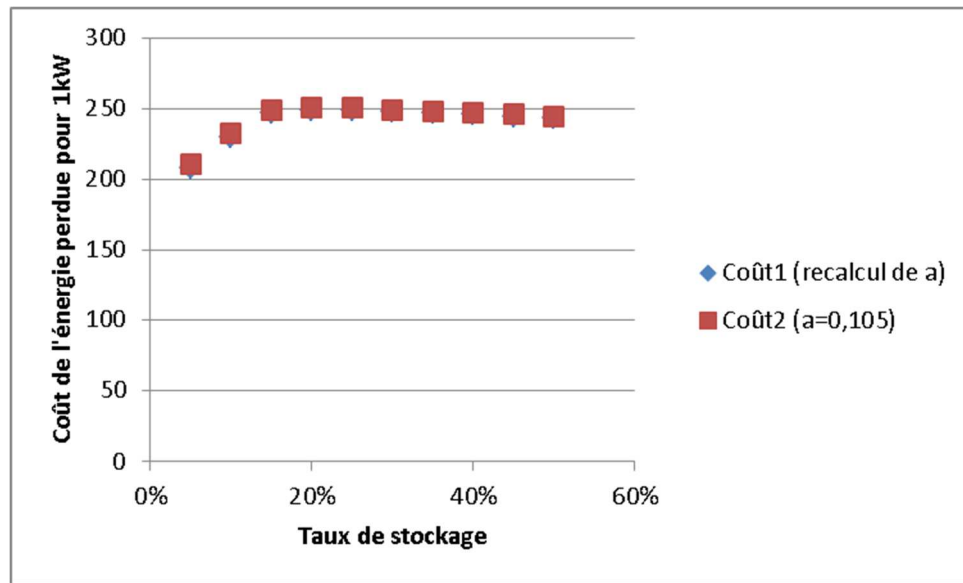


Figure 1 : influence du stockage sur le coût annuel d'énergie perdu pour 1kW (cas de la courbe de charge du poste HTA/BT N°2).

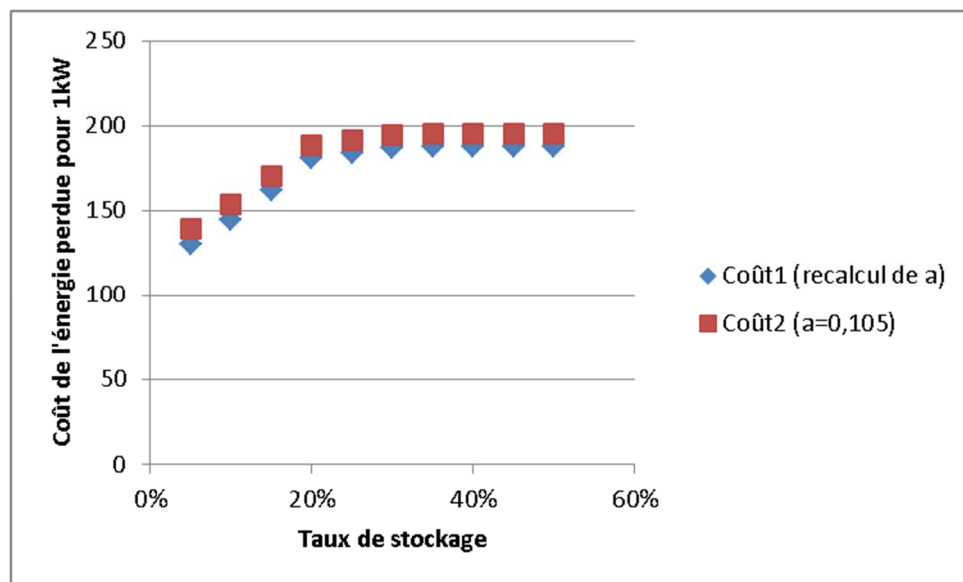


Figure 2 : influence du stockage sur le coût annuel d'énergie perdu pour 1kW (cas de la courbe de charge du poste HTA/BT N°3).

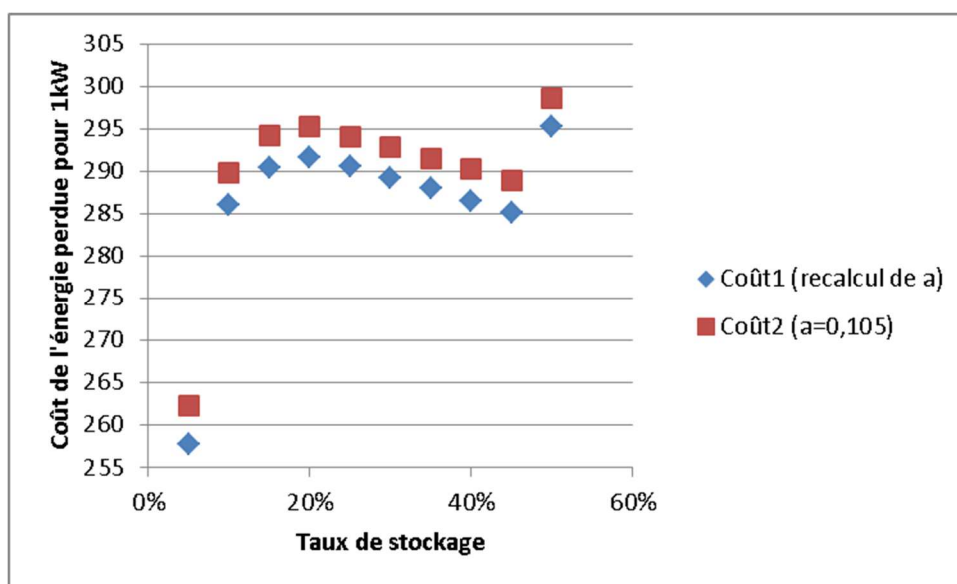


Figure 3 : influence du stockage sur le coût annuel d'énergie perdu pour 1kW(cas de la courbe de charge du poste HTA/BT N°4).

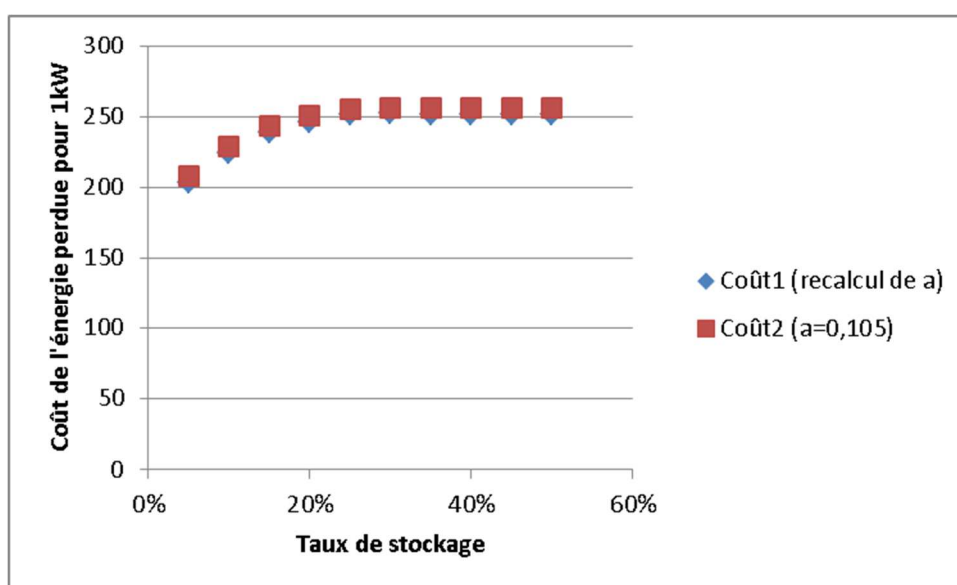


Figure 4 : influence du stockage sur le coût annuel d'énergie perdu pour 1kW(cas de la courbe de charge du poste HTA/BT N°5).

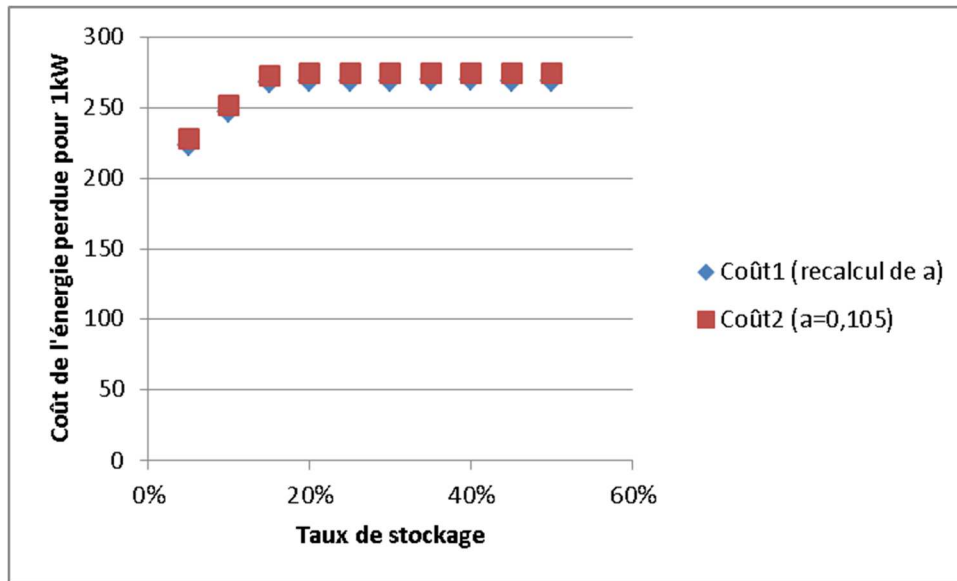


Figure 5: influence du stockage sur le coût annuel d'énergie perdu pour 1kW(cas de la courbe de charge du poste HTA/BT N°6).

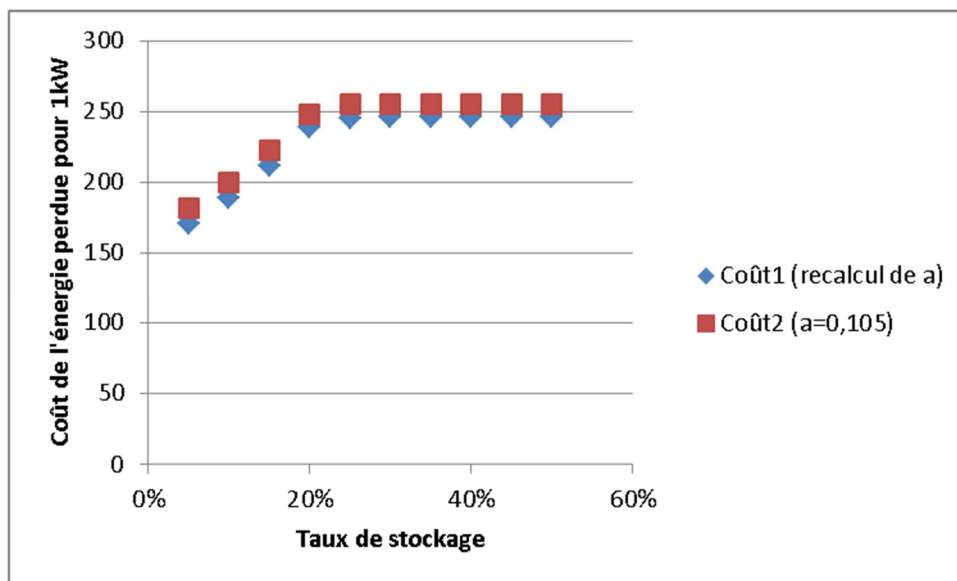


Figure 6 : influence du stockage sur le coût annuel d'énergie perdu pour 1kW(cas de la courbe de charge du poste HTA/BT N°7).

Annexe 5 : coût d'un kW de perte à la pointe en présence de stockage

H' _{max}	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000	8760
H _{max}	Coût des pertes à la pointe/an [€/kW]														
1500	56	66	83	105	131	161	194	232	273	317	366	418	473	532	629
2000	X	79	93	113	138	168	201	238	279	323	371	423	478	537	634
2500	X	X	106	124	147	175	208	245	285	329	377	429	484	543	640
3000	X	X	X	137	158	185	216	252	292	336	384	435	490	549	645
3500	X	X	X	X	172	196	226	261	300	344	391	442	497	555	652
4000	X	X	X	X	X	211	238	271	310	352	399	449	504	562	658
4500	X	X	X	X	X	X	253	284	320	362	408	458	512	570	666
5000	X	X	X	X	X	X	X	298	333	373	418	467	520	578	673
5500	X	X	X	X	X	X	X	X	348	386	429	477	530	587	682
6000	X	X	X	X	X	X	X	X	X	401	442	489	541	597	691
6500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	457	502	553	608	701
7000	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	517	566	620	712
7500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	581	633	725
8000	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	648	738
8760	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	754

*Annexe 6 : calcul de la capacité de stockage qui doit être installée sur le réseau.***I. Calcul de la capacité installée de stockage**

Comme pour le calcul de la quantité utilisée de stockage, le calcul de la capacité de stockage qui doit être installée nécessiterait de connaître la puissance de charge/décharge de la batterie à chaque pas de temps. Le DSO n'a en pratique pas accès à cette information. Pour cela nous avons opté pour un calcul qui prend comme référence la puissance moyenne journalière et la puissance de charge/décharge maximale utilisée (par le DSO). Ainsi la méthodologie de calcul de la capacité se déroule en 5 étapes :

Etape 1 : Estimer la puissance charge/décharge de la batterie. La relation suivante est utilisée pour ce calcul :

$$P_{batterie}(t) = P_{poste\ SS}(t) - P_{moyenne} \quad (1)$$

Avec :

- $P_{batterie}(t)$: la puissance de la batterie (charge/décharge) à chaque pas de temps (kW).
- $P_{poste\ SS}(t)$: la puissance du poste HTA/BT sans stockage à chaque pas de temps (kW).
- $P_{moyenne}$: La puissance moyenne journalière (kW).

Etape 2 : La puissance de charge/décharge (de la batterie) à chaque pas de temps ne peut pas dépasser la puissance maximale installée de la batterie. Ainsi nous ajustons les valeurs obtenues par la relation (1) en utilisant la relation (2)

$$\begin{aligned} P_{batterie}(t) &= P_{batterie_max} \text{ si } P_{batterie}(t) > P_{batterie_max} \\ P_{batterie}(t) &= -P_{batterie_max} \text{ si } P_{batterie}(t) < -P_{batterie_max} \end{aligned} \quad (2)$$

Avec

$P_{batterie_max}$: la puissance maximale installée de la batterie.

Etape 3 : Séparer les valeurs obtenues (Puissance de la batterie) suivant leurs successions et leurs signes (positive/négative). Par exemple sur la figure (1), il faut séparer les puissances de la batterie en quatre groupes : de 1h à 8h les valeurs de la puissance de la batterie sont positives (1^{er} groupe), de 9h à 14h ces valeurs sont négatives (celles-là constituent le 2^{ème} groupe), de 15h à 17h les valeurs sont à nouveau positives donc elles constituent le 3^{ème} groupe, de 18h à 24h, les puissances sont négatives donc elles constituent le 4^{ème} groupe.

Etape 4 : Sommer les puissances de chaque groupe constitué en considérant les valeurs absolues dans le but de calculer la capacité de la batterie nécessaire à chaque période.

Etape 5 : La capacité nécessaire pour une journée est la valeur la plus importante obtenue à l'étape précédente (étape 4).

Toutes ces étapes (de l'étape 1 à l'étape 5) sont répétées pour chaque journée, et la capacité qui doit être installée sur le réseau et la plus grande valeur obtenue.

La figure 1 illustre l'erreur en comparant les résultats obtenus en avec la méthode décrite ci-dessus et les valeurs du SOC de la batterie obtenues en appliquant la fonction d'optimisation décrite dans le chapitre II. Cette erreur est calculée avec la relation suivante :

$$Erreur = (capacité_{cal} - capacité_{réelle}) / capacité_{réelle} \quad (3)$$

Avec

Erreur : Erreur de calcul (%).

capacité_{cal} : Capacité calculée avec la méthode décrite ci-dessus (kWh).

capacité_{réelle} : Capacité réelle qui doit être installée sur le réseau (kWh).

On peut constater que cette méthode conduit à un surdimensionnement du stockage qui diminue avec le taux de stockage. En effet, pour un taux de stockage faible, la batterie n'est pas assez puissante pour ramener la puissance du poste HTA/BT à sa moyenne. Pour des taux élevés permettant de ramener la puissance du poste à sa valeur moyenne, l'erreur est nulle.

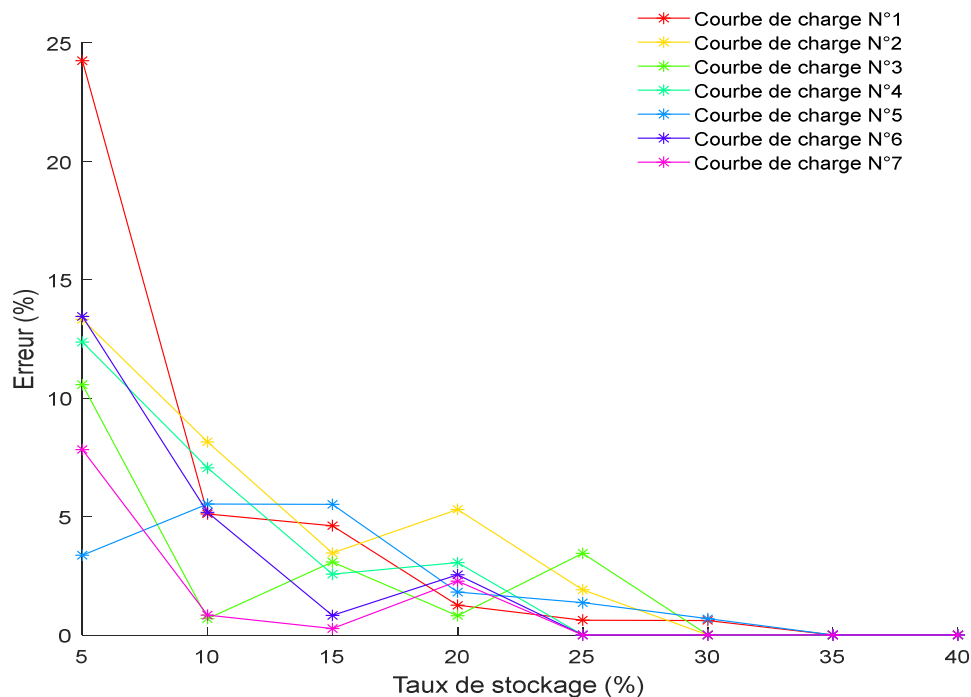


Figure 2 : erreur sur calcul de la capacité (batterie) qui doit être installée sur le réseau pour répondre aux besoins du DSO.

Annexe 7 : Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, stockage triphasé)

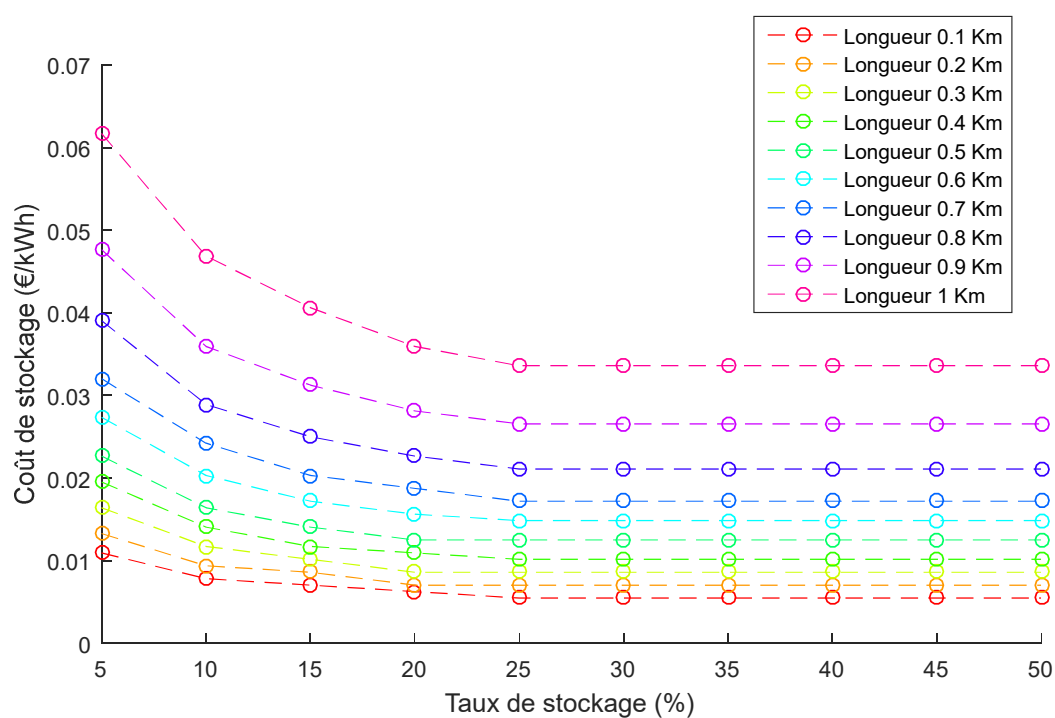


Figure 1 : Coût limite de rémunération d'un kWh de stockage (réduction des pertes Joule, stockage triphasé)

*Annexe 8 : Intérêt du stockage pour la réduction des pertes avec production PV***I. Cas N°1b : avec production décentralisée (PV)****a. Etude déterministe**

Pour compléter le cas d'étude de la section II-C-2, (étude sans production décentralisée) et raisonner sur un cas plus réaliste, nous avons ajouté une production décentralisée à ce cas d'étude. L'objectif de cette l'étude est de quantifier l'apport du stockage dans le dimensionnement d'un départ BT avec présence de la production décentralisée. Nous allons évaluer cet apport en considérant le stockage comme un levier pour réduire le coût d'exploitation du réseau, plus précisément le coût des pertes. Le comportement des pertes est modifié par l'arrivée de la production décentralisée dès lors qu'une production locale peut favoriser une autoconsommation ce qui permet de limiter les transites de puissance et réduire ainsi les pertes. Cependant une production décentralisée importante peut induire une exportation de l'énergie vers le réseau amont, ce qui pourrait avoir comme conséquence l'augmentation des pertes Joule[JUA13]. Dans ce contexte, la question posée est dans quelle mesure la sollicitation du stockage peut impacter le coût d'exploitation et la politique d'investissement dans les réseaux BT en présence de production ?

Contexte

Pour apporter des éléments de réponse à la question du paragraphe précédent, nous avons pris les mêmes hypothèses que le cas d'étude II-C-2. Ainsi le réseau de la Figure III.17 est étudié sans modifier les caractéristiques de celui-ci. Pour représenter la consommation, nous avons utilisé les mêmes courbes de charge. Nous avons également considéré la même durée d'étude (c'est-à-dire 30 ans) avec un taux d'accroissement des charges de 1% considéré comme constant et uniforme pendant toute la période d'étude.

Nous avons utilisé la courbe de production PV présentée dans le chapitre II (voir figure II.23). Les réseaux de distribution BT (notamment urbains) sont en général courts, ce qui nous permet de prendre une hypothèse qui considère que les panneaux PV installés sur une zone géographique délimitée par un réseau BT sont soumis aux mêmes conditions climatiques et reçoivent ainsi le même ensoleillement. Il est évident que d'autres facteurs impactent la production PV comme l'ombrage ou la position et l'inclination des panneaux[GAR16]. Ne disposant pas de relevés historiques réels de production PV sur le réseau électrique BT, nous avons considéré la même forme de courbe PV sur toutes les phases et pour chaque taux de PV inséré, la différence réside dans les valeurs des puissances injectées.

Dans cette étude, nous avons considéré que la puissance injectée par les panneaux PV est purement active, néanmoins nous avons pris une hypothèse qui considère l'existence des moyens de réglage de la puissance réactive au niveau du réseau pour garder un facteur de puissance constant. La répartition de la production PV sur les trois phases suit la répartition des puissances maximales sur ces mêmes phases. Chaque année on augmente le taux de pénétration PV de 5%, on peut estimer ce taux d'insertion à partir de la puissance crête des panneaux PV et de la puissance maximale consommée.

Comme pour le cas d'étude II-C-2, nous avons étudié différents taux de stockage, (5% à 50% par pas de 5%). Dans ce cas d'étude, nous avons traité uniquement le cas du stockage triphasé. En effet nous avons constaté lors de l'étude précédente que dans la majorité des taux étudiés le stockage triphasé permet d'avoir des résultats meilleurs que le stockage monophasé. La puissance de stockage maximale installée sur chaque phase est dimensionnée en pourcentage de la puissance maximale consommée sur cette phase.

La méthode d'évaluation technique et économique dans cette partie est exactement la même que dans le cas d'étude sans production décentralisée à deux différences près :

1. Dans tous les calculs, le raisonnement est basé sur les courbes de charges agrégées, c'est-à-dire consommation moins production.
2. Le coût associé aux pertes Joule est évalué avec la méthode présentée dans le chapitre II (présence du stockage et de la production décentralisée, (cf section II.3.1.4)).

Les résultats obtenus sont illustrés dans la figure 2

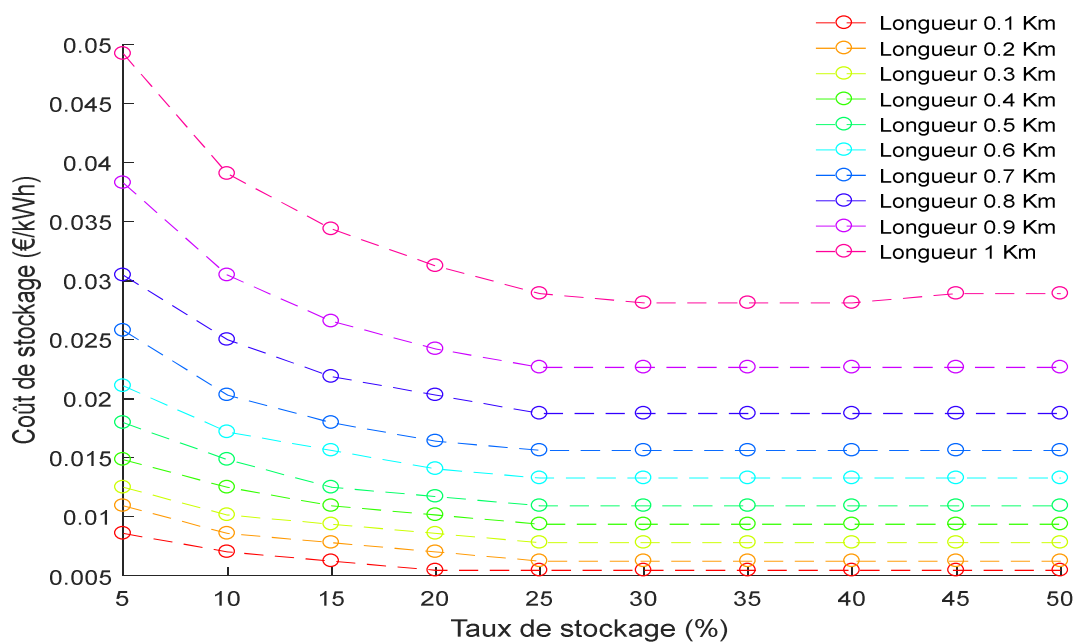


Figure 1: Coût d'un kWh de stockage utilisé pour compenser les pertes Joules (Cas Charge +PV, taux PV=150% à l'année de fin d'étude).

Le coût limite d'un kWh de stockage utilisé dans ce cas d'étude est en baisse par rapport au cas sans la présence de la production décentralisée. A titre d'exemple le coût maximal baisse d'environ 50% soit 0.05 €/kWh. Cette baisse revient au fait que la production PV favorise l'autoconsommation lorsqu'elle n'est pas très importante (sans une grande exportation de puissance vers le réseau HTA). Donc dans ces conditions les pertes sont déjà réduites grâce à la production PV. Le coût minimal est de 0.005 €/kWh (pour le cas d'une ligne de 100m et un taux de stockage de 25% à 50%) et le coût maximal est de 0.049 €/kWh (pour le cas d'une ligne de 1000m et un taux de stockage de 5%). Autrement dit, nous pouvons faire les mêmes

conclusions que le cas précédent (sans production PV cf section II-C-2) : le stockage a un meilleur impact quand la ligne est plus longue. Plus le stockage est important et plus il permet une réduction importante des pertes Joule.

b. Etude stochastique

Comme nous l'avons déjà souligné, la production décentralisée est soumise à diverses incertitudes. Parmi ces incertitudes, nous pouvons citer la puissance produite, la puissance installée par unité de production, la phase de raccordement, l'évolution de la production, etc. Cependant, dans cette étude, nous nous focaliserons plus particulièrement sur les paramètres incertains qui auront un impact sur les pertes Joule. Certaines études [MER15] ont montré que plusieurs unités de production raccordées sur la même phase augmentent le déséquilibre de tension et la surcharge du conducteur du neutre et par conséquent augmentent les pertes Joule. Dans ce contexte de variation des pertes Joule en fonction des paramètres liés à la production PV, nous avons étudié la capacité du stockage à réduire les coûts des pertes Joule. En effet, les deux paramètres incertains qui peuvent influencer l'impact sur les pertes sont : la phase de raccordement et les puissances de raccordement de chaque unité de production. Les unités de production PV que nous avons utilisées dans cette étude sont représentées par tranche de puissance. Les données sont issues du rapport d'ENEDIS « *Installations de production raccordées au réseau géré par ERDF à fin mars 2015* » [ERD15] et la figure 3 illustre la répartition du nombre de production PV (en pourcentage) par tranche de puissance.

Nous avons appliqué un algorithme de type Monte Carlo (avec 5000 itérations³¹). Pour chaque itération, nous avons appliqué l'étude que nous avons présentée dans la partie précédente en variant les paramètres incertains cités plus haut. Pour rappel, nous avons pris l'hypothèse que le taux d'insertion PV augmente de 5% chaque année. Ainsi, pour chaque taux de PV fixé, nous avons choisi les unités (puissance crête installée) de production PV aléatoirement. Ce tirage aléatoire est basé sur des probabilités représentatives (voir figure 3). Par exemple, il y a 79.2% de chance d'avoir une unité de production avec une puissance comprise entre 3kW et 6kW. Dès lors qu'on a choisi une unité de production, nous allons faire un tirage aléatoire des phases de raccordement en suivant une loi uniforme. Si la puissance de l'unité PV choisie est supérieure à 18kW, celle-ci est insérée en triphasé. La somme de toutes les unités doit être égale au taux d'intégration PV fixé. Cette démarche est illustrée dans logigramme de la figure 4.

³¹ Ce qui correspond à une marge d'erreur de 1.8% avec un degré de confiance de 99%

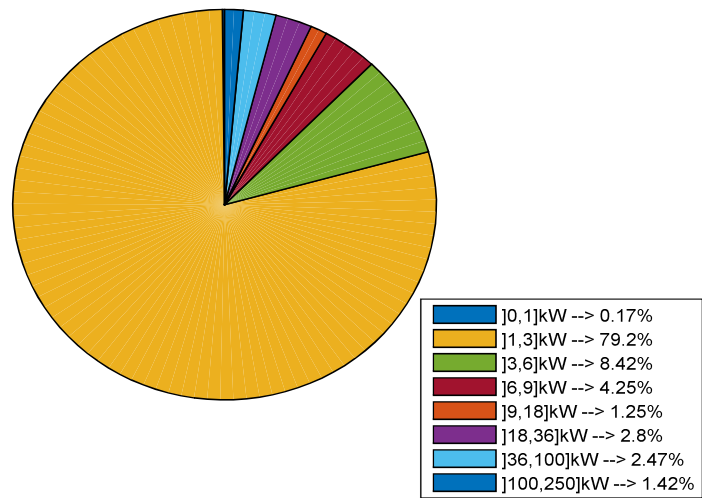


Figure 2 : Statistique des raccordements des générateurs PV par tranche de puissance dans le réseau BT [ERD15].

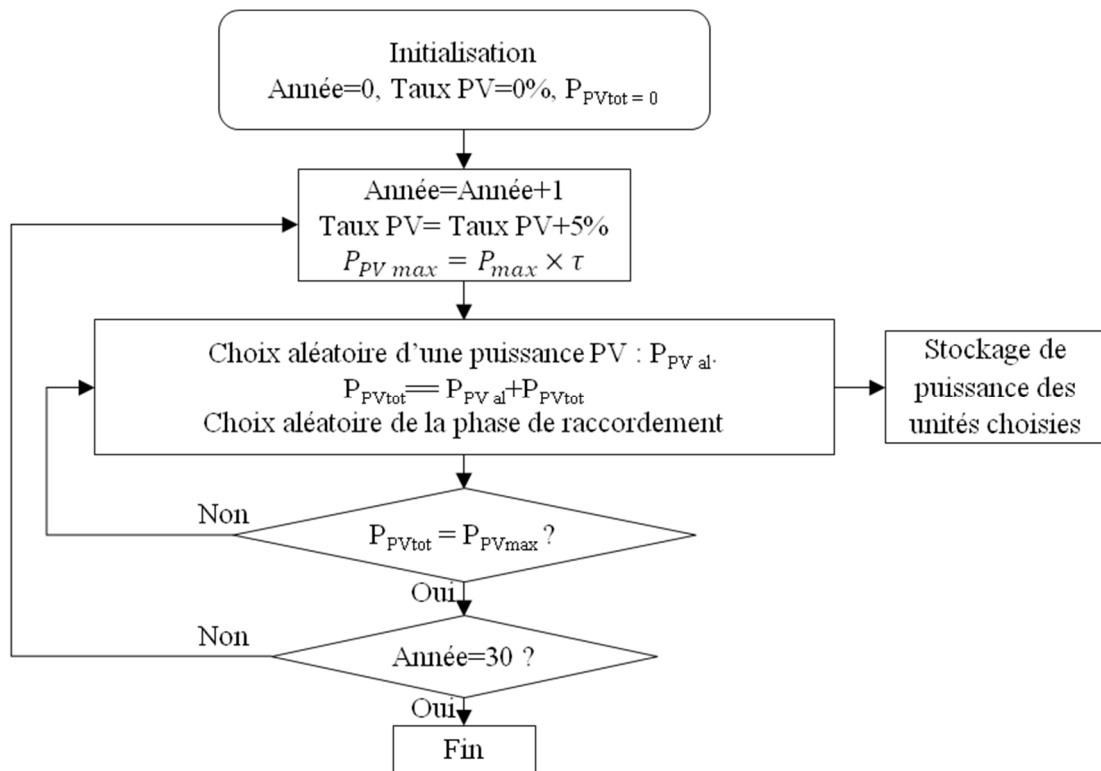


Figure 3: logigramme de choix des unités de production PV et leurs phases de raccordement.

Les résultats de cette partie sont illustrés dans la Figure 4

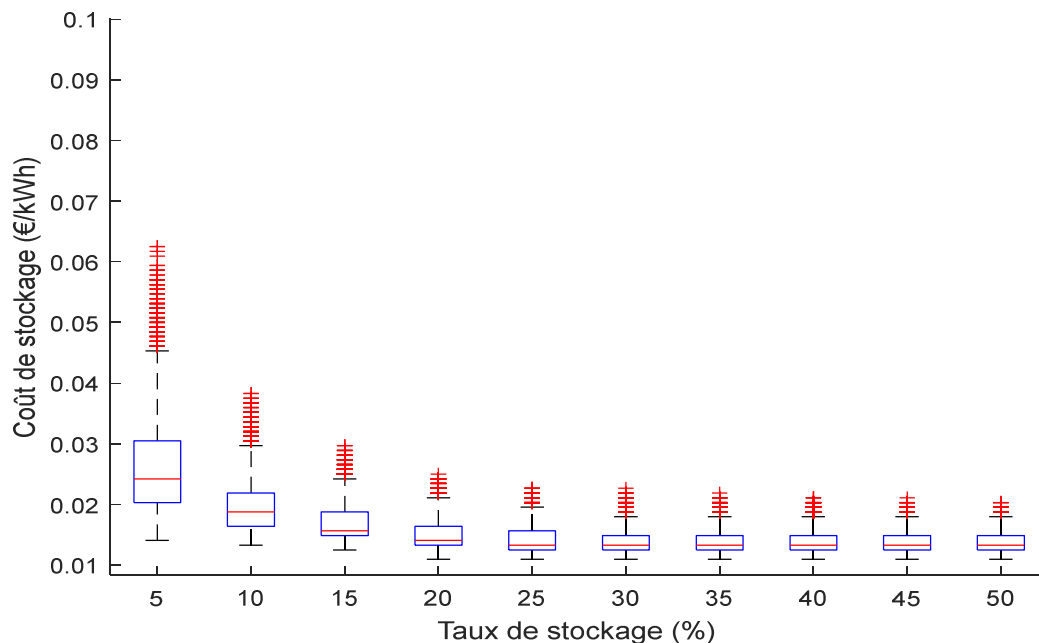


Figure 4 : Coût d'un kWh de stockage, utilisé pour compenser les pertes Joule (cas stochastique « charge +PV »).

On peut constater la même allure que dans le cas « déterministe ». Les coûts assignés au kWh de stockage utilisé sont globalement proches. Néanmoins nous constatons quelques écarts par rapport à la médiane. Ces écarts s'expliquent par les mêmes arguments que ceux que nous avons déjà évoqués dans l'interprétation de la figure IV-7 (cas sans production PV, cf chapitre IV). De plus ils sont liés aussi à la répartition des raccordements des PV sur les trois phases. En effet si les puissances des productions PV installées ne sont pas très importantes par rapport à la consommation et que ces unités sont raccordées sur la phase la plus chargée, les pertes sont réduites par l'autoconsommation. Donc dans ce cas le stockage sera moins intéressant et les coûts qui lui sont assignés seront moins importants. Dans les autres cas : fortes productions ou si la production est installée sur la phase la moins chargée avec une forte production alors le PV engendrera encore plus de pertes. Ainsi, dans ce cas, le stockage sera plus important et permettra de réduire les pertes Joule lors de l'exportation de la puissance et lors de l'alimentation des charges. Les coûts de rémunération de service de stockage sont alors plus importants.

Annexe 9 : coûts limites pour la rémunération du service de stockage (impact de la longueur du départ BT)

Tableau 2 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT de 200 m.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh/an)
0.1	1 → 35	0,62 → 9,55	26,02 → 5000
0.5	1 → 221	0,62 → 22,18	2,88 → 5000
1	1 → 944	0,62 → 42,01	0,65 → 5000
1.5	1 → 2246	0,62 → 66,53	0,26 → 5000
2	1 → 4143	0,62 → 94,27	0,15 → 5000
2.5	1 → 5724	0,62 → 126,80	0,11 → 5000

Tableau 1 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT de 300 m.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh/an)
0.1	1 → 23	0,62 → 14,91	102,35 → 16349
0.5	1 → 221	0,62 → 23,36	9,09 → 16349
1	1 → 827	0,62 → 39,38	1,21 → 16349
1.5	1 → 2051	0,62 → 62,57	0,36 → 16349
2	1 → 3903	0,62 → 89,59	0,17 → 16349
2.5	1 → 5552	0,62 → 122,46	0,10 → 16349

Tableau 3 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT de 400 m.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh/an)
0.1	1 → 20	0,62 → 13,56	249,57 → 32361
0.5	1 → 192	0,62 → 21,92	19,76 → 32361
1	1 → 1034	0,62 → 40,18	2,25 → 32361
1.5	1 → 1939	0,62 → 60,63	0,59 → 32361
2	1 → 3775	0,62 → 87,37	0,24 → 32361
2.5	1 → 5426	0,62 → 118,66	0,13 → 32361

Tableau 4 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT de 600 m.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh/an)
0.1	1 → 26	0,62 → 15,46	407,15 → 78994
0.5	1 → 197	0,62 → 29,77	34,05 → 78994
1	1 → 876	0,62 → 50,92	4,13 → 78994

1.5	1 → 2158	0,62 → 67,79	1,08 → 78994
2	1 → 3998	0,62 → 95,76	0,42 → 78994
2.5	1 → 5581	0,62 → 122,37	0,21 → 78994

Tableau 5 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT de 700 m.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh/an)
0.1	1 → 28	0,62 → 16,06	502,32 → 109640
0.5	1 → 209	0,62 → 30,46	42,77 → 109640
1	1 → 904	0,62 → 51,73	5,31 → 109640
1.5	1 → 2215	0,62 → 73,35	1,40 → 109640
2	1 → 4069	0,62 → 96,81	0,54 → 109640
2.5	1 → 9528	0,62 → 127,20	0,27 → 109640

Tableau 6 : Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT de 800 m.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh/an)
0.1	1 → 42	0,62 → 17,53	438,25 → 145186
0.5	1 → 302	0,62 → 32,56	41,62 → 145186
1	1 → 1013	0,62 → 54,66	5,72 → 145186
1.5	1 → 2454	0,62 → 76,70	1,59 → 145186
2	1 → 4297	0,62 → 100,67	0,62 → 145186
2.5	1 → 9792	0,62 → 136,11	0,31 → 145186

Tableau 7: Variation du coût limite de rémunération du stockage en fonction du nombre et des durées des contraintes pour un départ BT de 900 m.

Taux d'accroissement des charges (%)	Nombre de contraintes (nombre d'occurrences sur l'année) (h)	Taux de dépassement de la puissance admissible (%)	Coût limite d'1 kWh de stockage (€/kWh/an)
0.1	1 → 28	0,62 → 16,17	830,52 → 185664
0.5	1 → 211	0,62 → 30,60	70,50 → 185664
1	1 → 906	0,62 → 51,86	8,74 → 185664
1.5	1 → 2224	0,62 → 73,47	2,29 → 185664
2	1 → 4093	0,62 → 102,49	0,86 → 185664
2.5	1 → 9538	0,62 → 131,73	0,42 → 185664