

Fig.3-48. Vues externe du caisson retenu pour le pack de batteries du prototype envisagé.

	Marque	A	B	C	D
Élément	U nom (V)	3.2	3.3	3.2	3.2
	Capa (Ah)	3.2	15	10	10
	Masse (g)	82	465	305	300
	Hauteur (mm)	65.2	166	146	146
	Diamètre (mm)	26	40	38	38.5
	Densité (Wh/kg)	142	118	120	122
	Volume (L)	0.035	0.209	0.166	0.17
Pack	Série	120	116	120	120
	//	22	5	7	7
	Unités	2 640	580	840	840
	Energie (Wh)	27 034	28 710	26 880	26 880
	Masse (kg)	216	270	256	252
1	Nb	2,640	580	840	840
	Élément (USD)	5.5	43.23	14.5	38.71
	Pack (USD)	14 520	25 073	12 180	32 514
	Pack (EUR)	9 603	16 605	8 056	21 504
	Capa (€/kWh)	355	578	300	800
200	Nb	528 000	116 000	168 000	168 000
	Total (USD)	2 376 000	2 410 480	1 890 000	4 470 682
	Pack (USD)	11 880	12 052	9 450	22 353
	Élément (USD)	4.5	20.78	11.25	26.61
	Total (EUR)	1 571 429	1 596 344	1 250 000	2 956 800
	Pack (EUR)	7 857	7 982	6 250	14 784
	Capa (€/kWh)	291	278	233	550
6000	Nb	15 840 000	3 480 000	5 040 000	5 040 000
	Total (USD)	65 577 600	38 001 600	54 684 000	121 927 680
	Pack (USD)	10 930	6 334	9 114	20 321
	Élément (USD)	4.14	10.92	10.85	24.19
	Total (EUR)	43 371 429	25 166 622	36 166 667	80 640 000
	Pack (EUR)	7 229	4 194	6 028	13 440
	Capa (€/kWh)	267	146	224	500

TAB.3-9. CARACTERISTIQUES TECHNO-ECONOMIQUES DES 4 MODELES RETENUS POUR DIVERS VOLUMES DE PACK.

**NB :** Le coût du pack en euros est légèrement sous-estimé à la Table 9 car aujourd'hui, 1 EUR = 1,30 USD alors qu'au moment du chiffrage, on avait 1 EUR = 1,51 USD. Sur la base des prix unitaires en dollars, on constate déjà à quel point l'économie d'échelle peut être importante : quand on passe de quelques centaines d'éléments constitutifs d'un pack à des millions pour 6000 packs, le coût des batteries est divisée par 2 à 4. Cela représente une part d'autant plus faible dans le coût final du véhicule électrique.

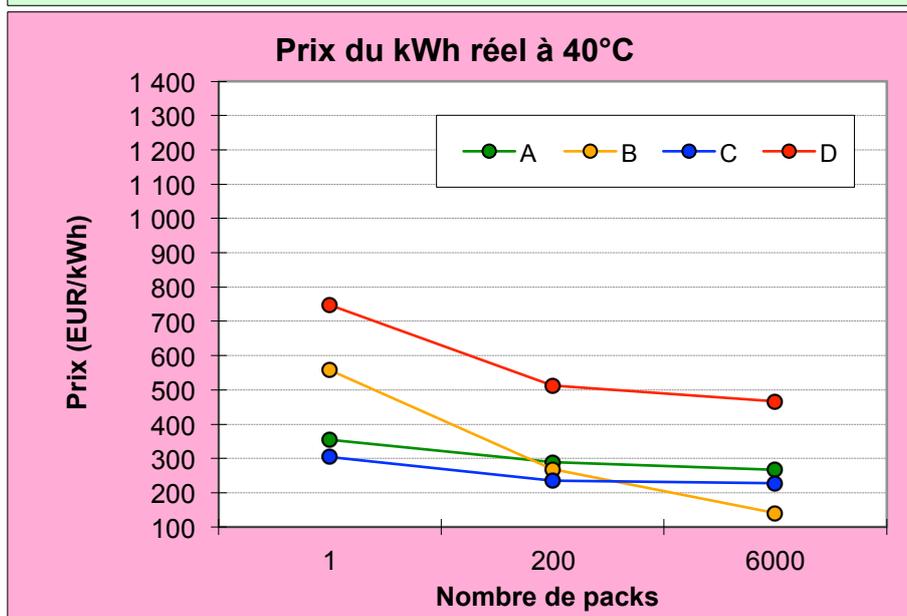
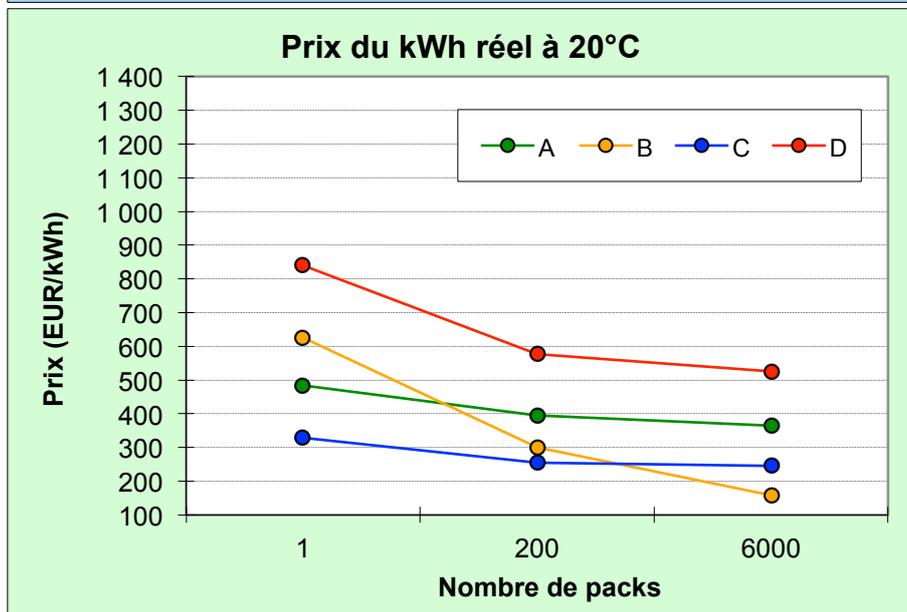
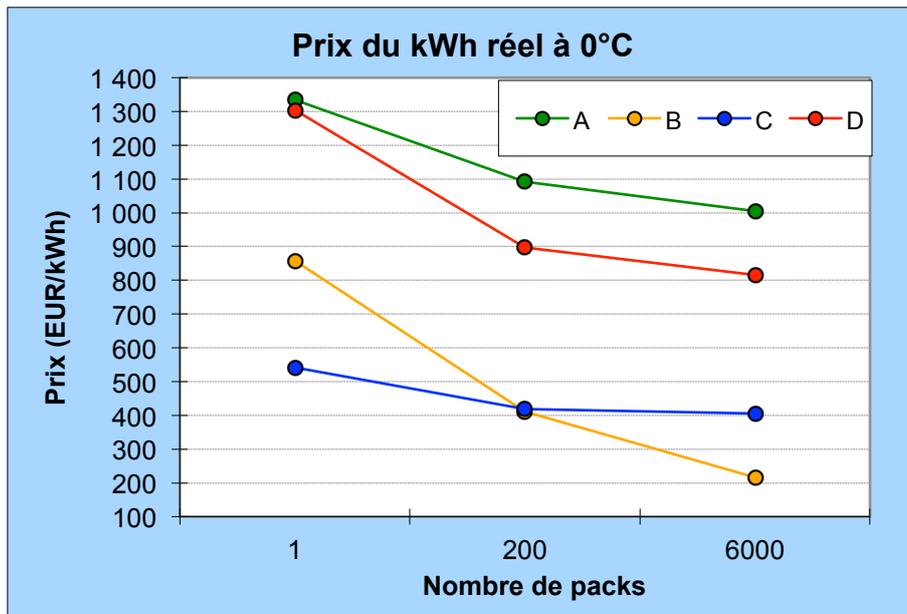


Fig.3-49. Économies d'échelle possibles pour un nombre de packs de batteries croissant (de 1 à 6000 packs) ; sont représentées les prix des batteries normalisés au kWh sur la base des énergies réelles mesurées à 0, 20 et 40°C.

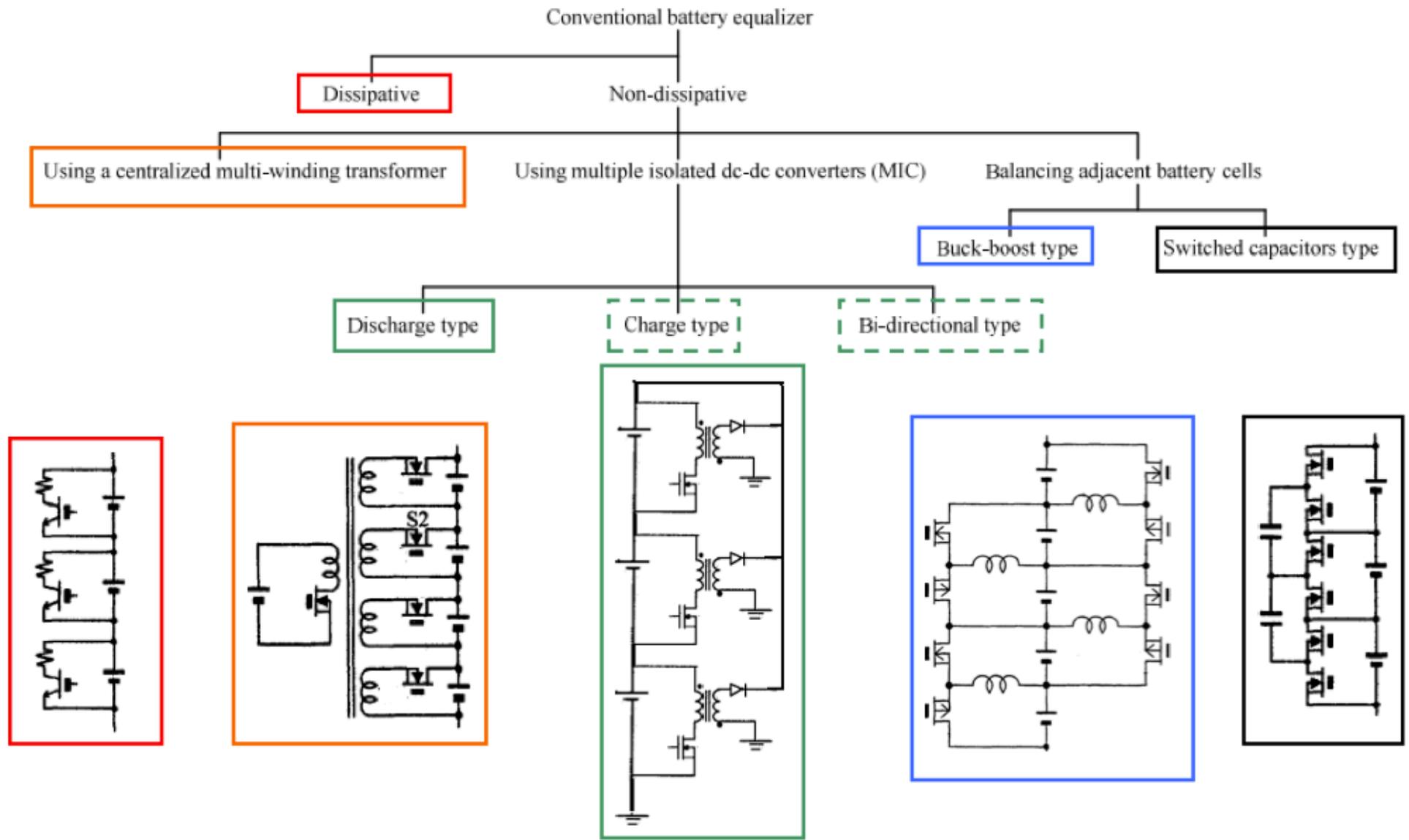


Fig.3-53. Arborecence des systèmes d'équilibrage existants et schémas électriques associés à certains d'entre eux [10].

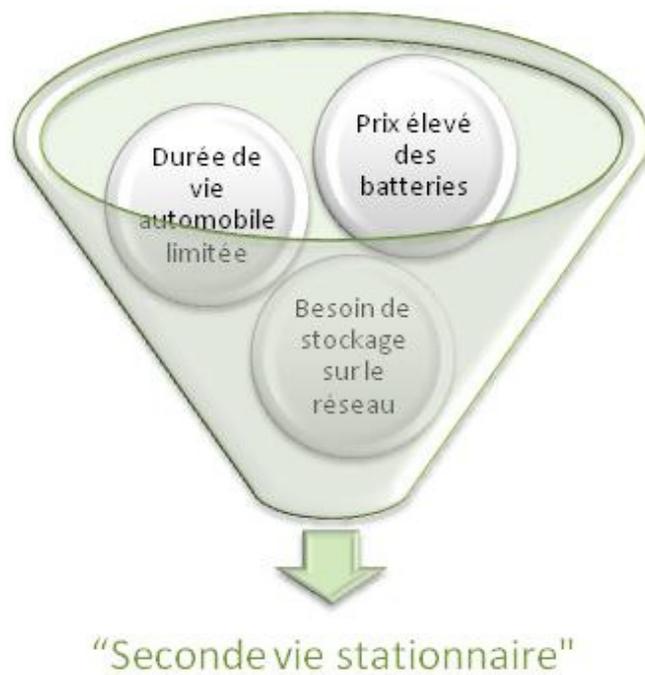


Fig.3-55. Schéma illustratif de l'origine du concept de seconde vie stationnaire du stockage embarqué, à la convergence des besoins technico-économiques du réseau électrique et des véhicules électriques [1].



Fig.3-56. Schéma illustratif du conditionnement étagé en poupées russes d'éléments de batteries utilisés comme stockage embarqué ou stationnaire ; l'assemblage en pack n'est pas le même selon l'application envisagée [3].

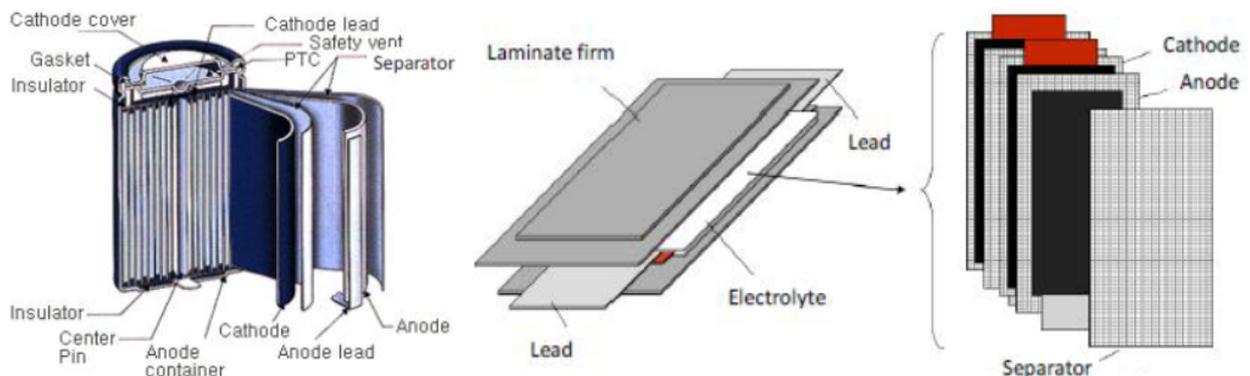


Fig.3-57. Les deux géométries de cellule : cylindrique (gauche) et prismatique (droite) [1].

Usage seconde vie		Sévérité de l'usage seconde vie	Complexité du reconditionnement	Compétitivité par rapport aux solutions alternatives	Taille du marché potentiel	Synthèse
1	Véhicules électriques avec une batterie aux performances dégradées	Identique	Nulle	-	70% au-delà de 7 ans 10% au-delà de 10 ans (maximum 12 ans)	Baisse des flux disponibles
2	Station de recharge mobile (VE en panne)	Identique	Faible si BMS flexible	-	Quelques dizaines de packs	Niche
3	Véhicules de type chariots élévateurs	Identique	Faible si BMS flexible	Plomb <sup>1</sup>	20 000/an x 20 kW	Prioritaire (sous réserve <sup>3</sup> )
4	Lissage des injections d'une installation éolienne (DOM-TOM)	Similaire	Elevée	Plomb <sup>1</sup> + poids	Quelques dizaines de MW	Niche
5	Lissage des injections d'une installation photovoltaïque (DOM-TOM et BT)	Similaire	Moyenne si éléments homogènes	Plomb <sup>1</sup>	Quelques centaines de kW	Niche
6	Écrêtage de la demande pour les usages individuels ou collectifs (DOM-TOM)	Similaire	Moyenne si éléments homogènes	Plomb <sup>1</sup> + coût transport	Quelques centaines de kW	Niche
7	Alimentations électriques sans coupure (UPS)	Moins sévère	Moyenne si éléments homogènes	Plomb <sup>1</sup>	1 000 MW	Prioritaire
8	Lissage de la pointe dans les sous-stations SNCF	Similaire	Moyenne si éléments homogènes	Plomb <sup>1</sup>	2 500 MW (539 sous-stations x 3-10 MW)	Prioritaire
9	Alimentation des auxiliaires des centrales électriques et des stations	Moins sévère	Moyenne si éléments homogènes	Plomb <sup>1</sup>	Quelques centaines de kW	Niche
10	Remplacement des groupes électrogènes d'ERDF	Similaire	Moyenne si éléments homogènes	Diesel <sup>2</sup>	50 MW (200 à 300 groupes de 50 kVA à 500 kVA)	Prioritaire
11	Centrales de secours dans les DOM-TOM	Moins sévère	Elevée	Plomb <sup>1</sup> Diesel <sup>2</sup>	Quelques dizaines de MW	Non prioritaire
12	Stockage de l'énergie d'une installation éolienne isolée	Similaire	Moyenne si éléments homogènes	Plomb <sup>1</sup>	Quelques centaines de kW	Niche
13	Stockage de l'énergie d'une installation photovoltaïque isolée	Similaire	Moyenne si éléments homogènes	Plomb <sup>1</sup>	Quelques centaines de kW	Niche
14	Installation isolée autonome sur batterie	Similaire	Moyenne si éléments homogènes	Diesel <sup>2</sup> + logistique recharge	Quelques dizaines de kW	Niche

TAB.3-12. INVENTAIRE DES POSSIBLES USAGES DE BATTERIE EN SECONDE VIE ET CARACTERISTIQUES ASSOCIEES [7].

Notes du tableau : Plomb<sup>1</sup> et Diesel<sup>2</sup> signifient respectivement que pour cet usage les batteries de seconde vie sont en concurrence directe avec les batteries au plomb ou avec les groupes électrogènes au diesel. Sous réserve<sup>3</sup> : la faisabilité d'un reconditionnement simple n'est pas démontrée. La taille du marché des UPS est une estimation du cabinet de consulting Schwartz & Co sur la base de l'évaluation du marché français des UPS publiée par Frost & Sullivan [6].



Fig.3-58. Exemples de géométries de packs de batteries de véhicules électriques commerciaux [4].

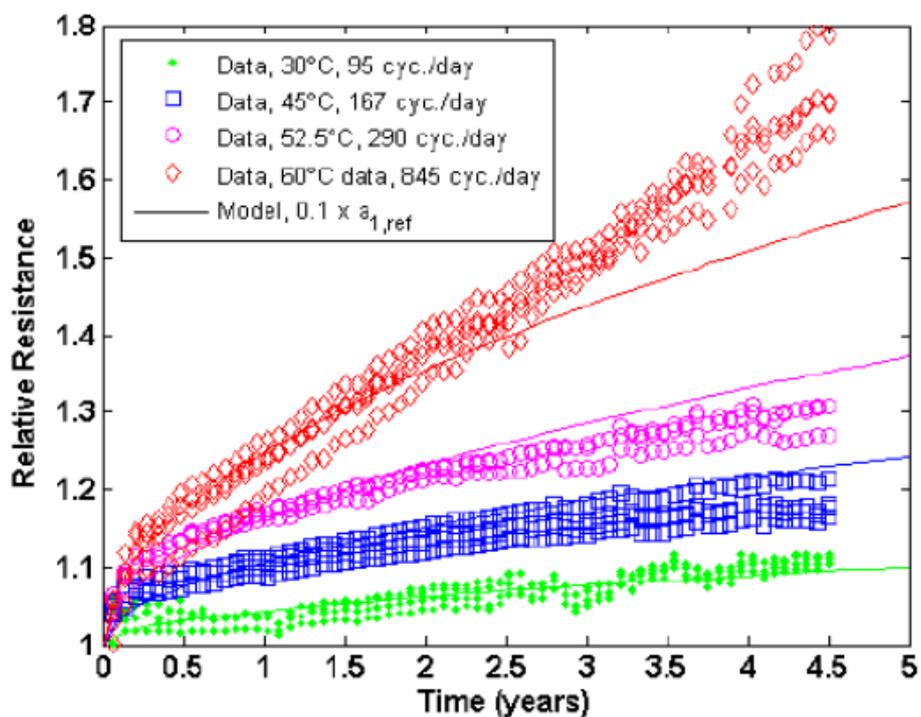


Fig.3-59. Évolution temporelle de la résistance interne de la batterie en fonction du nombre de cyclages par jour [5].

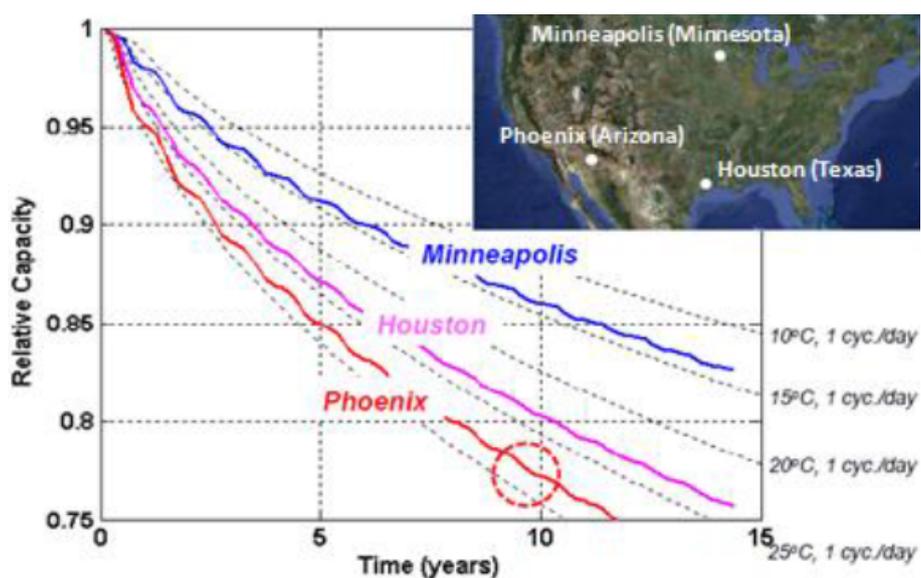


Fig.3-60. Évolution temporelle de la capacité par zone géographique et comparaison avec l'abaque de température [5].

*Ex : A Phoenix, le vieillissement des batteries est le même que si elle cyclait une fois par jour à 28°C.*

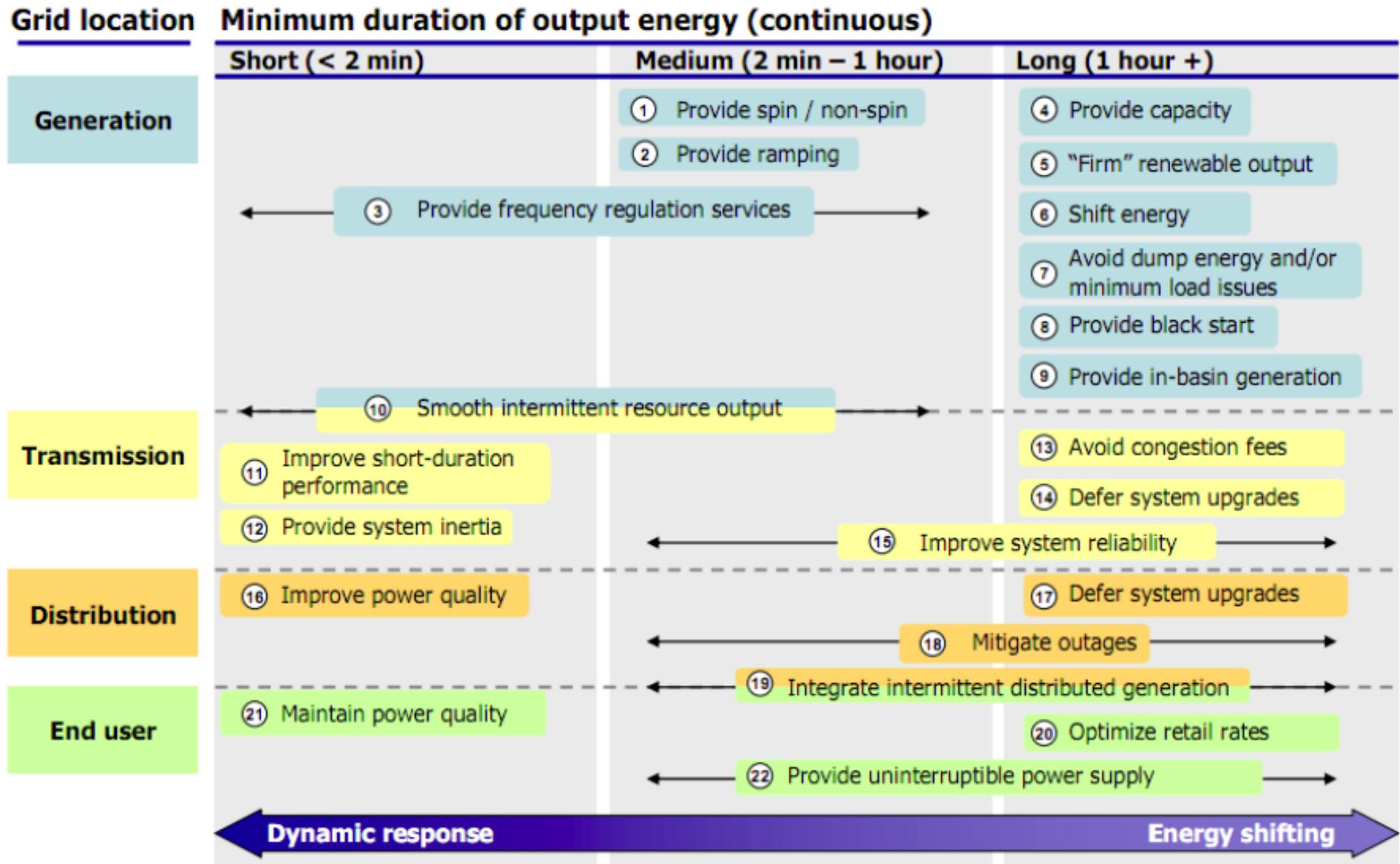


Fig.3-61. Les 22 usages du stockage stationnaire répertoriés par l'entreprise *South California Edison* [7].

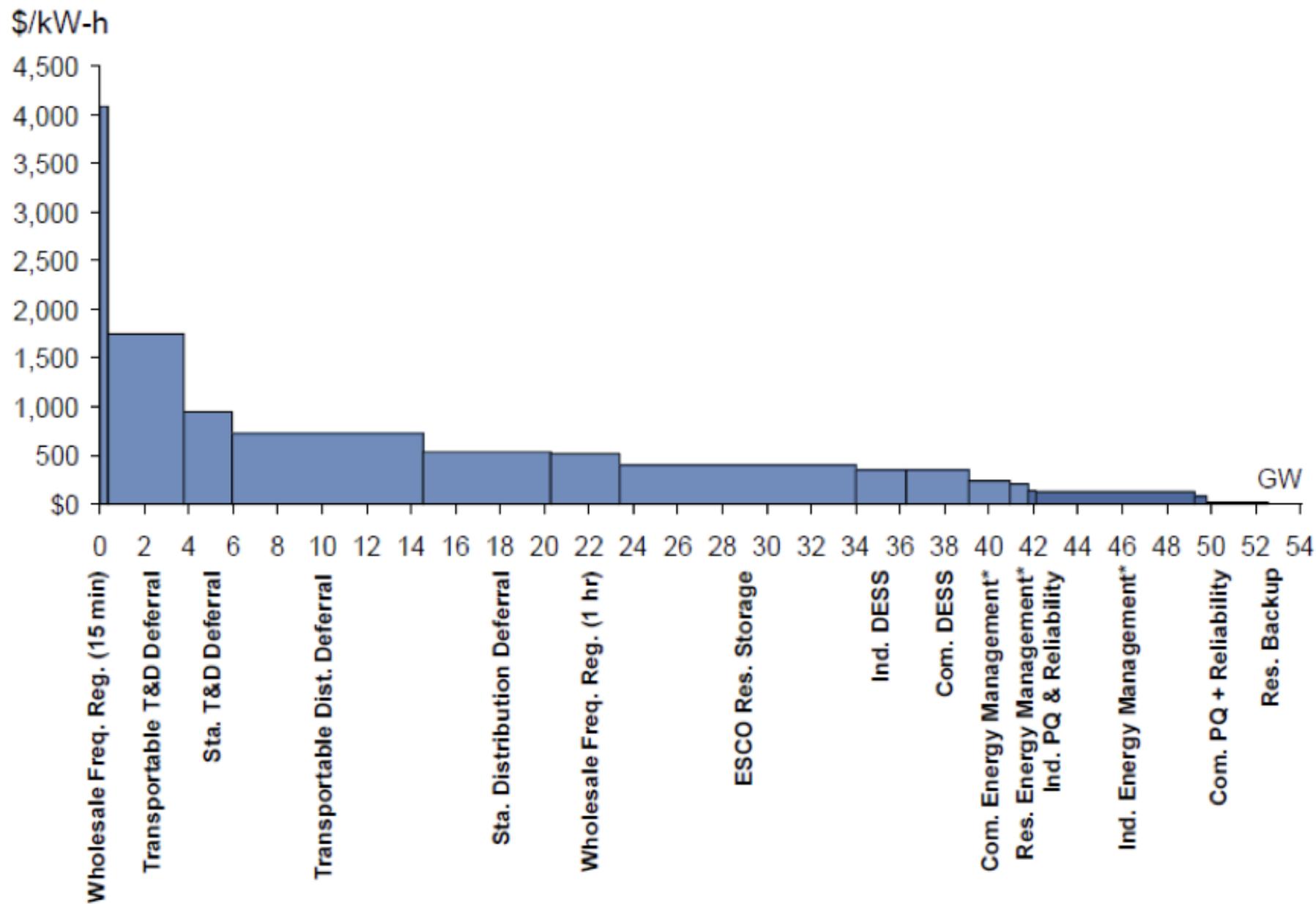


Fig.3-62. Rémunération et taille du marché des applications de stockage : réglage de fréquence (*frequency regulation*) et reports d'investissement (*deferral*) rapportent le plus [9].

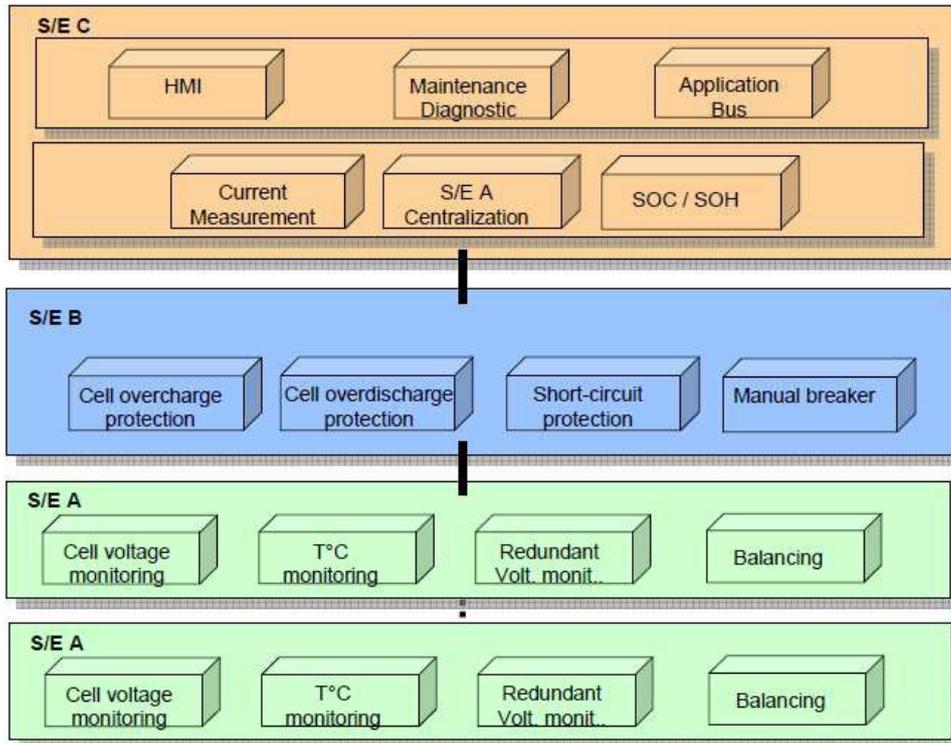


Fig.3-63. Etages de briques fonctionnelles mis en jeu dans une carte *BMS* conventionnelle [22].

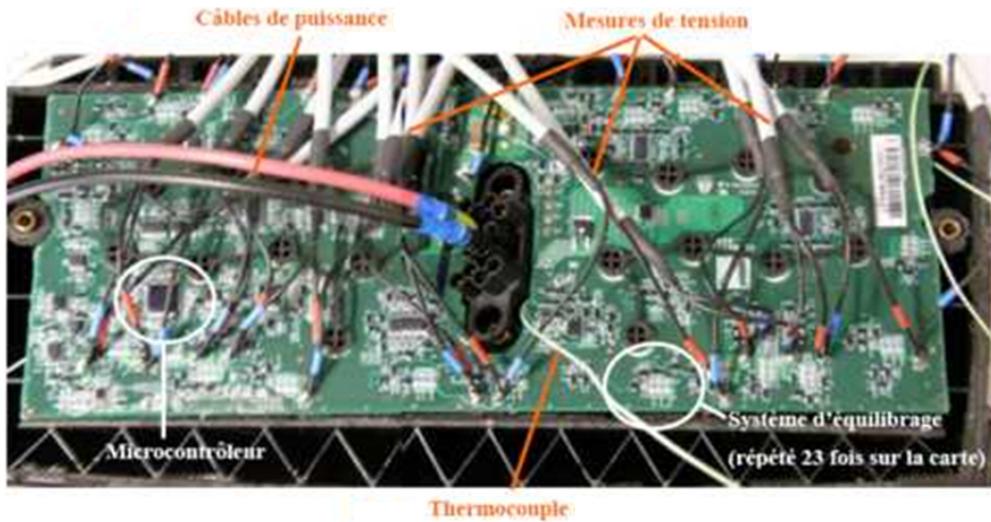


Fig.3-64. Exemple de carte BMS avec microcontrôleur et système d'équilibrage [22].



Fig.3-65. Exemples de cartes électroniques assurant la gestion et l'équilibrage d'un pack de batteries [23].

Application	Taille de batterie	Besoin spécifique	Etat de la batterie	Coût actuel des organes électroniques
Générique		Moins de criticité du besoin de disponibilité Ajout d'un organe de coupure sur seuil d'élément	Régimes de charge 10h à 2h Courant de charge fluctuant	
Petit site isolé	1 à 10kWh 12, 24V	Régulateur de charge Petit onduleur de décharge	Charge et décharge C/10 max	Régulateur 12/24V, 30€ Onduleur batterie 0,1 à 0,2€/W
Application telecom	20 à 150 kWh 48V	Sensible à fiabilité et besoins en maintenance	Décharge très lente	Régulateur 48V MPPT
Système hybride	20 à 500 kWh 48, 120, 240V	Onduleur chargeur Indicateurs d'état de batterie précis	Décharge C/5 Charge régulière par générateur	
Système connecté réseau particulier	5 à 15 kWh	Système de gestion de l'énergie	Fort nombre de cycle à DOD très faible Décharge modérée (max = compteur EDF) Recharge modérée	Onduleur PV : 0,5€/W Onduleur chargeur batterie type UPS : 0,2€/W
Agrégation à l'échelle d'un quartier (100 maisons)	150 à 500 kWh	Besoin de signaux tarifaires	Cyclage quotidien	
Achat revente d'électricité	agrégation 1MW nécessaire actuellement	Besoin de signaux tarifaires 1 onduleur par pack dispersé ou 1 onduleur centralisé Information SOC précise	1 cycle complet par jour	Onduleur chargeur contrôlable
UPS particulier	5kW, 2kWh	Utilisation aléatoire	Fort régime de décharge (quelques minutes) Cyclage très peu fréquent	Onduleur UPS 0,2€/W

TAB.3-16. TABLEAU DE SYNTHÈSE DES CONTRAINTES TECHNICO-ECONOMIQUES SELON L'APPLICATION DE SECONDE VIE DE BATTERIES ENVISAGÉE [22].

# *Chapitre 4*

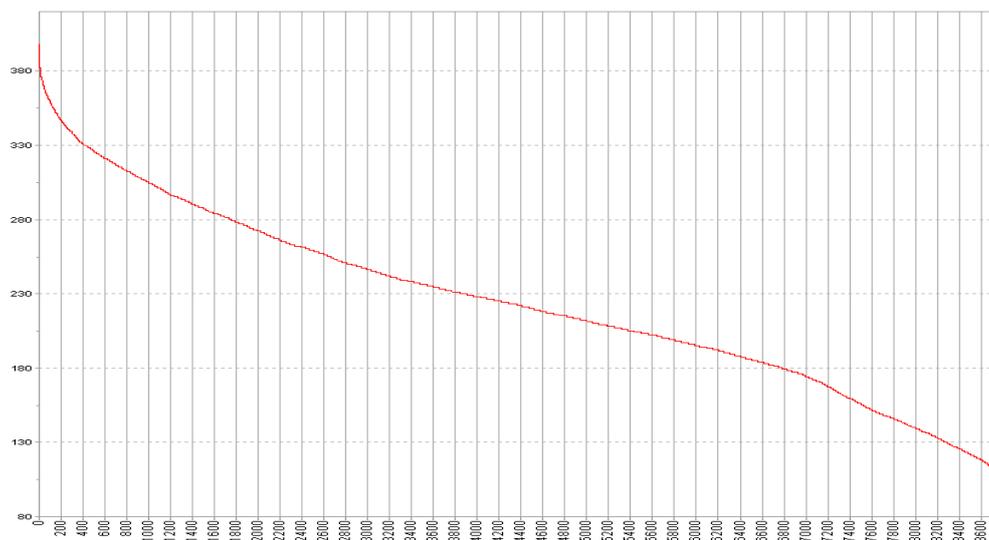


Fig.4-3. Monotone de production électrique de la Corse en 2007 [EDF SEI Corse, 2008].

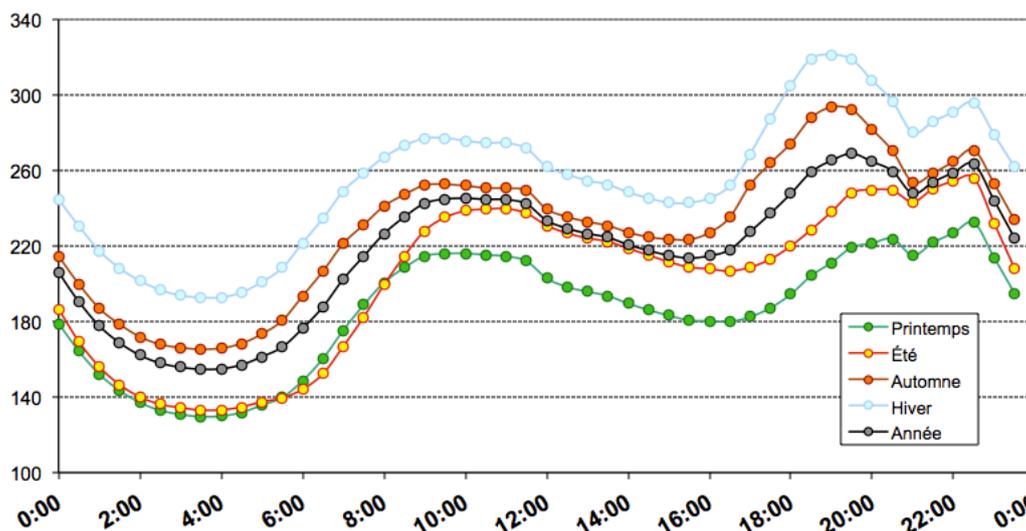


Fig.4-4. Courbes de charge annuelle et saisonnières (en MW) de la Corse en 2007 [d'après EDF SEI Corse, 2008].

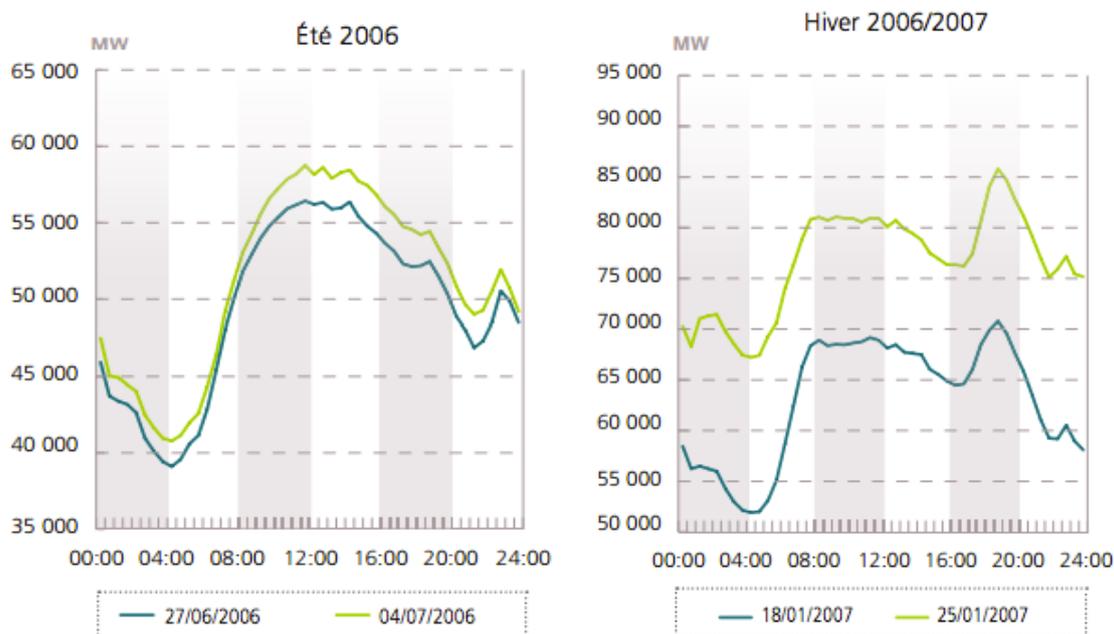


Fig.4-5. Courbes de charge extrêmes de la France en été (gauche) et en hiver (droite), 2006/2007 [26].

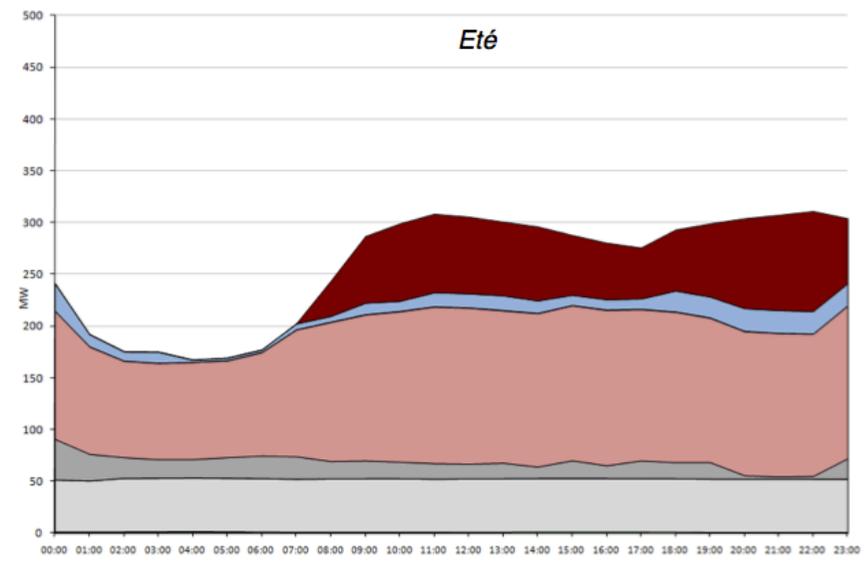
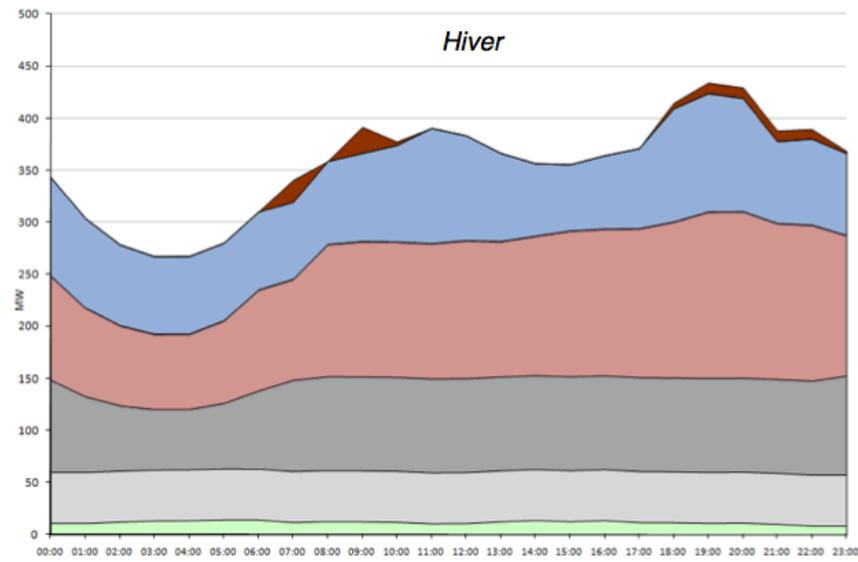


Fig.4-6. Courbes de charge hivernale (*gauche*) et estivale (*droite*) et moyens de production associés en 2010 [25].

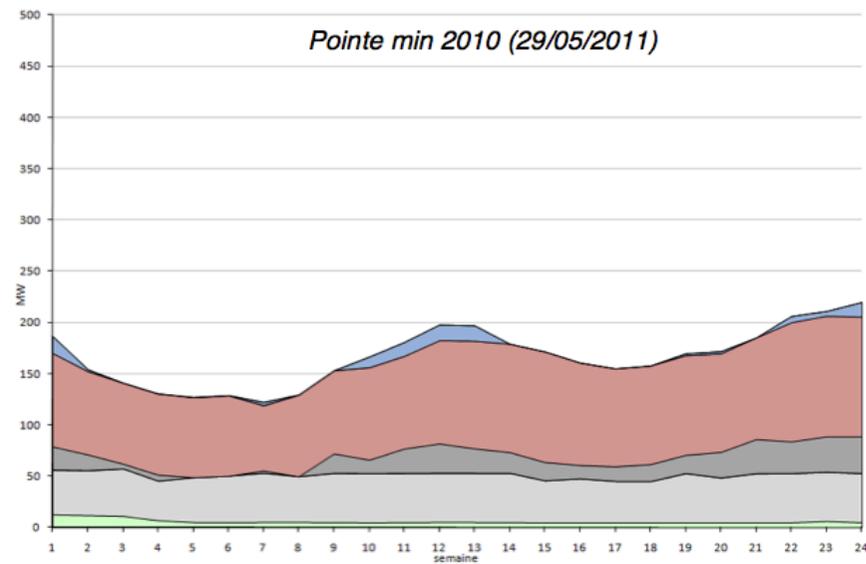
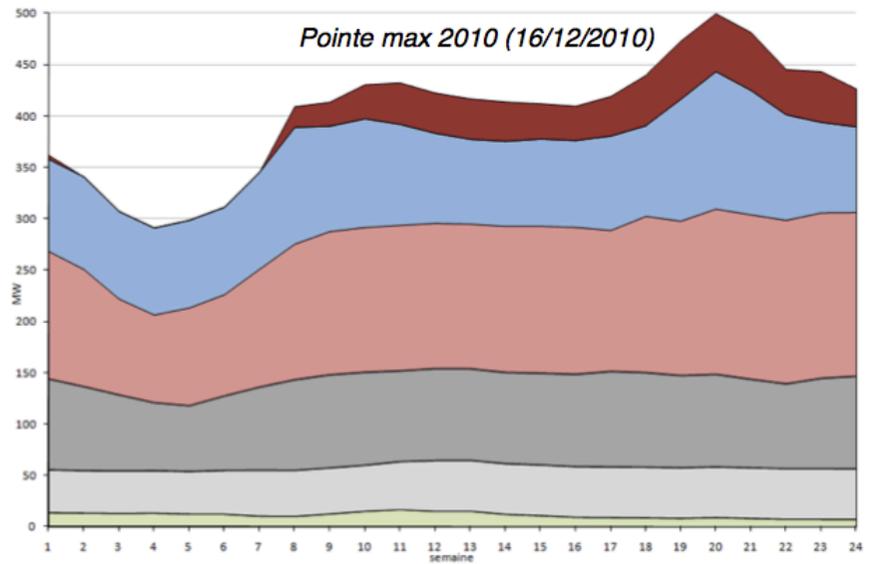


Fig.4-7. Courbes de charge maximale (*gauche*) et minimale (*droite*) et moyens de production associés, 2010 [25].

Exploitant	Site	Technologie	Fonctionnement	Puissance installée (MW)
Terna	SACOI / SCC	Import	Base	50
Terna	SARCO	Interconnexion	Base	100
EDF	Vazzio	Diesel	Base	132,3 <small>7 x 18.9 MW</small>
EDF	Lucciana	Diesel	Base	54,5 <small>5 x 10.9 MW</small>
EDF	Lucciana	TAC	Pointe	75 <small>3 x 25 MW</small>
EDF	Lucciana	TAC	Pointe	40
EDF	Tolla	Hydraulique	Pointe	15,6
EDF	Ocana	Hydraulique	Pointe	15,1
EDF	Pont de Vanna	Hydraulique	Pointe	8,6
EDF	Sovenzia	Hydraulique	Pointe	15,3
EDF	Corscia	Hydraulique	Pointe	13
EDF	Castirla	Hydraulique	Pointe	28,5
EDF	Sampolo	Hydraulique	Pointe	43
SIVU	Tallone	Biogaz	Fatal	1.7
(multiples)	(multiples)	Mini hydraulique	Fatal	25,6
(multiples)	(multiples)	Eolien	Intermittent	18
(multiples)	(multiples)	Photovoltaïque	Intermittent	15
<b>TOTAL</b>				<b>651,2</b>

TAB.4-2. TABLEAU RECAPITULATIF DU PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE DE LA CORSE EN 2010 [25].

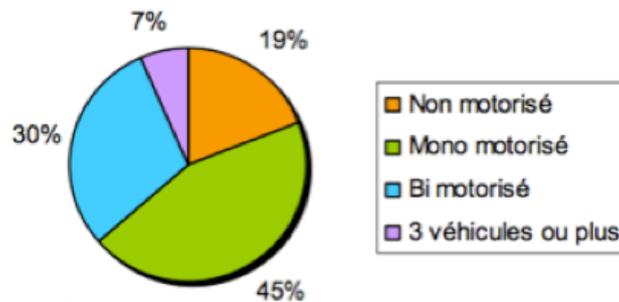


Fig.4-11. Équipement automobile des ménages français en 2008 [34].

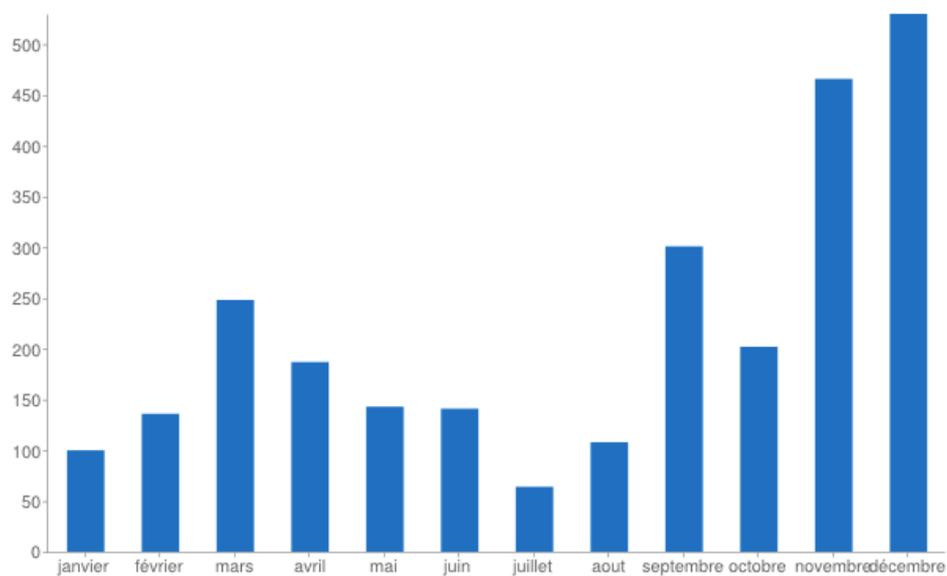


Fig.4-12. Immatriculations de voitures électriques par mois en France en 2011 [35].

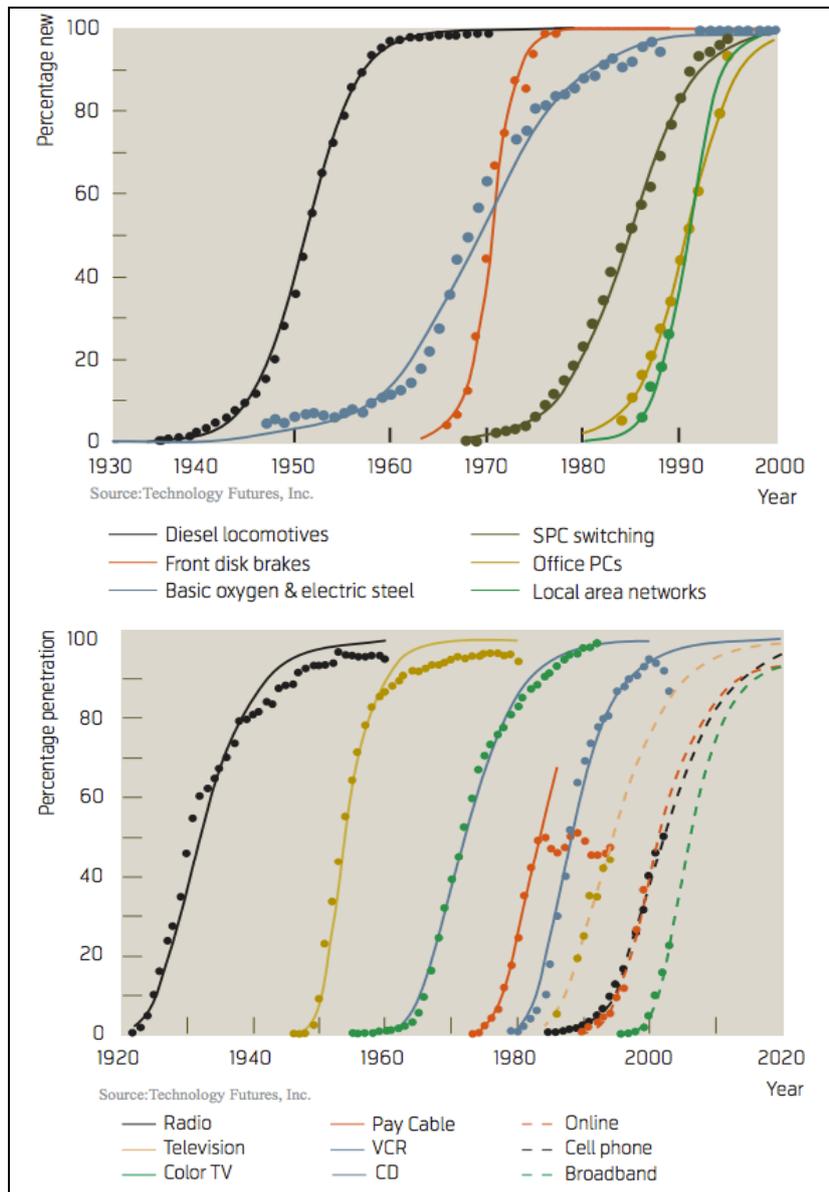


Fig.4-13. *Fitting* par les modèles Fisher-Pry (*haut*) et Gompertz (*bas*) des statistiques de pénétration du marché par les nouvelles technologies des années 1920 à nos jours [38].

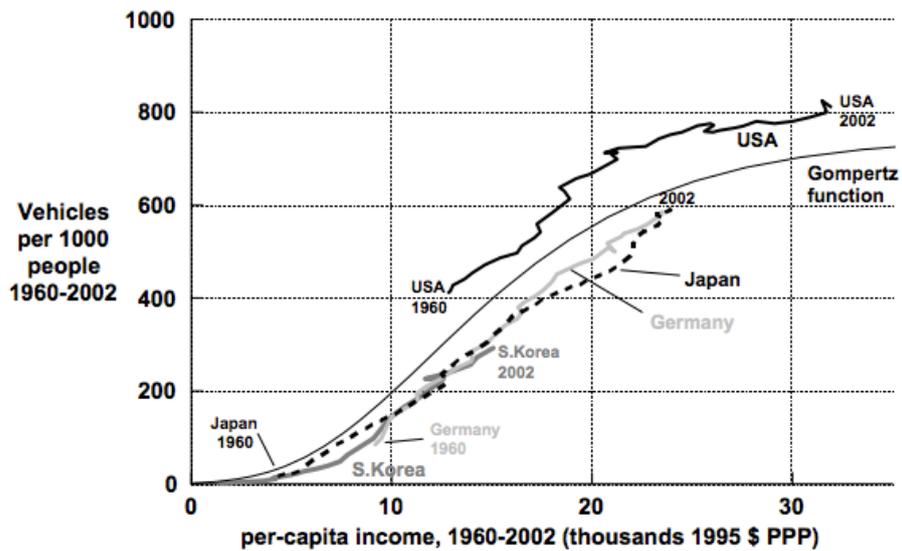


Fig.4-14. *Fitting* par le modèle Gompertz des statistiques d'adoption du véhicule thermique en fonction du revenu par habitant (en milliers de dollars) de 1960 à 2030, 1995 [41].

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD
2	COM	AR	DGF	DCL	AGE	CS1	2R	DIP	EMP	ILT	ILTU	IMM	INA	INE	INPO	INPS	IP	LP	MET	MOC	NESS	NP	SEX	STA	STO	TP	TRA	TYPL	TYPMR	VOI
2	2A001	2A001	99999	7251	20	5	Z	16	16	4	2	2	1	0	2	0	1,010	2	M	22	EX	3	2	10	30	1	4	2	41	2
3	2A001	2A001	99999	13102	45	2	Z	3	22	4	2	2	1	0	2	0	1,023	1	M	21	ET	2	1	22	10	1	4	1	41	1
4	2A001	2A001	99999	13202	35	6	Z	13	16	4	2	2	1	0	3	0	1,010	6	M	31	EX	3	1	10	10	1	4	1	20	1
5	2A001	2A001	99999	13202	25	6	Z	16	16	4	2	2	1	0	1	0	1,036	1	M	32	EX	1	1	10	23	1	5	1	11	1
6	2A001	2A001	99999	13202	30	4	Z	14	16	4	2	2	1	0	1	0	1,023	1	M	21	EX	2	1	10	10	1	4	1	42	2
7	2A001	2A001	99999	13213	25	4	Z	16	16	4	2	2	1	0	2	0	1,023	3	M	12	ET	2	1	10	10	1	4	1	32	3
8	2A001	2A001	99999	2A001	35	5	Z	12	15	1	1	2	1	1	2	3	0,971	2	M	22	EX	6	2	10	10	1	1	1	41	2
9	2A001	2A001	99999	2A001	35	4	Z	13	16	1	1	2	1	0	1	0	1,010	3	M	11	EX	3	1	10	10	1	4	1	44	3
10	2A001	2A001	99999	2A001	20	6	Z	2	16	1	1	2	1	0	1	0	1,010	3	M	11	EW	3	1	10	10	1	4	1	44	2
11	2A001	2A001	99999	2A001	50	2	Z	13	22	1	1	2	1	1	2	2	0,984	1	M	22	EU	5	1	22	10	1	4	1	42	3
12	2A001	2A001	99999	2A001	30	4	Z	16	16	1	1	2	1	0	2	0	1,010	1	M	22	ET	3	1	10	30	1	4	2	41	2
13	2A001	2A001	99999	2A001	30	5	Z	18	16	1	1	2	1	0	2	0	1,010	2	M	22	EU	3	2	10	30	1	4	2	41	2
14	2A001	2A001	99999	2A001	45	4	Z	2	16	1	1	2	1	1	1	1	0,997	1	M	22	EX	4	1	10	10	1	4	1	42	2
15	2A001	2A001	99999	2A001	55	5	Z	2	16	1	1	2	1	0	5	0	0,971	2	M	22	EX	6	2	10	10	1	4	1	41	3
16	2A001	2A001	99999	2A001	60	6	Z	2	16	1	1	2	0	2	0	0	1,023	1	M	31	EU	2	1	10	21	1	2	1	20	0
17	2A001	2A001	99999	2A001	25	4	Z	14	16	1	1	2	1	0	2	0	1,023	2	M	21	EX	2	2	10	10	1	4	1	41	2
18	2A001	2A001	99999	2A001	30	6	Z	13	16	1	1	2	1	0	2	0	1,023	1	M	21	EX	2	1	10	10	1	4	1	41	2
19	2A001	2A001	99999	2A001	45	4	Z	16	16	1	1	2	1	0	2	0	1,023	1	M	21	EW	2	1	10	10	1	4	1	41	1
20	2A001	2A001	99999	2A001	40	1	Z	16	21	1	1	2	1	0	3	0	0,997	2	M	22	ES	4	2	21	10	1	4	1	41	3
21	2A001	2A001	99999	2A001	20	6	Z	16	16	1	1	2	1	1	2	1	0,997	3	M	11	EX	4	2	10	10	2	4	1	43	2
22	2A001	2A001	99999	2A001	45	3	Z	18	16	1	1	2	1	0	2	0	1,023	1	M	21	EX	2	1	10	10	1	5	1	41	1
23	2A001	2A001	99999	2A001	30	2	Z	13	22	1	1	2	1	0	1	0	1,010	1	M	22	EW	3	1	22	10	1	4	1	42	2
24	2A001	2A001	99999	2A001	40	6	Z	12	16	1	1	2	1	0	1	0	1,023	3	M	12	ET	2	1	10	10	1	4	1	32	1
25	2A001	2A001	99999	2A001	20	5	Z	2	16	1	1	2	1	0	2	0	1,010	3	M	11	EX	3	2	10	10	1	4	1	42	3
26	2A001	2A001	99999	2A001	55	6	Z	2	16	1	1	2	0	4	0	0,997	7	M	31	EW	4	1	10	30	1	1	1	20	1	
27	2A001	2A001	99999	2A001	30	5	Z	16	16	1	1	2	1	0	2	1	1,010	2	M	22	EX	3	2	10	30	1	4	1	41	1
28	2A001	2A001	99999	2A001	40	4	Z	13	16	1	1	2	1	1	1	1	1,010	1	M	22	ET	3	1	10	10	1	3	1	42	2
29	2A001	2A001	99999	2A001	60	6	Z	2	16	1	1	2	0	4	0	0,997	1	M	31	EW	4	1	10	30	1	1	1	20	1	
30	2A001	2A001	99999	2A001	60	6	Z	2	16	1	1	2	0	1	0	1,036	1	M	32	EX	1	1	10	30	1	1	1	11	1	
31	2A001	2A001	99999	2A001	25	5	Z	15	12	1	1	2	1	0	3	0	0,997	3	M	11	EX	4	2	10	10	2	4	1	42	2
32	2A001	2A001	99999	2A001	40	6	Z	2	16	1	1	2	0	2	0	0	1,010	6	M	31	EU	3	1	10	10	1	1	1	42	2
33	2A001	2A001	99999	2A001	65	2	Z	11	22	1	1	2	1	0	1	0	1,023	2	M	21	EW	2	2	22	10	2	4	1	43	1
34	2A001	2A001	99999	2A001	55	4	Z	2	16	1	1	2	0	2	0	0	1,010	1	M	21	EU	3	1	10	10	1	1	1	42	2
35	2A001	2A001	99999	2A001	30	5	Z	18	15	1	1	2	1	0	2	1	1,010	1	M	22	EW	3	1	10	10	1	4	1	41	2
36	2A001	2A001	99999	2A001	45	6	Z	13	16	1	1	2	1	2	1	1	0,997	1	M	21	ET	4	1	10	10	1	4	1	42	2
37	2A001	2A001	99999	2A001	20	5	Z	17	15	1	1	2	1	1	3	3	0,984	3	M	11	EX	5	2	10	10	2	4	1	41	2

Fig.4-15. Capture d'écran avant tri des données de mobilité des premières communes du 2A.

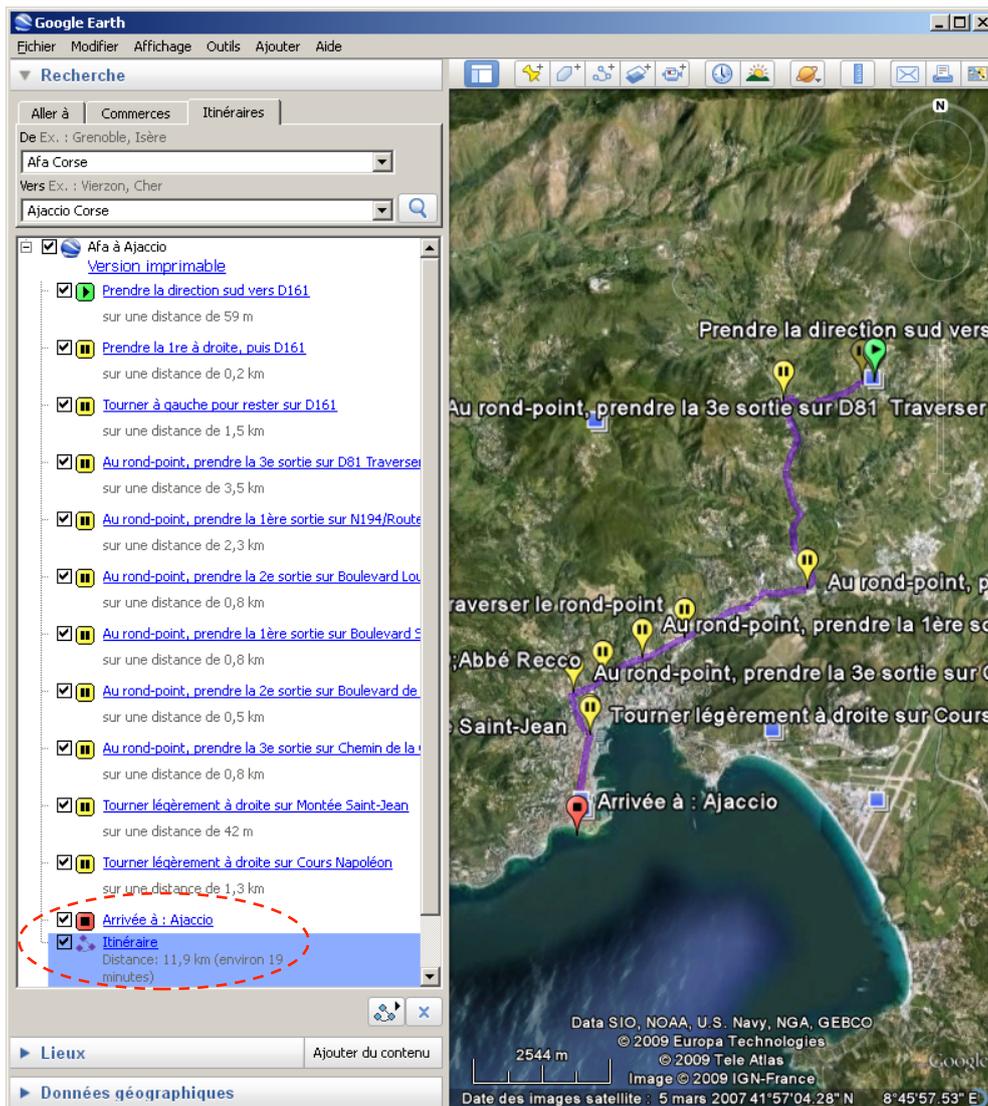


Fig.4-16. Exemple illustré de la méthode de recueil des données de distance réelle avec Google Earth.

Microsoft Excel - Données Corse.xls

Fichier Edition Affichage Insertion Format Outils Données Fenêtre ? Tapez une question

100% Arial

			Ala	Alajaccio	Alata	Albitreccia	Altagène	Ambiegna	Appietto	Arbellara	Arbori	Argiusta-Moriccio	Arro	Aullène	Azilone-Ampaza	Azzana
	T/D	2A001	2A004	2A006	2A008	2A011	2A014	2A017	2A018	2A019	2A021	2A022	2A024	2A026	2A027	2A028
3	Afa	2A001	0,0	11,6	15,7	34,0		8,0								
4	Ajaccio	2A004	11,6	0,0	9,0	33,2	83,1	36,0	16,0	69,4	52,0	52,7	38,8	68,9	39,7	50,9
5	Alata	2A006	15,7	9,0	0,0			33,8	13,9							
6	Albitreccia	2A008		33,2	39,2	0,0								12,3		
7	Altagène	2A011					0,0									
8	Ambiegna	2A014						0,0								
9	Appietto	2A017	8,0	16,0	13,9			0,0								
10	Arbellara	2A018							0,0							
11	Arbori	2A019								0,0						
12	Argiusta-Moriccio	2A021									0,0					
13	Arro	2A022										0,0				
14	Aullène	2A024											0,0			
15	Azilone-Ampaza	2A026												0,0		
16	Azzana	2A027													0,0	
17	Balogna	2A028		52,3												0
18	Bastelica	2A031	39,1	38,3										37,5		
19	Bastelicaccia	2A032	11,9	11,1	17,1	23,8		20,1						30,3		
20	Belvédère	2A035														
21	Bilia	2A038														
22	Bocognano	2A040	31,0	81,4												
23	Bonifacio	2A041		41,7									84,9			
24	Calcatoggio	2A048	14,2	122,0												
25	Campo	2A056	37,1	22,2		8,8		45,4								
26	Cannelle	2A060														
27	Carbini	2A061														
28	Carbuccia	2A062	19,3					27,1								
29	Cardo-Torgu	2A064														
30	Cargèse	2A065		49,8												
31	Cargiaca	2A066														
32	Casaglione	2A070	24,6	32,6	30,4											
33	Casalabriva	2A071				24,2										
34	Cauro	2A085	21,0	20,2	26,2	13								19,5		
35	Ciamannacore	2A089														
36	Coggia	2A090		42,9												
37	Cognocoli	2A091				15										
38	Conca	2A092														
39	Corrano	2A094														
40	Coti-Chiavari	2A098		37,7												
41	Cozzano	2A099						69,9								
42	Cristinacce	2A100														
43	Cuttoli-Corti	2A103	14,3	23,4	26,2			22,2								
44	Eccica-Suarella	2A104		20,2	26,1											

Fig.4-17. Matrice recueillant les données de distance réelle entre domicile et lieu de travail des actifs corses.

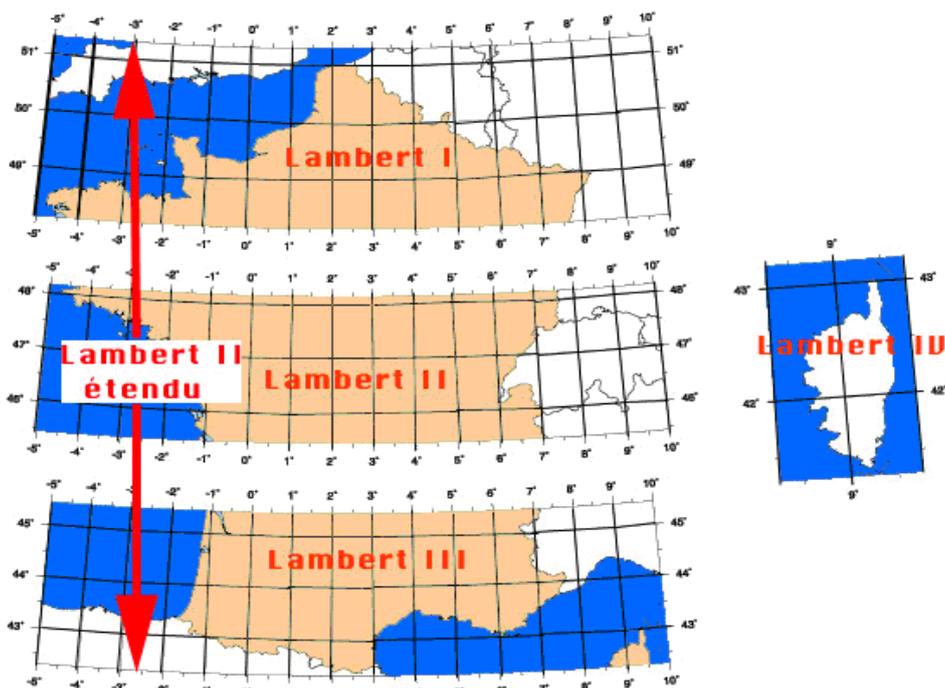


Fig.4-19. Zones de représentation plane de la France issues de la projection de Lambert.

DEP	COM	NOM	X_L93	Y_93	D réel	DVO	AD	AD/D (%)	AD/DVO (%)
2A	1	AFA	11808	61157	11,6	8,1	3,5	30,2	43,2
2A	4	AJACCIO	11764	61089	0	0,0	0,0		
2A	6	ALATA	11765	61147	9	5,8	3,2	35,5	55,1
2A	8	ALBITRECCIA	11940	61032	33,2	18,5	14,7	44,3	79,5
2A	11	ALTAGENE	12059	60867	83,1	36,9	46,2	55,6	125,1
2A	14	AMBIGNA	11797	61268	36	18,2	17,8	49,4	97,8
2A	17	APPIETTO	11783	61189	16	10,2	5,8	36,4	57,2
2A	18	ARBELLARA	11995	60834	69,4	34,4	35,0	50,4	101,7
2A	19	ARBORI	11796	61333	52	24,6	27,4	52,7	111,3
2A	21	ARGIUSTA-MO	12011	60984	52,7	26,8	25,9	49,1	96,4
2A	22	ARRO	11814	61279	38,8	19,6	19,2	49,4	97,5
2A	24	AULLENE	12063	60940	68,9	33,4	35,5	51,5	106,2
2A	26	AZILONE-AMPA	11999	61038	39,7	24,0	15,7	39,4	65,1
2A	27	AZZANA	11904	61314	50,9	26,5	24,4	47,9	92,1
2A	28	BALOGNA	11779	61372	52,3	28,3	24,0	45,8	84,5
2A	31	BASTELICA	12018	61193	38,3	27,4	10,9	28,3	39,5
2A	32	BASTELICACCI	11841	61091	11,1	7,7	3,4	30,6	44,1
2A	35	BELVEDERE-CA	11853	60763	75,9	33,8	42,1	55,5	124,6
2A	38	BILIA	11931	60766	81,4	36,4	45,0	55,3	123,9
2A	40	BOCOGNANO	12016	61282	41,7	31,7	10,0	23,9	31,4
2A	41	BONIFACIO	12162	60519	122	69,5	52,5	43,0	75,5
2A	48	CALCATOGGIO	11781	61205	22,2	11,7	10,5	47,2	89,4
2A	56	CAMPO	11989	61068	36,3	22,6	13,7	37,7	60,6
2A	60	CANNELLE	11823	61232	27,1	15,5	11,6	42,9	75,2
2A	61	CARBINI	12125	60841	95,4	43,8	51,6	54,1	117,8
2A	62	CARBUCCIA	11934	61230	29,9	22,1	7,8	26,1	35,4
2A	64	CARDO-TORGI	11970	61041	34,5	21,2	13,3	38,7	63,1
2A	65	CARGESE	11630	61313	49,8	26,1	23,7	47,6	90,8
2A	66	CARGIACA	12040	60894	79	33,8	45,2	57,2	133,8
2A	70	CASAGLIONE	11795	61250	32,6	16,4	16,2	49,7	98,8
2A	71	CASALABRIVA	11945	60910	54,3	25,5	28,8	53,1	113,3
2A	85	CAURO	11912	61090	20,2	14,8	5,4	26,7	36,5
2A	89	CIAMANNACCE	12102	61144	63,3	34,2	29,1	45,9	84,8
2A	90	COGGIA	11758	61309	42,9	22,0	20,9	48,7	94,9
2A	91	COGNOCOLI-M	11912	60992	34,6	17,7	16,9	48,9	95,5
2A	92	CONCA	12276	60916	143	54,0	89,0	62,2	164,6
2A	94	CORRANO	12039	61070	48	27,6	20,4	42,6	74,1
2A	98	COTI-CHIAVAR	11805	60921	37,7	17,3	20,4	54,1	118,0
2A	99	COZZANO	12110	61125	60,8	34,8	26,0	42,8	74,8
2A	100	CRISTINACCE	11824	61444	63,6	36,0	27,6	43,4	76,6
2A	103	CUTTOLI-CORTI	11900	61170	23,4	15,8	7,6	32,4	47,8

Fig.4-20. Essai de comparaison des distances réelles et orthodromiques à des fins de modélisation.

	D réelle		DVO		Erreur de DVO par rapport à D	
	2A	2B	2A	2B	2A	2B
D tot parcourue	352453,7	538280,8	207368,4	334147,2	41,2%	37,9%
	39,6%	60,4%	23,3%	37,5%		
D tot intra	328739,3	488707	192523,0	302408,1	41,4%	38,1%
	93,3%	90,8%	92,8%	90,5%	0,5%	0,3%
D tot inter	23714,4	49573,8	14845,4	31739,1	37,4%	36,0%
	6,7%	9,2%	7,2%	9,5%	6,4%	3,1%
D moy parcourue	12,6	13,8	7,4	8,6	41,2%	37,9%
	1,7	1,6				
D moy intra	11,9	12,7	7,0	7,9	41,4%	38,1%
	1,7	1,6				
D moy inter	78,8	92,1	49,3	59,0	37,4%	36,0%
	1,6	1,6				

TAB.4-7. DISTANCES CUMULEES TOTALES ET MOYENNES PARCOURUES CHAQUE JOUR PAR LES ACTIFS CORSES.

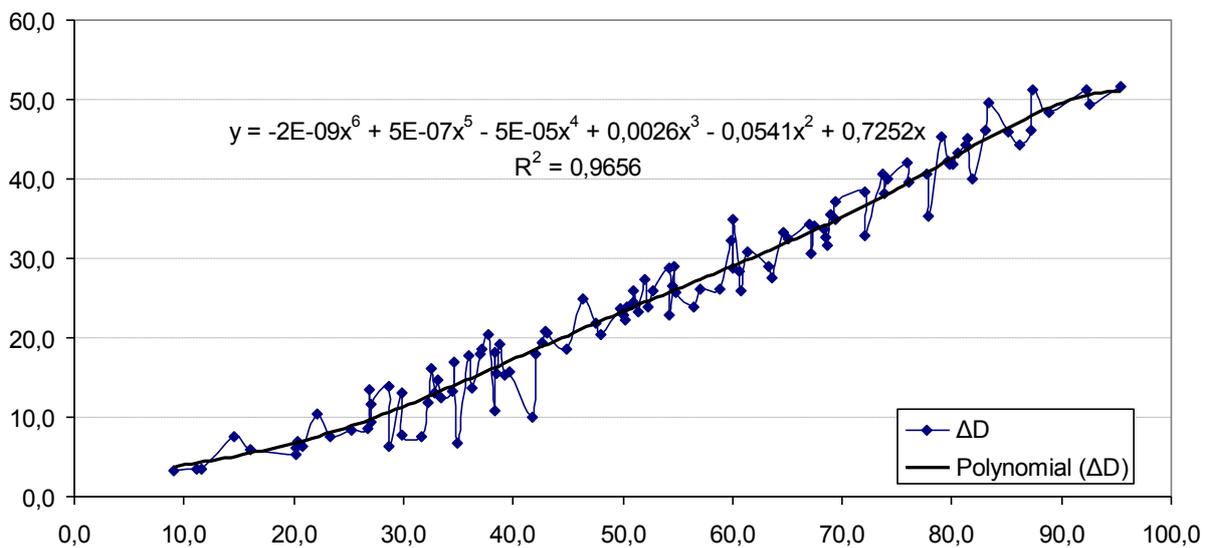
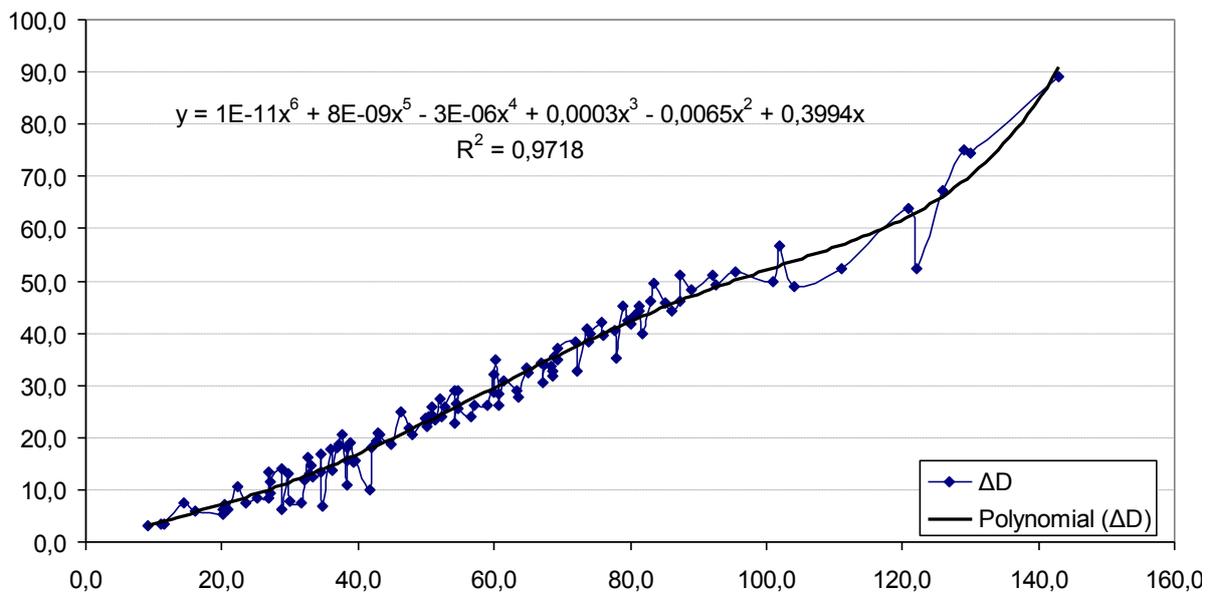


Fig.4-21. Courbe (*haut*) et détail (*bas*,  $d < 100$  km) présentant l'évolution de l'écart entre distance réelle et distance orthodromique en fonction de la distance réelle (trajets unitaires des villes du 2A vers Ajaccio).

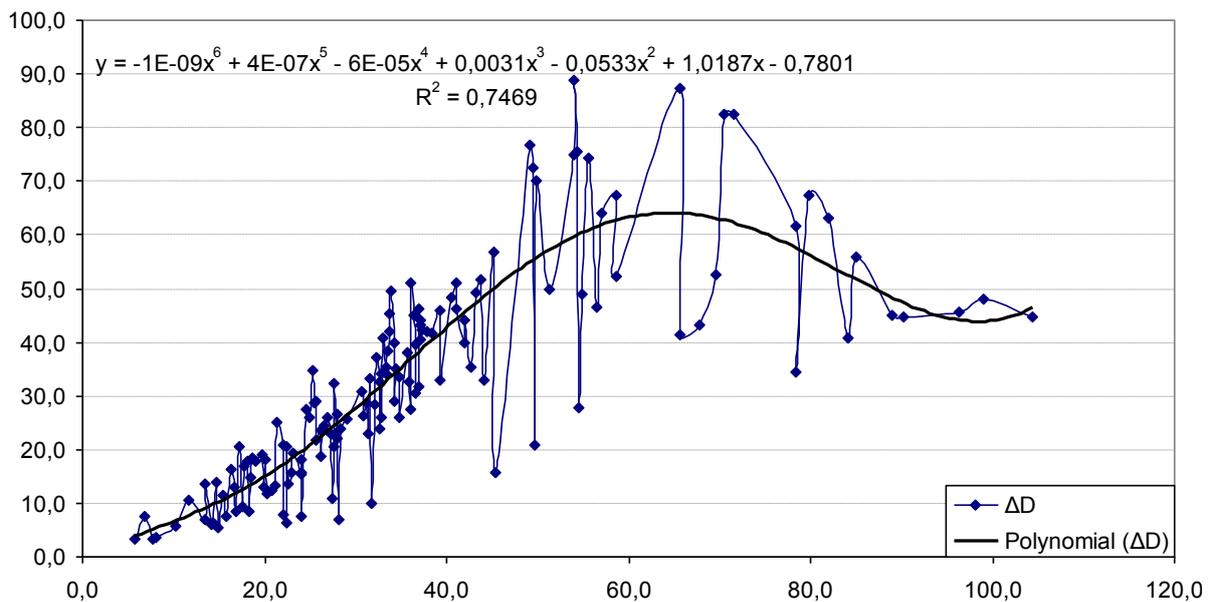


Fig.4-22. Courbe représentant l'évolution de l'écart entre la distance réelle et la distance orthodromique en fonction de la distance orthodromique (trajets unitaires des villes du 2A vers Ajaccio).

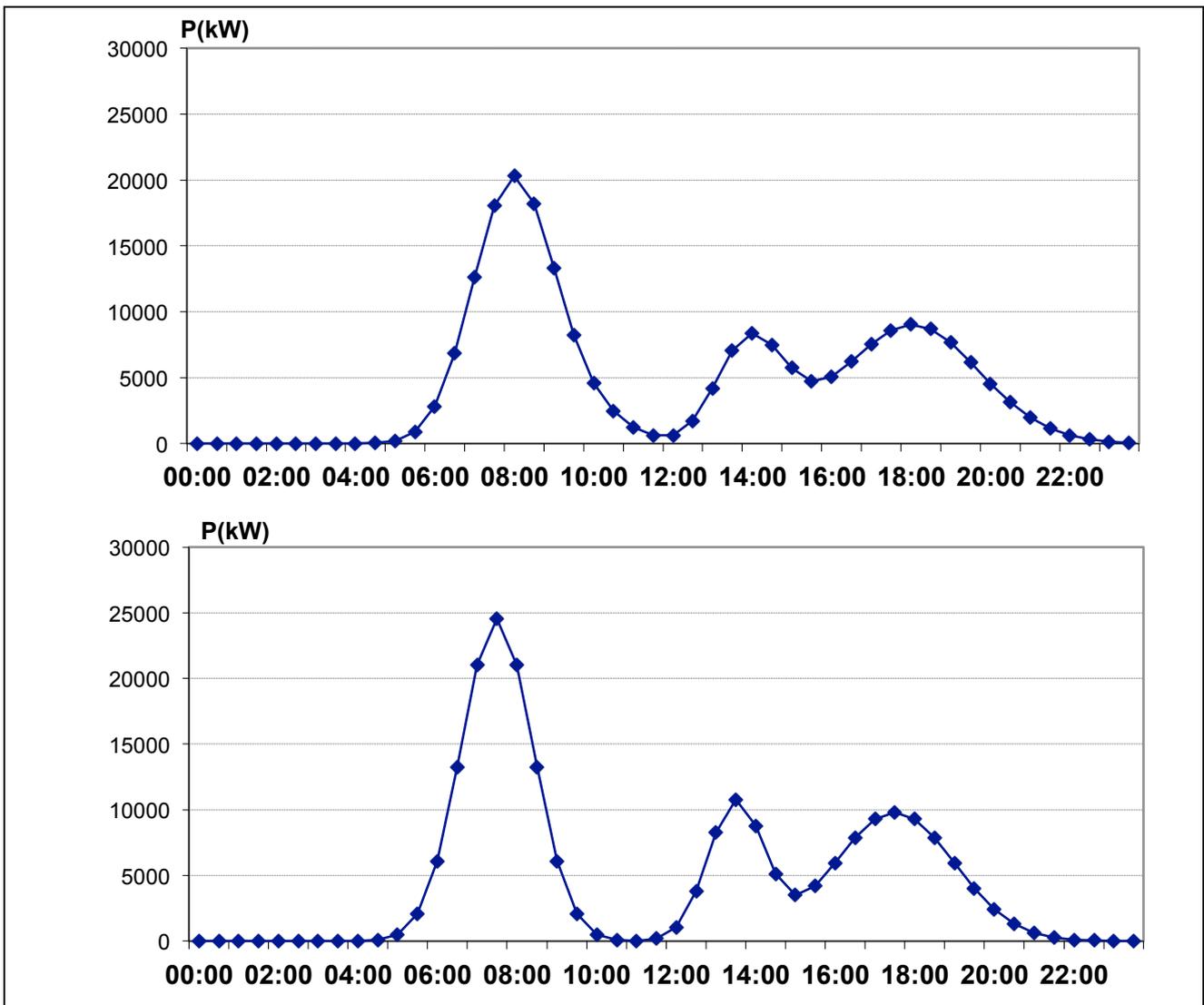


Fig.4-32. Variation du profil de puissance appelée sur une journée par les actifs corses (scénario I1) si l'on passe d'une recharge lente (*haut* ; 3,3 kW) à une recharge rapide (*bas*, 24-50 kW) à chaque arrêt (scénario A).

Catégorie de distance parcourue	[0 ; 10[	[10 ; 30[	[30 ; 50[	[50 ; 150[	Total
Nombre total de navetteurs	30438	26924	6415	3165	66945
Répartition (%) par catégorie	45,5%	40,2%	9,6%	4,7%	100,0%
Taux de pénétration	45,0%	30,0%	15,0%	0,0%	33,96%
Nombre de véhicules électriques	13 697	8 077	962	0	22 737
Répartition (%) par catégorie	60,2	35,5	4,2	0,0	100,0
Distance moyenne parcourue (km/n.)	1,05	16,64	37,14	68,04	8,12
Besoin énergétique unitaire (kWh/n.)	0,32	4,99	11,14	20,41	2,43
Besoin énergétique global (MWh/jour)	8,64	80,64	21,44	0,00	110,72
Répartition (%) par catégorie	7,8%	72,8%	19,4%	0,0%	100%

Catégorie de distance parcourue	[0 ; 10[	[10 ; 30[	[30 ; 50[	[50 ; 150[	Moyenne	
Durée de recharge P0 (h)   (min)	0,10	1,51	3,38	6,19	0,74	44,3
Durée de recharge P1 (h)   (min)	0,05	0,71	1,59	2,92	0,35	20,9
Durée de recharge P2 (h)   (min)	0,03	0,50	1,11	2,04	0,24	14,6
Durée de recharge P3 (h)   (min)	0,01	0,21	0,46	0,85	0,10	6,1
Durée de recharge P4 (h)   (min)	0,01	0,12	0,26	0,47	0,06	3,4
Durée de recharge P5 (h)   (min)	0,01	0,10	0,22	0,41	0,05	2,9

TAB.4-18. PARAMETRES DE CALCUL D'IMPACT (SCENARIO I1) ET DUREES DE RECHARGE (SCENARIOS P0 A P5).

# *Chapitre 5*

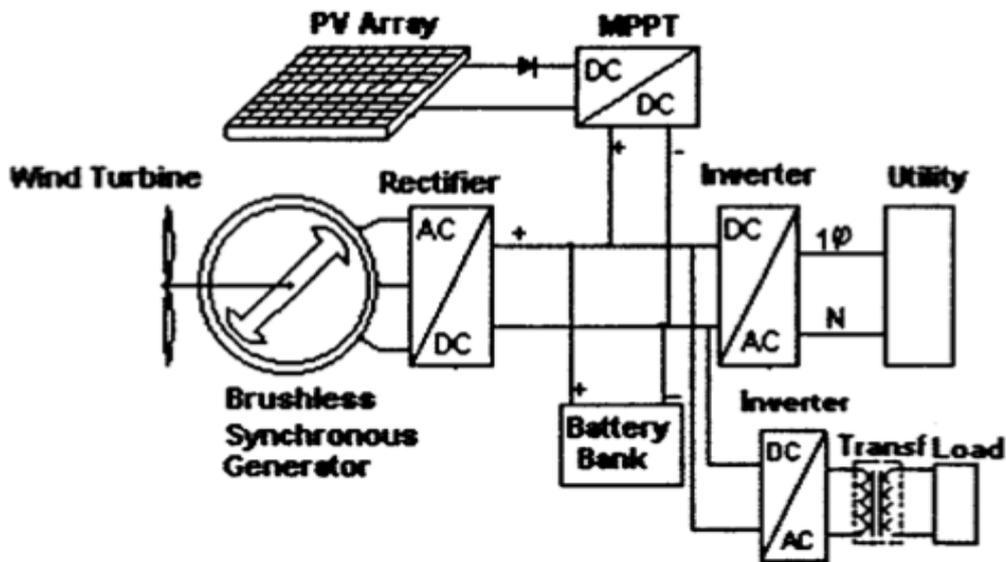


Fig.5-1. Configuration des composants du système hybride PV/éolien étudié et convertisseurs associés [20].

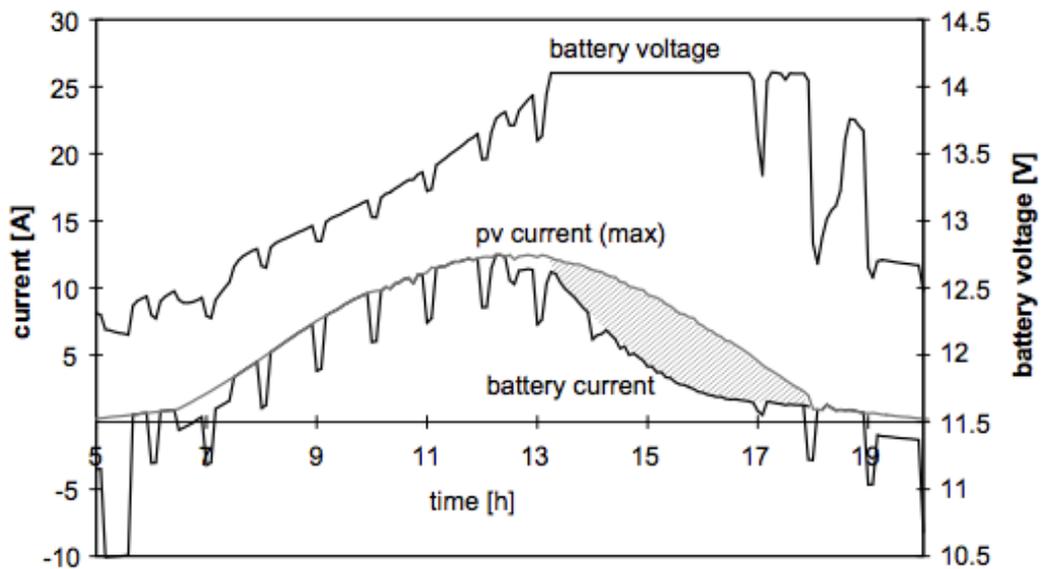


Fig.5-2. Illustration de la perte d'exploitation du PV (zone grisée) liée aux seuils de charge de la batterie [21].

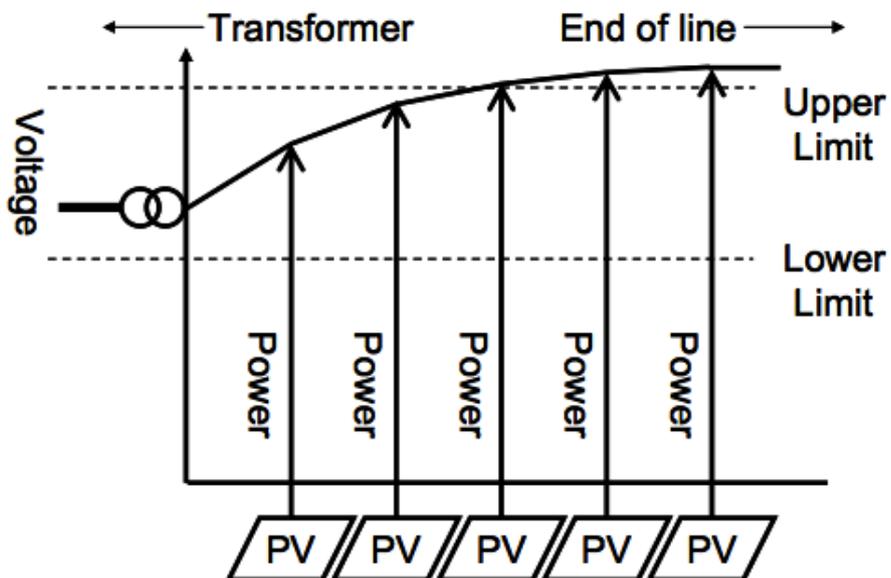


Fig.5-3. Schéma illustratif de la hausse de tension liée à l'intégration du PV sur le réseau de distribution [24].

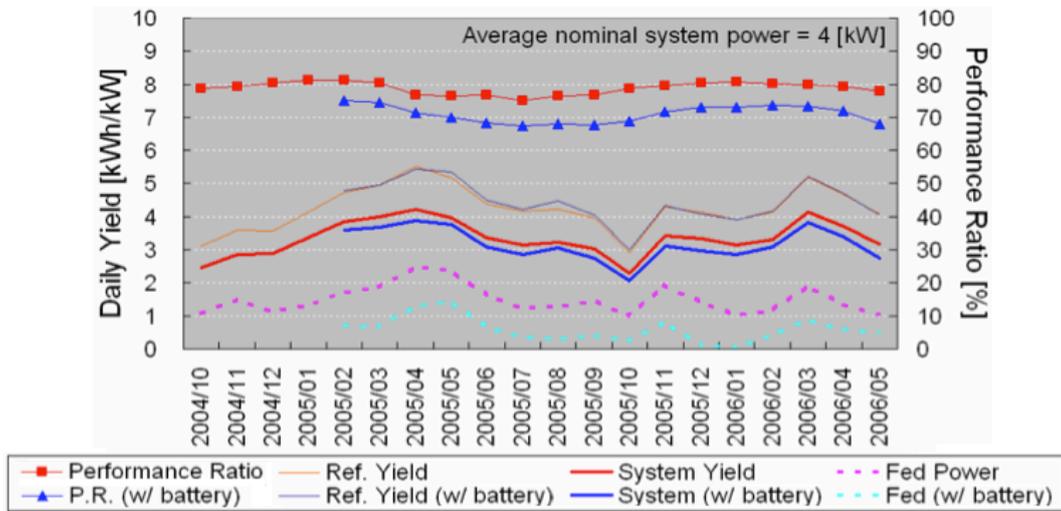


Fig.5-4. Productible de référence (*reference yield*), productible du système (*system yield*), productible injecté sur le réseau (*fed power*) et coefficient de performance (*performance ratio* ou *P.R.*) avec et sans (*w/*) batterie [24].

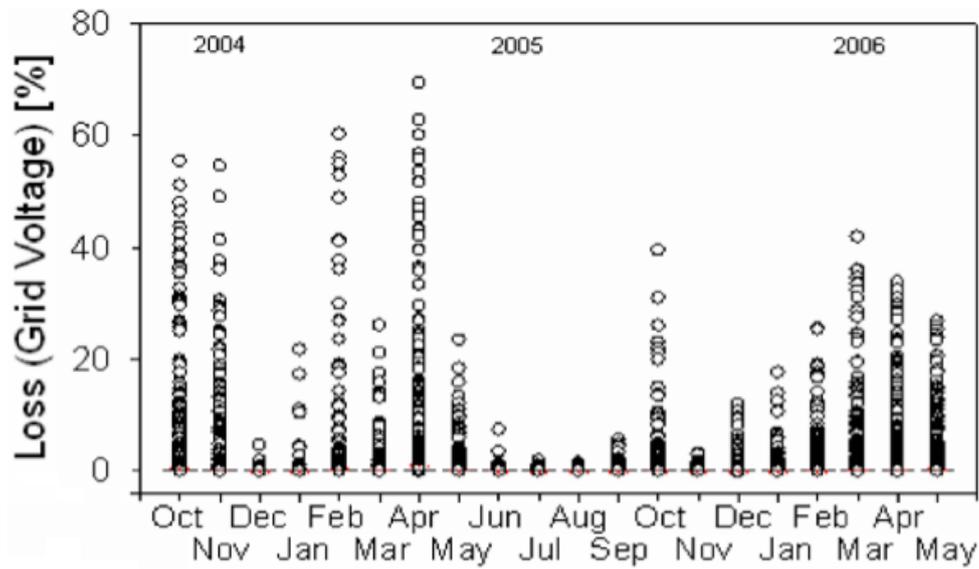


Fig.5-5. Taux de perte journalier dus aux hautes tensions du réseau pour des systèmes PV sans batterie [24].

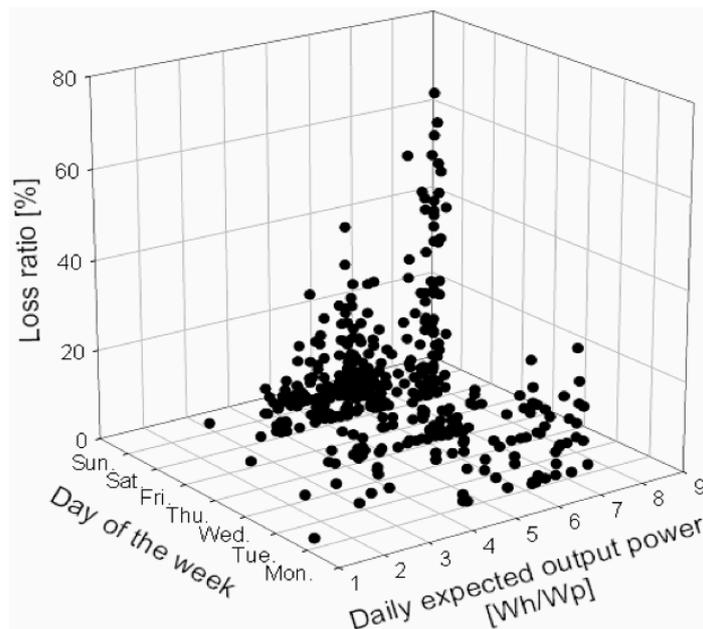


Fig.5-6. Taux de perte liés à la tension du réseau en fonction du jour de la semaine et du productible attendu [24].

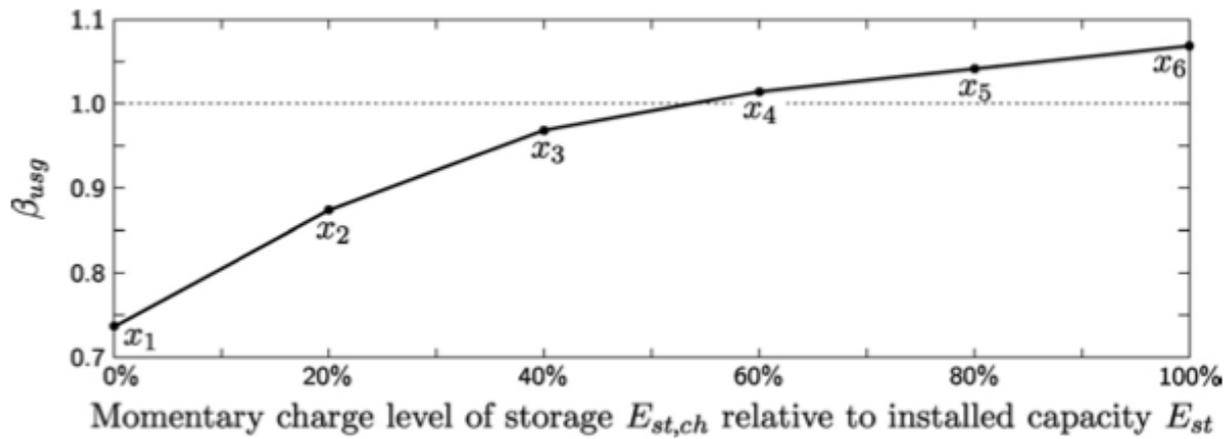


Fig.5-9. Paramétrage des valeurs du facteur d'usage en fonction de l'état de charge du système de stockage [25].

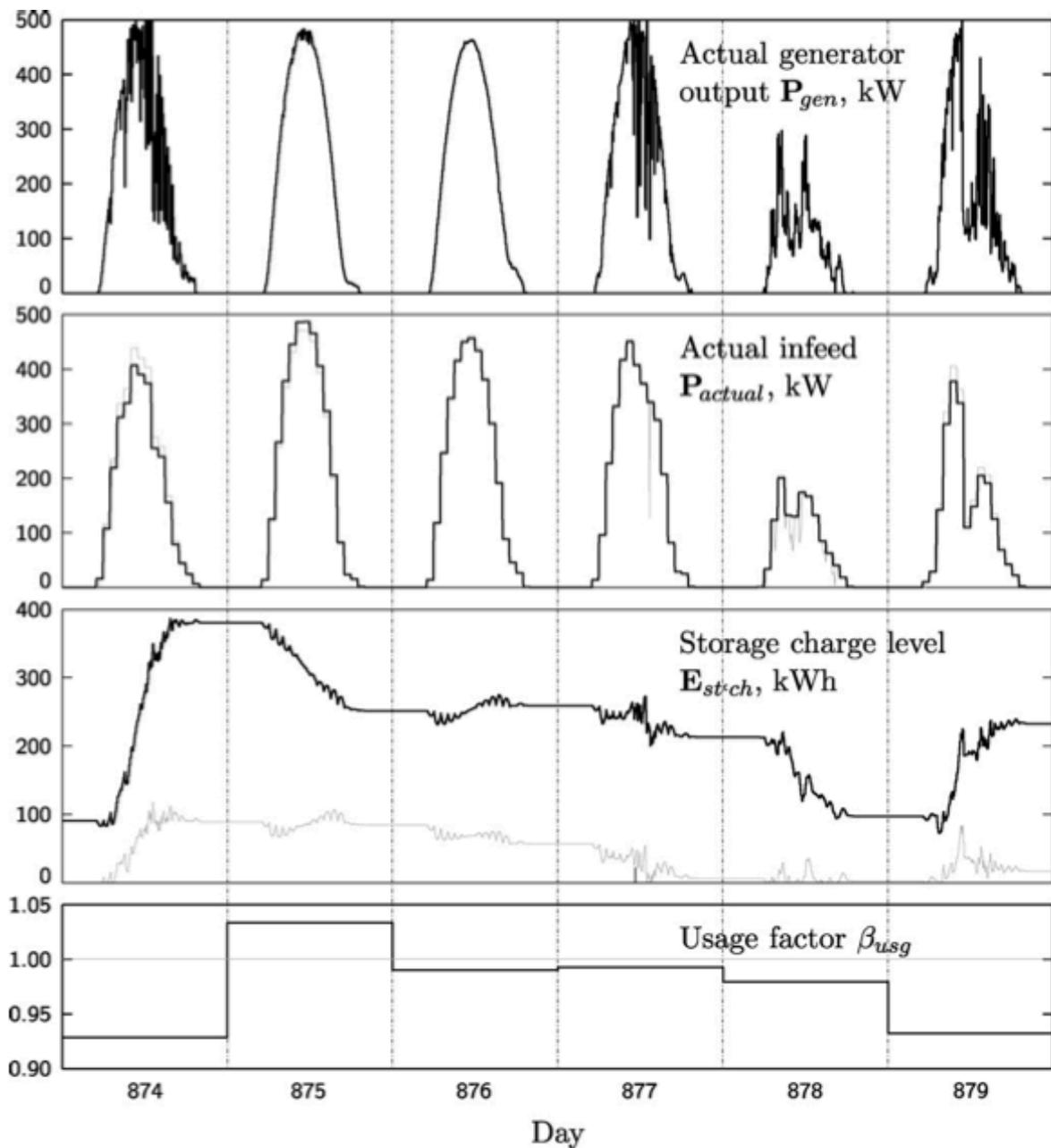


Fig.5-10. Illustration du choix délibéré d'un profil de production planifié supérieur au profil de production prévu pour réduire l'état de charge du système de stockage associé ( $P_{st} = P_{pl} = 500$  kW,  $E_{st} = 400$  kWh,  $f_{RMSE} = 10\%$ ) [25].

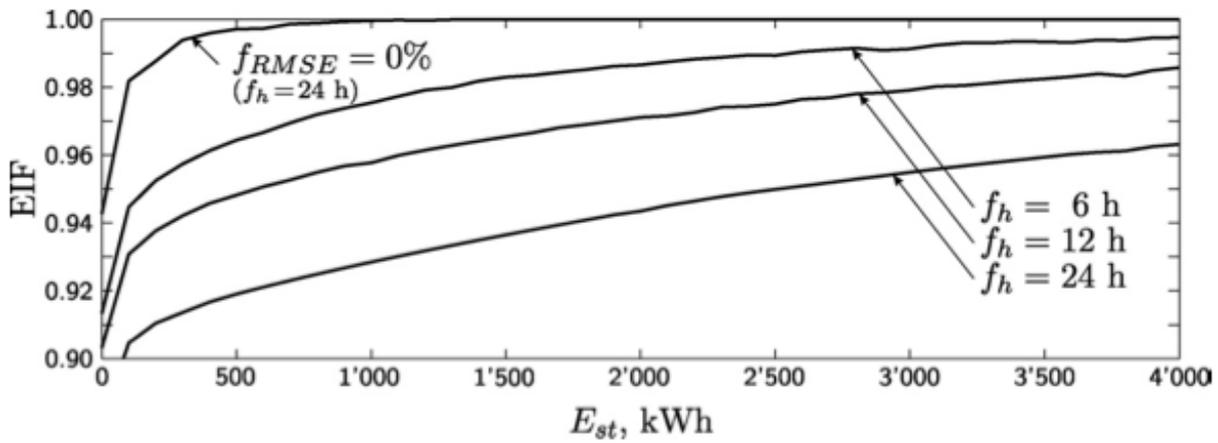


Fig.5-11. Évolution de l'indice de complétude énergétique  $EIF$  (lié à l'accomplissement fidèle du profil planifié) en fonction de la capacité de stockage et de l'horizon de prévision ( $P_{st} = P_{éolien} = 2$  MW) [25].

$f_{RMSE}$	0%	10%	20%	30%	40%	50%
$E_{gen}$ (MWh)	2,640	2,640	2,640	2,640	2,640	2,640
$E_{planned}$ (MWh)	2,640	2,640	2,640	2,640	2,640	2,640
$E_{actual}$ (MWh)	2,393	2,382	2,364	2,341	2,315	2,287
$EIF$	0.9062	0.9021	0.8953	0.8868	0.8771	0.8663

TAB.5-1. RESULTATS DE SIMULATION SANS STOCKAGE D'ENERGIE ( $E_{st} = 0$  kWh) ET AVEC UN PLAN DE PRODUCTION PV FIDELE A LA PREVISION ( $\beta_{usg} = 1$ ) EN FONCTION DE L'ERREUR DE PREVISION ADMISE ( $f_{RMSE} = 0-50\%$ ) [25].

$f_{RMSE}$	0%	10%	20%	30%	40%	50%
Min $E_{st}$ (kWh)	54	102	205	340	501	689
$E_{planned}$ (MWh)	2,593	2,591	2,586	2,581	2,575	2,569
$E_{actual}$ (MWh)	2,567	2,565	2,561	2,555	2,550	2,543
$E_{conv}$ (kWh)	47,059	49,765	53,838	58,866	64,621	71,002
$\bar{\theta}E_{st,ch}(t)$ (kWh)	22.6	41.5	89.0	153.1	229.8	319.8
$\bar{\theta}\beta_{usg}(t)$	0.9810	0.9791	0.9769	0.9735	0.9688	0.9629

TAB.5-2. CALCUL DU MINIMUM DE CAPACITE DE STOCKAGE REQUIS POUR SATISFAIRE UN INDICE DE COMPLETUDE ENERGETIQUE IMPOSE ( $EIF \geq 99\%$ ) EN FONCTION DE LA MARGE D'ERREUR DE PREVISION ADMISE (0 A 50%) [25].

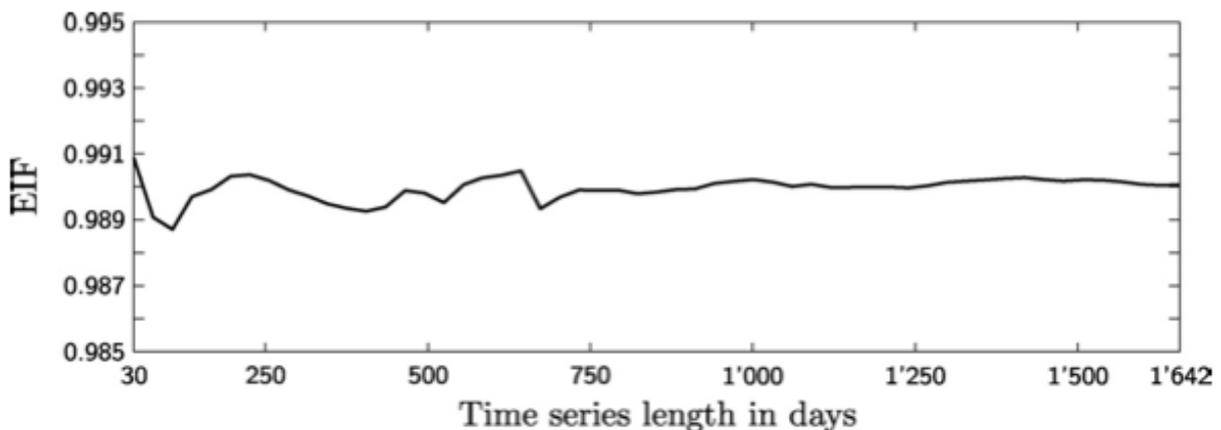


Fig.5-12. Évolution de l'indice de complétude énergétique  $EIF$  (lié à l'accomplissement fidèle du profil planifié) en fonction de la longueur de la série de données temporelles traitées ( $E_{st} = 102$  kWh,  $f_{RMSE} = 10\%$ ) [25].

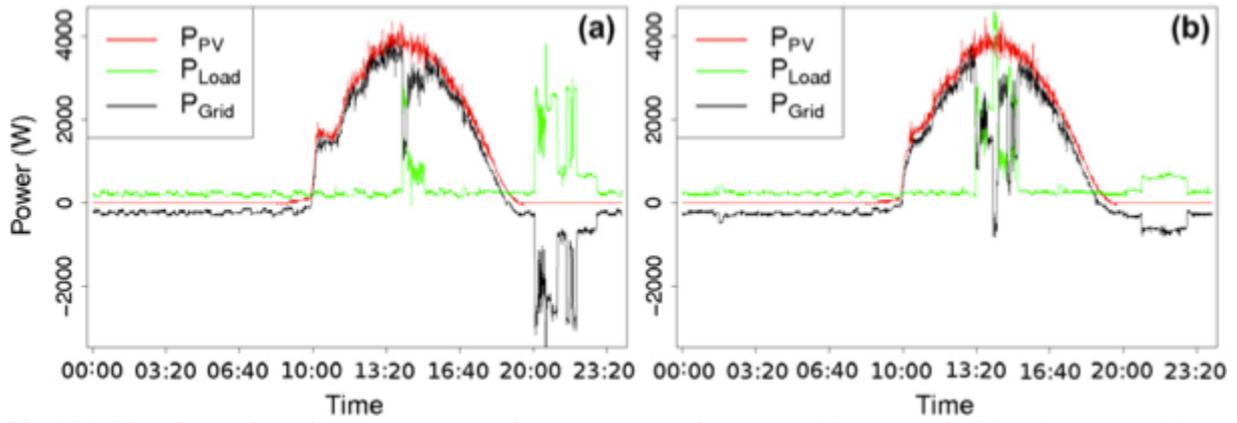


Fig.5-21. Flux d'énergie réels mesurés sur une journée sans stockage, avec (a) et sans (b) DSM (cas concret) [14].

Parameter	Day without ADSM	Day with ADSM	Week without ADSM	Week with ADSM
$E_{PV}$ (W h)	23,501	23,760	159,332	165,222
$E_{load}$ (W h)	10,643	10,965	74,735	76,932
$E_{PV,load}$ (W h)	3427	6329	23,151	43,799
$E_{Grid,E}$ (W h)	20,074	17,431	136,181	121,423
$E_{Grid,I}$ (W h)	7216	4636	51,584	33,133
$\xi$ (%)	32.2	57.7	30.9	56.9

TAB.5-3. VALEURS DES FLUX ET DU COEFFICIENT D'AUTOCONSOMMATION CALCULES A PARTIR DE PROFILS REELS MESURES SANS STOCKAGE SUR UN JOUR (DAY) ET SUR UNE SEMAINE (WEEK), AVEC OU SANS DSM [14]

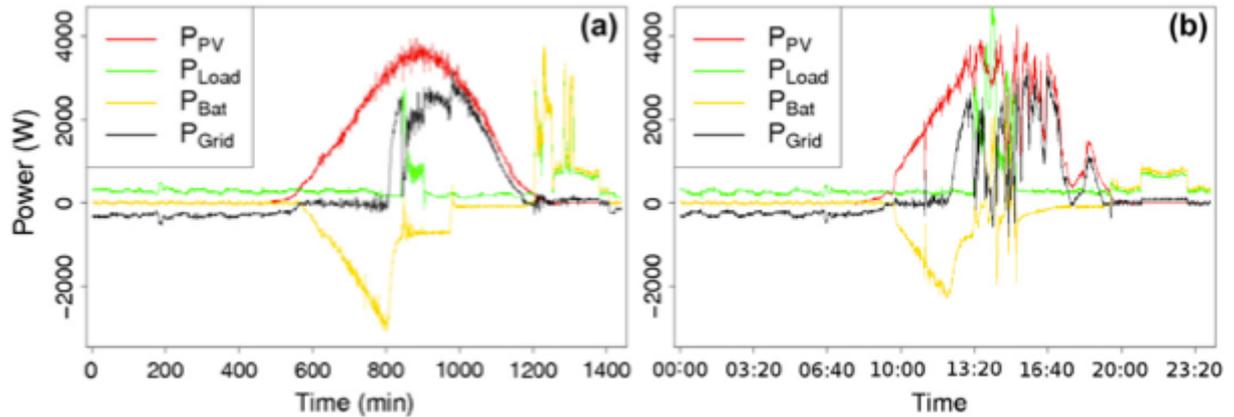


Fig.5-22. Flux d'énergie réels mesurés sur une journée avec stockage, avec (a) et sans (b) DSM (cas concret) [14].

Parameter	Day without ADSM	Day with ADSM	Week without ADSM	Week with ADSM
$E_{PV}$ (W h)	22,887	20,788	160,671	142,992
$E_{load}$ (W h)	10,618	11,630	76,931	82,139
$E_{PV,load}$ (W h)	3331	5769	27,060	39,325
$E_{Bat,E}$ (W h)	8359	5884	56,529	45,222
$E_{Bat,I}$ (W h)	4160	3163	28,417	23,138
$E_{Grid,E}$ (W h)	11,197	9135	77,082	58,445
$E_{Grid,I}$ (W h)	3127	2698	21,454	19,676
$\xi$ (%)	70.5	77	72.1	76

TAB.5-4. VALEURS DES FLUX ET DU COEFFICIENT D'AUTOCONSOMMATION CALCULES A PARTIR DE PROFILS REELS MESURES AVEC STOCKAGE SUR UN JOUR (DAY) ET SUR UNE SEMAINE (WEEK), AVEC OU SANS DSM [14].

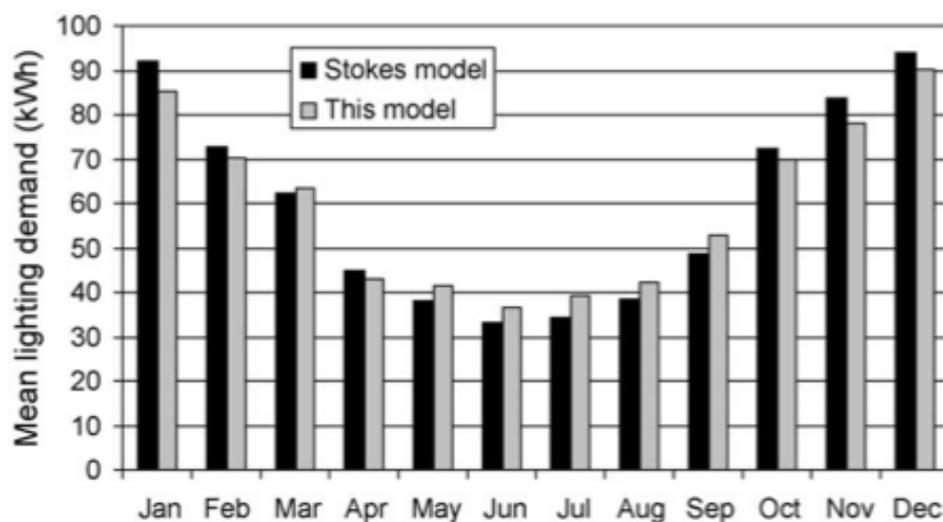


Fig.5-25. Comparaison des demandes mensuelles moyennes tirées des modèles de Stokes et de Richardson [32].

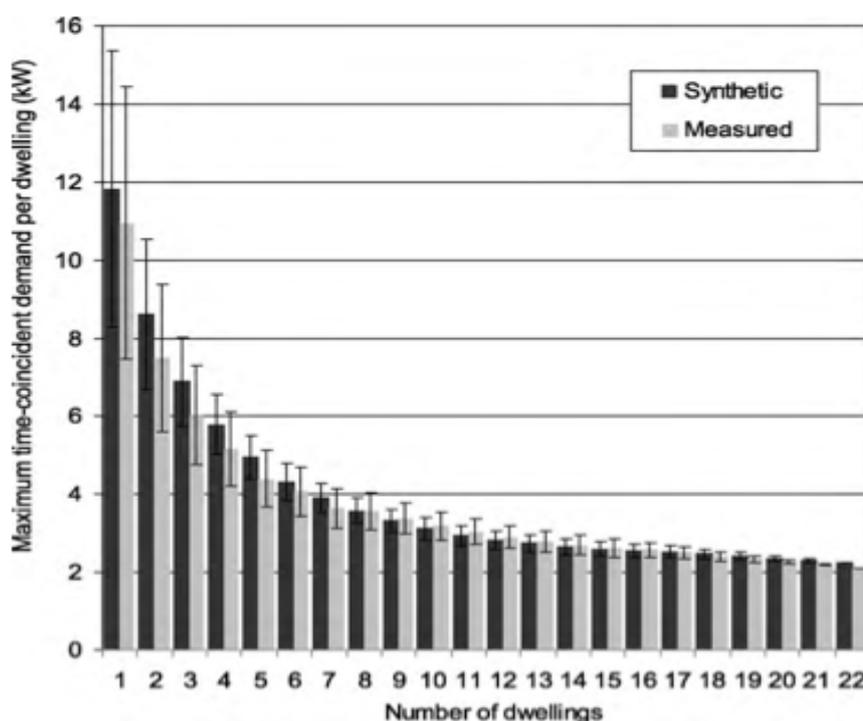


Fig.5-26. Évolution de la puissance maximale coïncidente appelée en fonction du nombre de logements étudiés [33].

Application group	Example concerns	References
Illegal uses	Burglars finding out when homes are unoccupied. Stalkers tracking the movements of their victims.	(Lisovich et al., 2010; Quinn, 2009; Cavoukian et al., 2010; McDaniel, 2009; Lerner and Mulligan, 2008; Subrahmanyam, 2005)
Commercial uses	Targeted advertising: use of individual or aggregated household smart meter data to target advertising at a specific household or individual. <i>Note:</i> use of aggregated or 'anonymous' data may be more acceptable than use of individual household data. Insurance adjusting e.g. do you tend to leave your appliances on when away from home?	(Lisovich et al., 2010; Quinn, 2009; Cavoukian et al., 2010; McDaniel, 2009; Anderson and Fuloria, 2010; Bohli et al., 2010)
Uses by law enforcement agencies	Detection of illegal activities e.g. sweatshops, unlicensed commercial activities, and drug production. Verifying defendant's claims e.g. that they were 'at home all evening'.	(Lisovich et al., 2010)
Uses by other parties for legal purposes	In a custody battle: do you leave your child home alone? In a landlord-tenant dispute: is the property over-occupied?	(Quinn, 2009)
Use by family members and other co-inhabitants	One householder 'spying' on another e.g. parents checking if their children are sleeping or staying up late playing video games. Partners investigating each other's behavior.	(Hargreaves et al., 2010)

TAB.5-5. POSSIBLES ATTEINTES A LA VIE PRIVEE LIEES A LA MESURE DE DEMANDE ELECTRIQUE DES MENAGES [34].

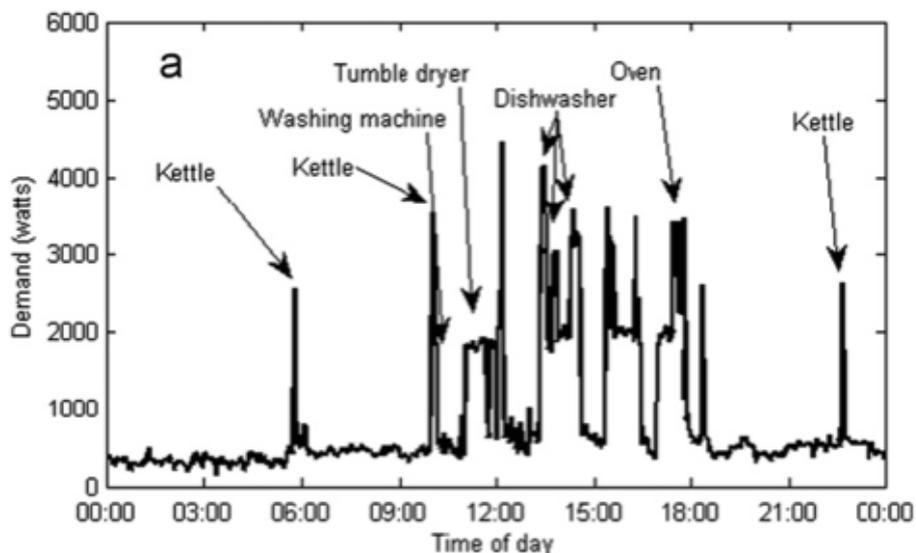


Fig.5-27. Données de consommation d'un foyer échantillonnées par intervalles de 1 min [34].

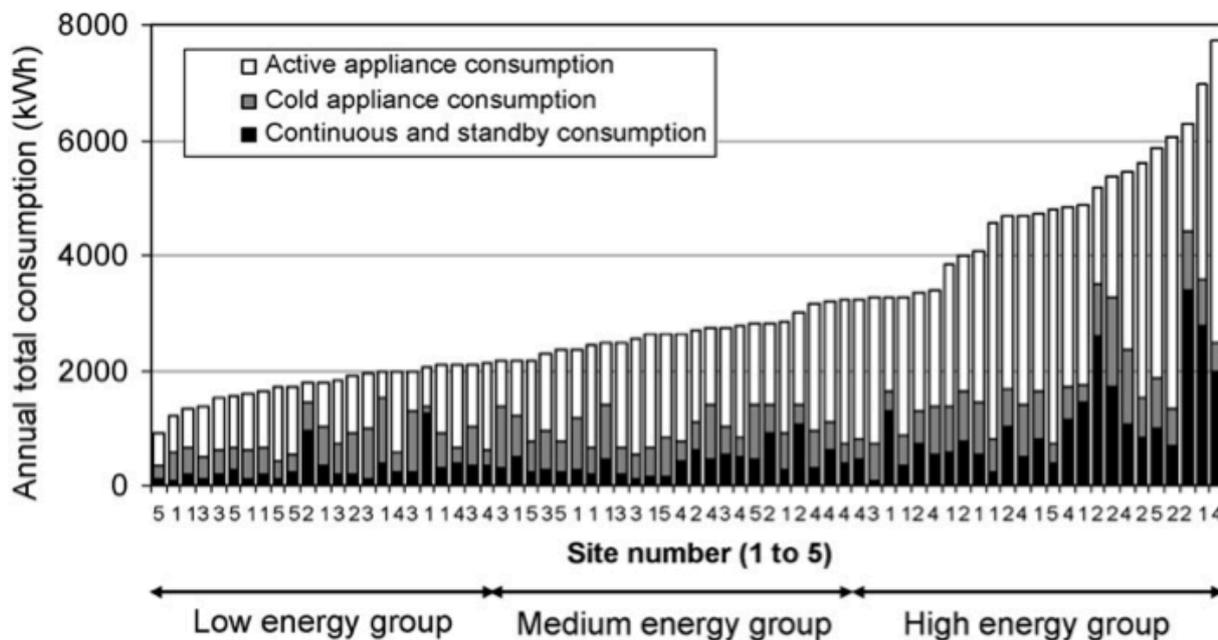


Fig.5-29. Demande totale annuelle par groupe d'appareils électriques pour chaque logement instrumenté [41].

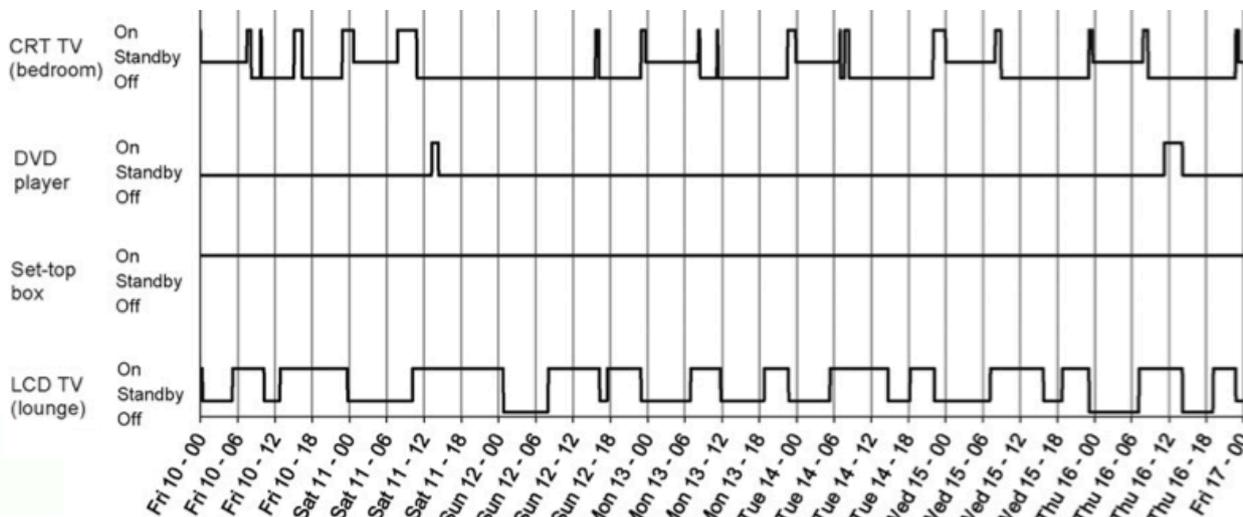


Fig.5-30. Exemple de profils d'utilisation d'appareils vidéo mesurés dans une même maison sur 3 semaines [43].

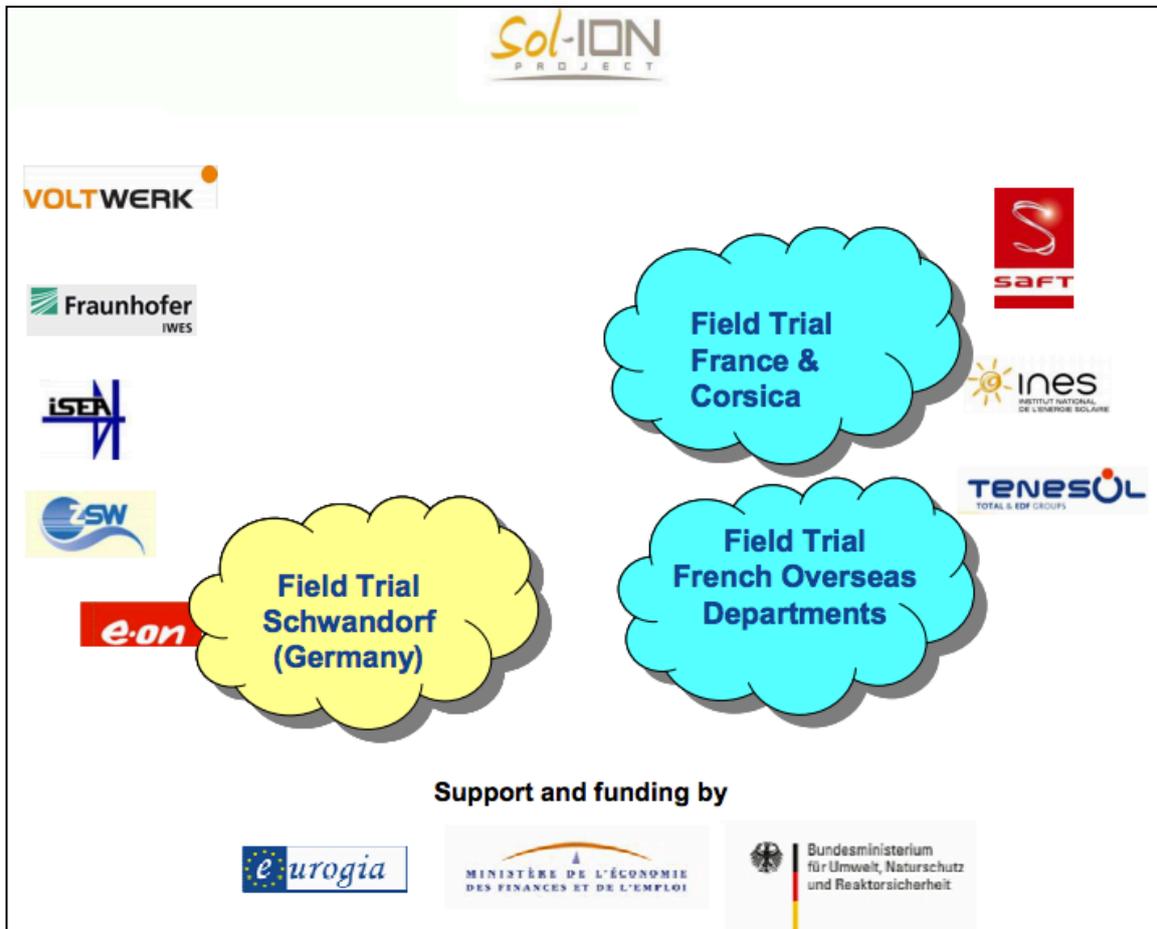


Fig.5-33. Schéma illustrant le partenariat franco-allemand et les soutiens financiers du projet Sol-ION [54-55].

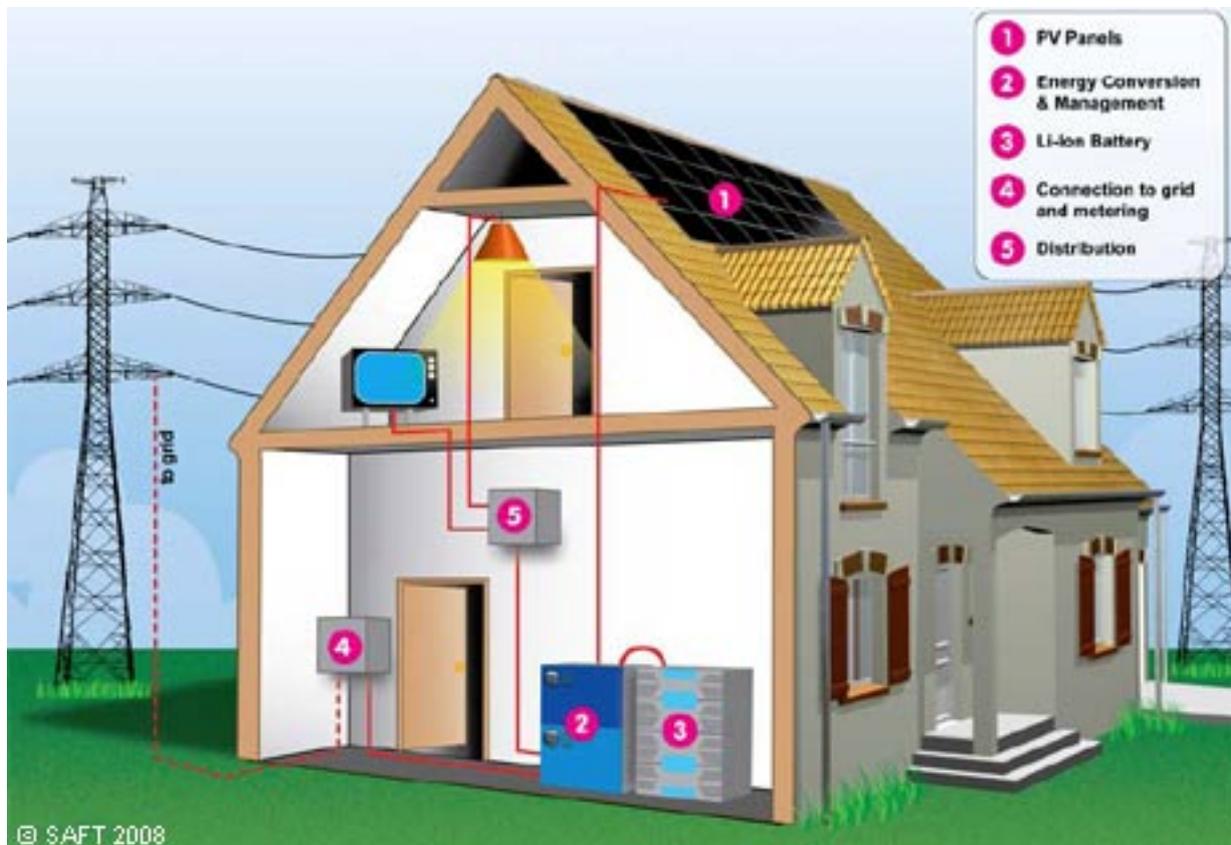
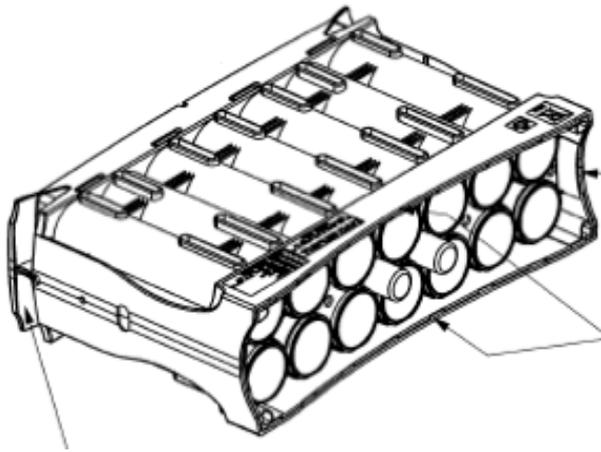


Fig.5-34. Vue schéma du système Sol-ION intégré à l'habitat solaire : 1. Panneaux photovoltaïques ; 2. Organes de conversion et gestion d'énergie ; 3. Batterie Li-ion ; 4. Raccordement réseau et compteurs ; 5. Distribution [Saft].



Electrical characteristics	
Nominal voltage [V]	3.6
Average capacity C/3 after charge to 4.0 V/cell [Ah]	45
Minimum capacity C/3 after charge to 4.0 V/cell [Ah]	
Specific energy after charge to 4.0 V/cell [Wh/kg]	149
Energy density after charge to 4.0 V/cell [Wh/dm <sup>3</sup> ]	313
Specific power (30s peak/50% DOD) [W/kg]	664
Power density (30s peak/50% DOD) [W/dm <sup>3</sup> ]	1392
Mechanical characteristics	
Diameter (mm)	54.3
Height (mm)	222
Typical weight (kg)	1.07
Volume (dm <sup>3</sup> )	0.51
Voltage limits	
Charge [V]	4.0 (4.1 for peak)
Discharge [V]	2.7 (2.3 for peak)
Current limits	
Max continuous current [A]	100
Max peak current during 30 s [A]	250

Fig.5-38. Schéma en perspective des 14 éléments composant le module conçu par Saft pour le projet Sol-ION [Saft].

TAB.5-6. SPECIFICATIONS D'UNE CELLULE VL45E [SAFT].

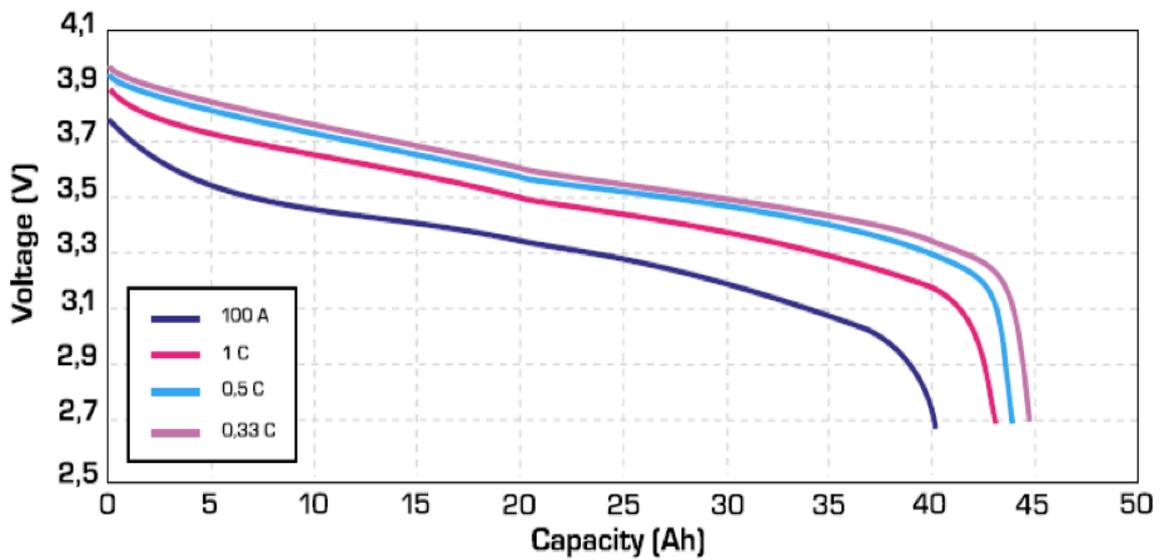


Fig.5-39. Tension de cellule unitaire en fonction de la capacité pour des décharges à courant constant [Saft].

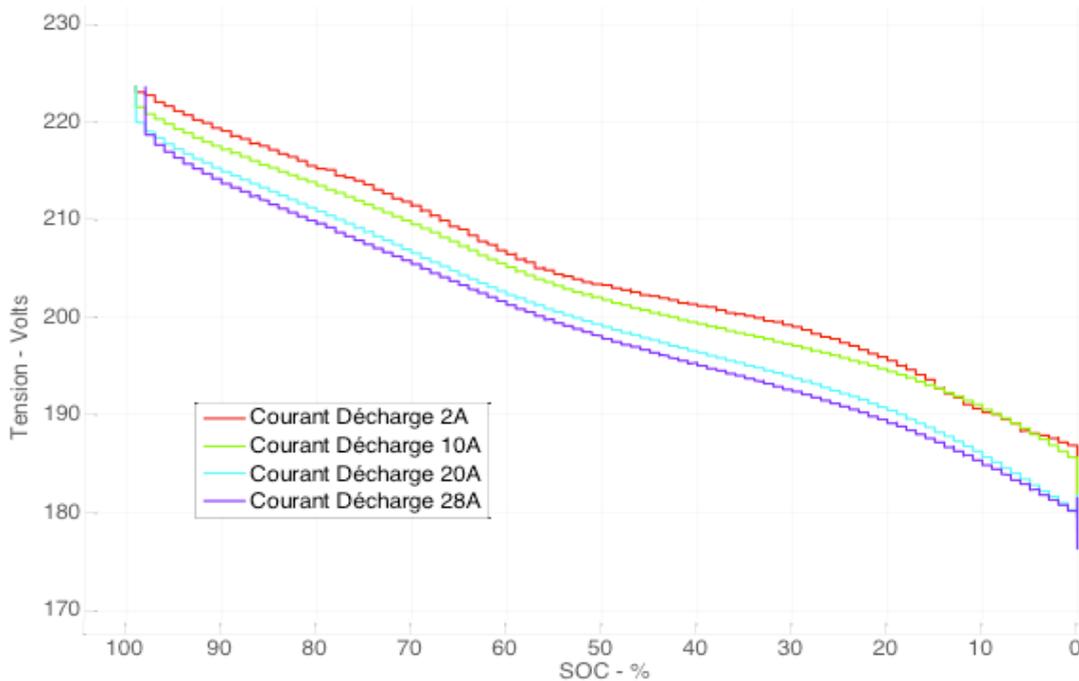


Fig.5-40. Tension du pack Sol-ION (4 modules) en fonction du SOC pour des décharges à courant constant [62].

Correlation	Comments
$\eta_T = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{ref}(T - T_{ref})]$	$T_{ref} = 25\text{ }^\circ\text{C}$ , $\eta_{T_{ref}} = 0.15$ , $\beta_{ref} = 0.0041\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , c-Si, $T$ in $^\circ\text{C}$
$\eta_{PV} = \eta_{ref} - \mu(T_c - T_{ref})$	$\mu$ = overall cell temperature coefficient
$\eta = \eta_a - c(\bar{T} - T_a)$	$\bar{T}$ = mean solar cell temp, $\eta_a$ = efficiency at $T_a$ , $c$ = temperature coefficient
$\eta = \eta_{25} + b(T_c - 25)$	$b = b(G_T)$ , $T$ in $^\circ\text{C}$
$\eta(G_T, T_c) = \eta(G_T, 25\text{ }^\circ\text{C})[1 + c_3(T_c - 25)]$	$c_3 = -0.5$ (% loss per $^\circ\text{C}$ ) for c-Si, $-0.02, \dots, -0.41$ for thin film cells
$\eta_T = \eta_0 - K(T^{1/4} - T_0^{1/4})$	$T_0 = 273\text{ K}$ , $K = 22.4$
$\eta_a = \eta_n \times k_\gamma \times k_\theta \times k_\alpha \times k_\lambda$ with $k_\gamma = 1 - \gamma(T_c - 25)/100$	$k_j$ = power temperature coefficient, $k_j, j = \theta, \alpha, \lambda$ optical, absorption, spectrum correction factors
$\eta = \eta_{T_{ref}} \left[ 1 - \beta_{ref}(T_a - T_{ref}) - \frac{\beta_{ref} \eta_{ref} G_T}{\eta_{ref} V} \right]$	5% low predictions, $\beta_{ref} \sim 0.004\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , $\eta_{T_{ref}} = 0.15$ , $T_{ref} = 0\text{ }^\circ\text{C}$
$\bar{\eta} = \eta_{T_{ref}} \left[ 1 - \beta_{ref}(T_a - T_{ref}) - \frac{\beta_{ref} \eta_{ref} G_T}{\eta_{ref} V} \right]$	$\bar{\eta}$ = monthly average efficiency, $V$ = dimensionless, $\beta_{ref} \sim 0.004\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
$\eta_i = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{ref}(T_{c,i} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} I_i]$	$\eta_i$ = hourly efficiency, $I_i$ = incident hourly insol, $\beta_{ref} \sim 0.0045\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , $\gamma \sim 0.12$
$\eta = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_T]$	$\eta$ = instantaneous efficiency, $\beta_{ref} = 0.0044\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , $\eta_{T_{ref}} = 0.125$ , $T_{ref} = 25\text{ }^\circ\text{C}$
$\bar{\eta} = \eta_{T_{ref}} \{ 1 - \beta_{ref} [(T_c - T_a) - (T_a - \bar{T}_a) - (\bar{T}_a - T_{ref})] + \gamma \log_{10} I \}$	$\bar{\eta}$ = monthly average efficiency, $\beta_{ref} \sim 0.0045\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , $\gamma \sim 0.12$
$\eta = \eta_{ref} [1 - a_1(T_c - T_{ref}) + a_2 \ln(G_T/1000)]$	For Si $a_1 = 0.005$ , $a_2 = 0.052$ , omitting the $\ln$ term slightly overestimates $\eta$
$\eta(XG_T, T) = \eta(G_T, T_{ref}) [1 - \beta_{ref}(T - T_0)] \left( 1 + \frac{k_p T}{q} \frac{\ln X}{V_a(G_T, T_0)} \right)$	$X$ = concentration factor, for $X = 1$ it reduces to Eq. (2)
$\eta = \eta_{ref} \left\{ 1 - \beta [T_a - T_{ref} + (T_{NOCT} - T_a) \frac{G_T}{G_{NOCT}}] \right\}$	The $T_c$ expression from Kou et al. (1998) is introduced into the $\eta$ expression in Evans and Florschuetz (1977)
$\eta = \eta_{ref} \left\{ 1 - \beta [T_a - T_{ref} + \left( \frac{9.5}{3.7 + 3.8V_a} \right) (T_{NOCT} - T_a) \frac{G_T}{G_{NOCT}}] \right\}$	The $T_c$ expression from Duffie and Beckman (2006) is introduced into the $\eta$ expression in Evans and Florschuetz (1977)
$\eta = \eta_{ref} \left[ 1 - 0.9 \beta \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) - \beta (T_a - T_{ref}) \right]$	Assumes $\eta \approx 0.9(\tau\alpha)$
$\eta_{nom} = -0.05T_{surface} + 13.75$	$T_{surface} = 1.06T_{back} + 22.6$
$\eta_{meas} = -0.053T_{back} + 12.62$	Nominal vs measured values
$\eta = a_0 + a_1 \frac{T_{in}(t) - T_{amb}}{T_\infty} + a_2 \frac{G_T - G_{ref}}{G_{ref}}$	$A_k, k = 0, 1$ and $2$ are empirical constants, $T_\infty$ is the indoor ambient temperature
$\eta_{MPP}(G_T, T) = \eta_{MPP}(G_T, 25\text{ }^\circ\text{C})(1 + \alpha(T - 25)) \text{ eta}_{MPP}(G_T, 25\text{ }^\circ\text{C})$	$a_1 - a_3$ device specific parameters, MPP tracking system
$\eta = \eta_{NOCT} [1 - MPTC(T_{NOCT} - T_c)]$	$MPTC$ = maximum power temperature coefficient <sup>2</sup>
$\eta = a + b \frac{\ln(T_c - T_a)}{G_T}$	PV/T collector. PV cover: 100% $\rightarrow a = 0.123, b = -0.464$ 50% $\rightarrow a = 0.121, b = -0.450$
$\eta = 0.94 - 0.0043 \left[ \bar{T}_a + \frac{\bar{G}_T}{(22.4 + 8.7V_a)} - 25 \right] \pm 2.6\%$	Overbars denote daily averages. $\bar{G}_T$ = Wh/m <sup>2</sup> received/length of day (h) $\bar{V}_a$ in m/s

TAB.5-7. EXPRESSIONS DU RENDEMENT D'UN MODULE PV SELON LA TEMPERATURE ET L'IRRADIATION [46].

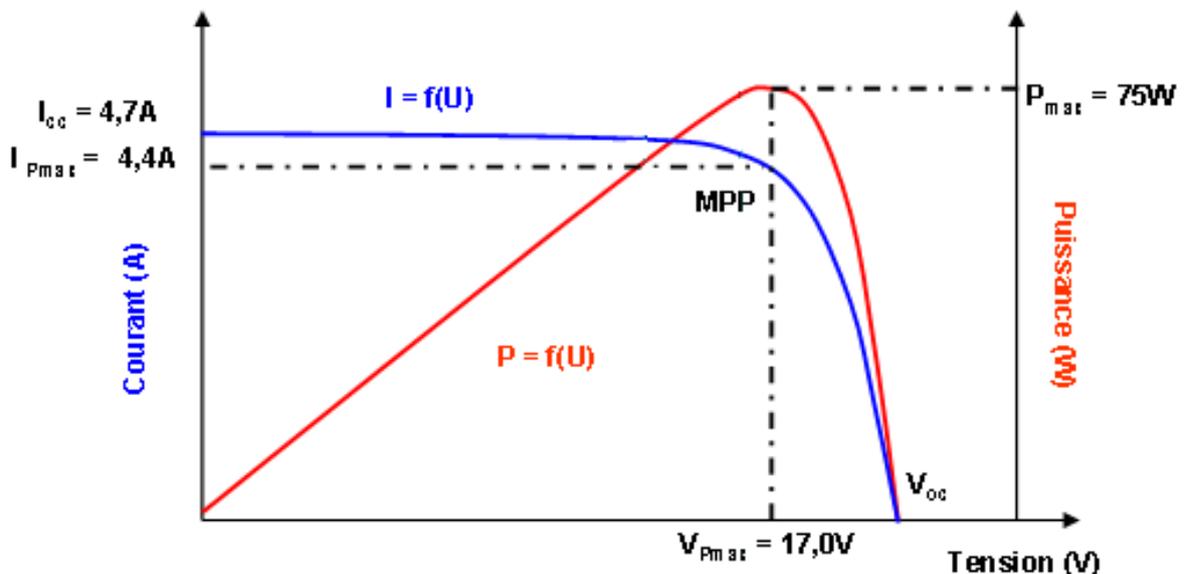


Fig.5-47. Exemple de calcul du point de puissance maximum pour un module de 75 Wc [62].

```

House's loads :
- Profil name = conso_maison_07.mat
- Mean power = 1.67 MWh/an

Vehicle's loads :
- Profil name = vide_128s.mat
- Mean power = 0.00 MWh/an

Photovoltaics :
- Model = Photowatt_PW_1400_150W
- Power peak = 4950.00 Wp
- Voltage = 371.80 Vmpp

Battery :
- Nominal capacity = 45.00 Ah
- Nominal voltage = 201.60 V
- Number of cells = 56.00 cells

Inverter :
- Minimum MPP voltage = 275.00 Vmpp
- Maximum MPP voltage = 750.00 Vmpp
- Minimum DC voltage = 275.00 Vdc
- Maximum DC voltage = 850.00 Vdc
- DC Bus voltage = 700.00 Vdc

Simulation = 92.00 days | Site : Corse_128s

Losses : (True for 365 days analysis only !!!)
- C1 losses = 2.72 % | C1 efficiency = 97.28 %
- C2 losses = 2.06 % | C2 efficiency = 97.94 %
- C3 losses in = 3.46 % | C3 efficiency in = 96.54 %
- C3 losses out = 4.93 % | C3 efficiency out = 95.07 %
- Battery losses = 2.22 % | Battery efficiency = 97.78 %
- PV panel losses = 86.26 % | PV panel efficiency = 13.74 %

Battery's cycles :
- Cycles = 516.00 cycles
- Average DOD = 12.87 % (of Battery's State Of Charge)
- Nameplate cycles = 66.42 cycles

Data :
- Loads needs = 1366.47 kWh
- SolION production (configured) = 1928.69 kWh
- SolION production (without battery) = 1998.36 kWh

Self-consumption :
- SolION production --> Grid = 859.99 kWh | 44.59 %
- SolION production --> Loads = 1068.70 kWh | 55.41 %

- Loads needs <-- Grid = 297.77 kWh | 21.79 %
- Loads needs <-- SolION = 1068.70 kWh | 78.21 %

Direct self-consumption :
- PV production --> Grid = 1467.80 kWh | 73.45 %
- PV production --> Loads = 530.56 kWh | 26.55 %

- Loads needs <-- Grid = 835.91 kWh | 61.17 %
- Loads needs <-- PV = 530.56 kWh | 38.83 %

```

Fig.5-48. Fichier résultat obtenu après simulation sur 3 mois d'un système Sol-ION de 8,8 kWh installé en Corse pour interfacier 5 kWc de champ PV avec une demande domestique de 1,67 MWh/an échantillonnée à 128 s.

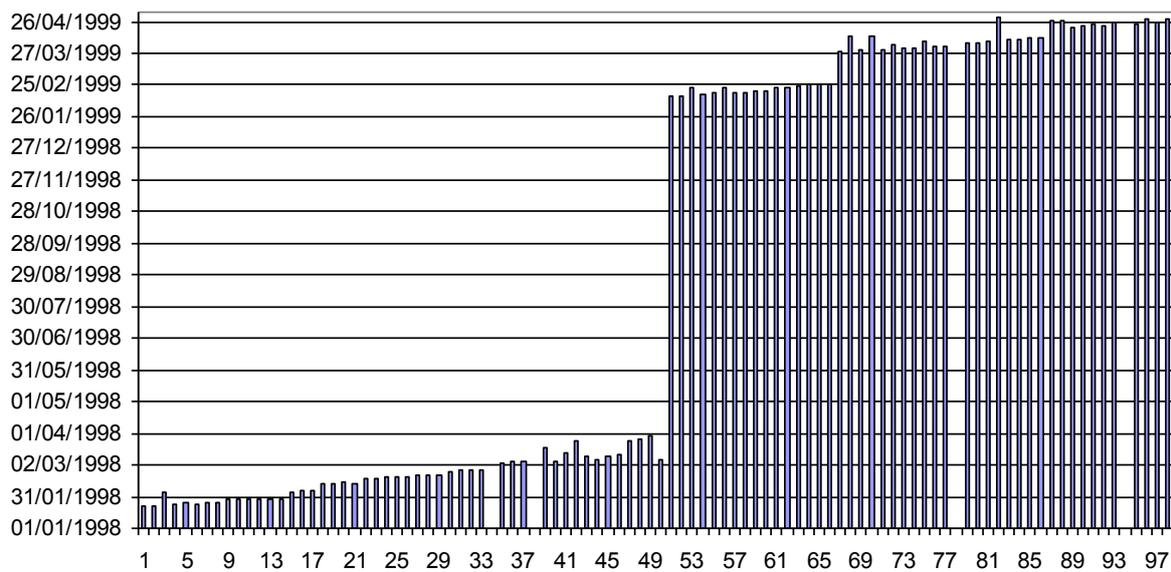


Fig.5-49. Dates de début d'enregistrement des données de consommation IRISE.

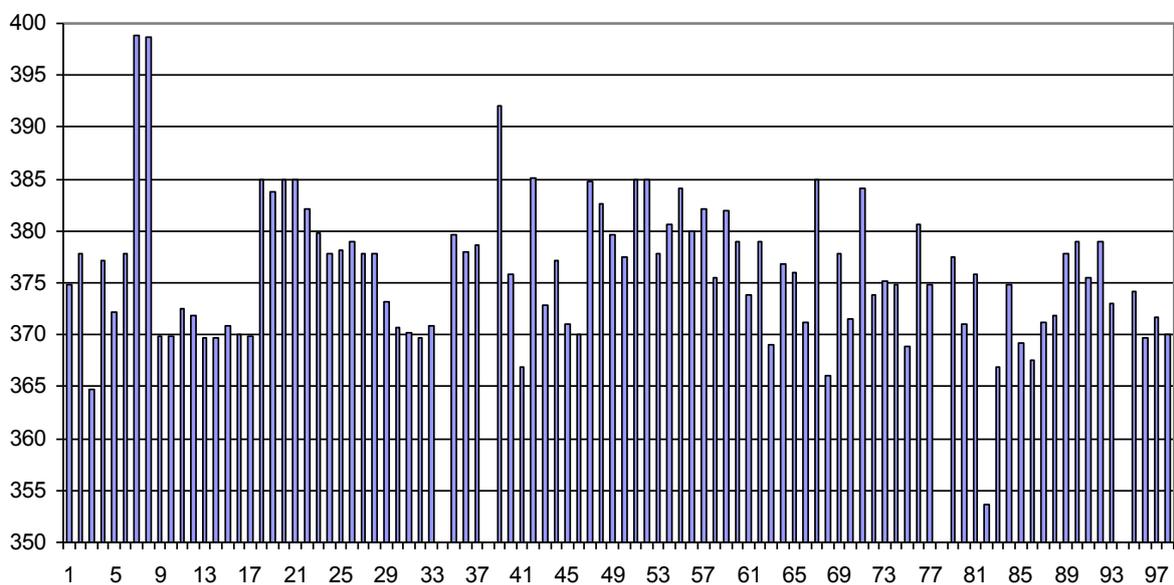


Fig.5-50. Durée d'enregistrement des données de consommation IRISE.

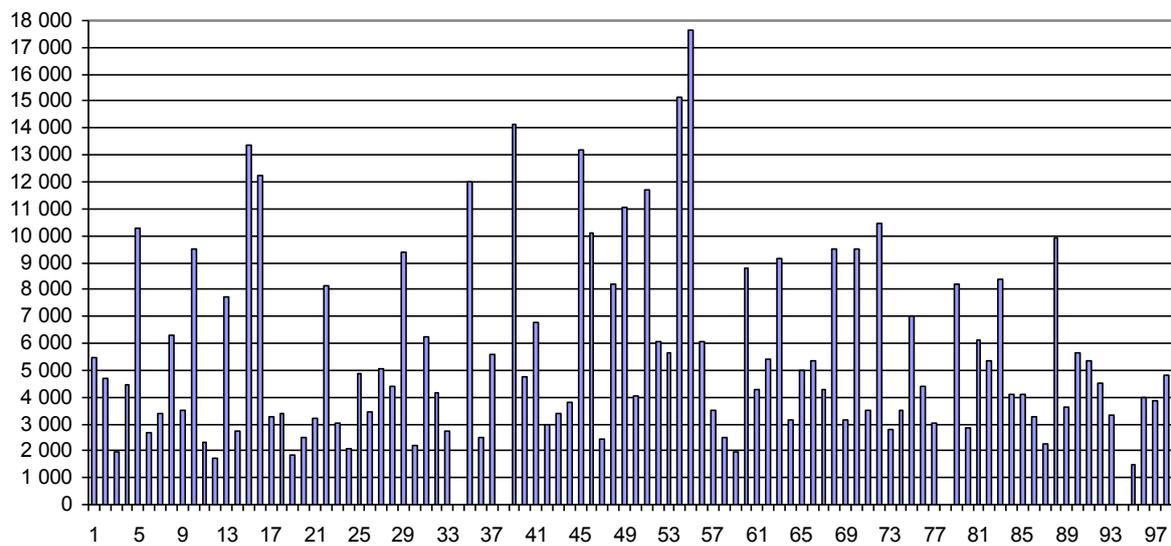


Fig.5-51. Besoin énergétique annuel moyen (en kWh/an) des 98 maisons de la campagne de mesures IRISE.

Fichier	Feuille	Nb	Date début	Heure début	Conso début	Date erreur	Heure erreur	Valeur erreur	Nb 0	MoyN	V-3	V-2	V-1	V+1	V+2	V+3
2000912	2	2	29/01/1998	16:30	83	07/06/1998	10:40	66525	783	85	49	46	38	478	474	480
2000912	2	2	29/01/1998	16:30	83	13/09/1998	08:00	26107	135	193	81	90	81	37	42	40
2000914	3	3	04/02/1998	12:50	1542	20/03/1998	10:10	125896	578	218	36	28	69	51	31	15
2000914	3	3	04/02/1998	12:50	1542	30/07/1998	05:20	99282	3144	32	26	20	26	13	14	13
2000914	3	3	04/02/1998	12:50	1542	13/08/1998	05:00	1628	163	10	0	0	0	11	11	11
2000915	4	2	05/02/1998	14:50	956	28/01/1999	21:10	18639	45	414	531	379	108	646	449	402
2000915	4	2	05/02/1998	14:50	956	31/01/1999	11:00	20776	249	83	141	146	161	617	625	608
2000917	4	1	12/02/1998	14:20	89	16/08/1998	01:30	4482	2141	2	80	101	60	18	18	17

TAB.5-8. EXTRAIT DU FICHIER D'INVENTAIRE DES ERREURS DE MESURE DES CONSOMMATIONS DOMESTIQUES.

Maison	Nb	Maison	Nb	Maison	Nb	Maison	Nb	Maison	Nb	Maison	Nb	Maison	Nb	Maison	Nb	Maison	Nb
n°1	5	n°11	0	n°21	3	n°31	0	n°41	0	n°51	3	n°61	6	n°71	0	n°81	0
n°2	1	n°12	0	n°22	1	n°32	0	n°42	1	n°52	1	n°62	3	n°72	0	n°82	1
n°3	0	n°13	2	n°23	0	n°33	0	n°43	1	n°53	2	n°63	2	n°73	0	n°83	0
n°4	0	n°14	0	n°24	1	n°34	X	n°44	0	n°54	1	n°64	0	n°74	5	n°84	0
n°5	0	n°15	3	n°25	1	n°35	1	n°45	0	n°55	0	n°65	1	n°75	1	n°85	0
n°6	0	n°16	2	n°26	4	n°36	0	n°46	1	n°56	1	n°66	0	n°76	0	n°86	1
n°7	1	n°17	0	n°27	4	n°37	0	n°47	X	n°57	1	n°67	0	n°77	9	n°87	0
n°8	3	n°18	1	n°28	6	n°38	X	n°48	2	n°58	12	n°68	0	n°78	X	n°88	0
n°9	1	n°19	0	n°29	3	n°39	113	n°49	0	n°59	0	n°69	1	n°79	0	n°89	0
n°10	1	n°20	0	n°30	0	n°40	3	n°50	2	n°60	1	n°70	1	n°80	1	n°90	1
																No data	X

TAB.5-9. DISTRIBUTION DU NOMBRE D'ERREURS D'ACQUISITION PAR FICHIER DE CONSOMMATION IRISE.

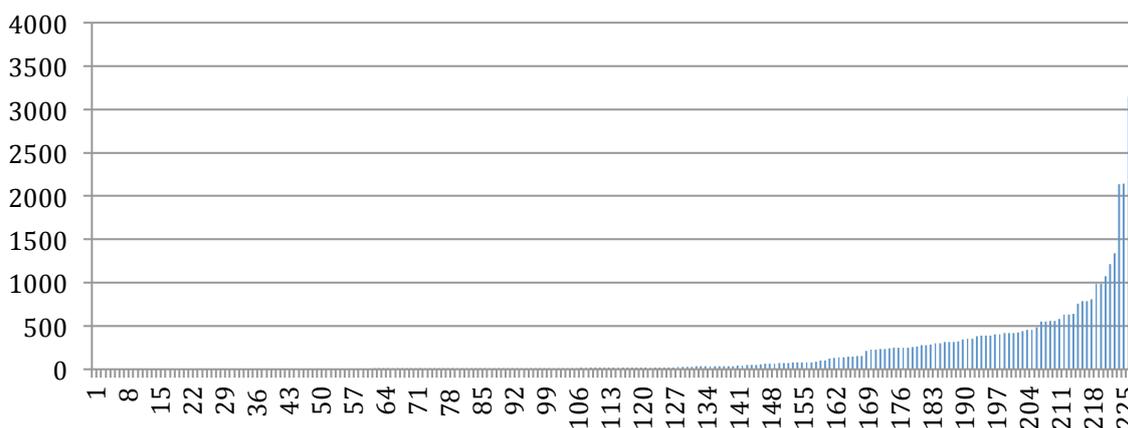


Fig.5-52. Distribution du nombre de valeurs nulles enregistrées par interruption d'acquisition de mesure.

LIEU	PV	BAT	MODE	Validé	Qui	Version	Repetition	Maison(s)	Consommation
KAS	3	4	SC	1	CG	36	x	ALL	x
KAS	5	4	SC	1	CG	36	x	ALL	x
KAS	9	4	SC	1	NB	36	x	ALL	x
KAS	3	5	SC	1	CG	40	x	ALL	x
KAS	5	5	SC	1	CG	40	x	ALL	x
KAS	9	5	SC	1	CG	40	x	ALL	x
KAS	3	6	SC	1	CG	40	x	ALL	x
KAS	5	6	SC	1	CG	40	x	ALL	x
KAS	9	6	SC	1	NB	43	x	ALL	x
COR	3	4	SC	1	NM	39	x	ALL	x
COR	5	4	SC	1	NM	39	x	ALL	x
COR	9	4	SC	1	NM	39	x	ALL	x
COR	3	5	SC	1	NM	40	x	ALL	x
COR	5	5	SC	0.5	NM	40	x	ALL	x
COR	9	5	SC	1	NM	46	x	ALL	x
COR	3	6	SC	1	NM	40	x	ALL	x
COR	5	6	SC	1	NM	40	x	ALL	x
COR	9	6	SC	1	NM	40	x	ALL	x
KAS	3	4	MOY	1	CG	39	x	x	x
COR	3	4	MOY	1	NM	36	2	x	x
COR	5	4	MOY	1	NM	39	2	x	x

TAB.5-10. PLAN D'EXPERIENCES ET REPARTITION DES SIMULATIONS EN FONCTION DES PARAMETRES VARIABLES.

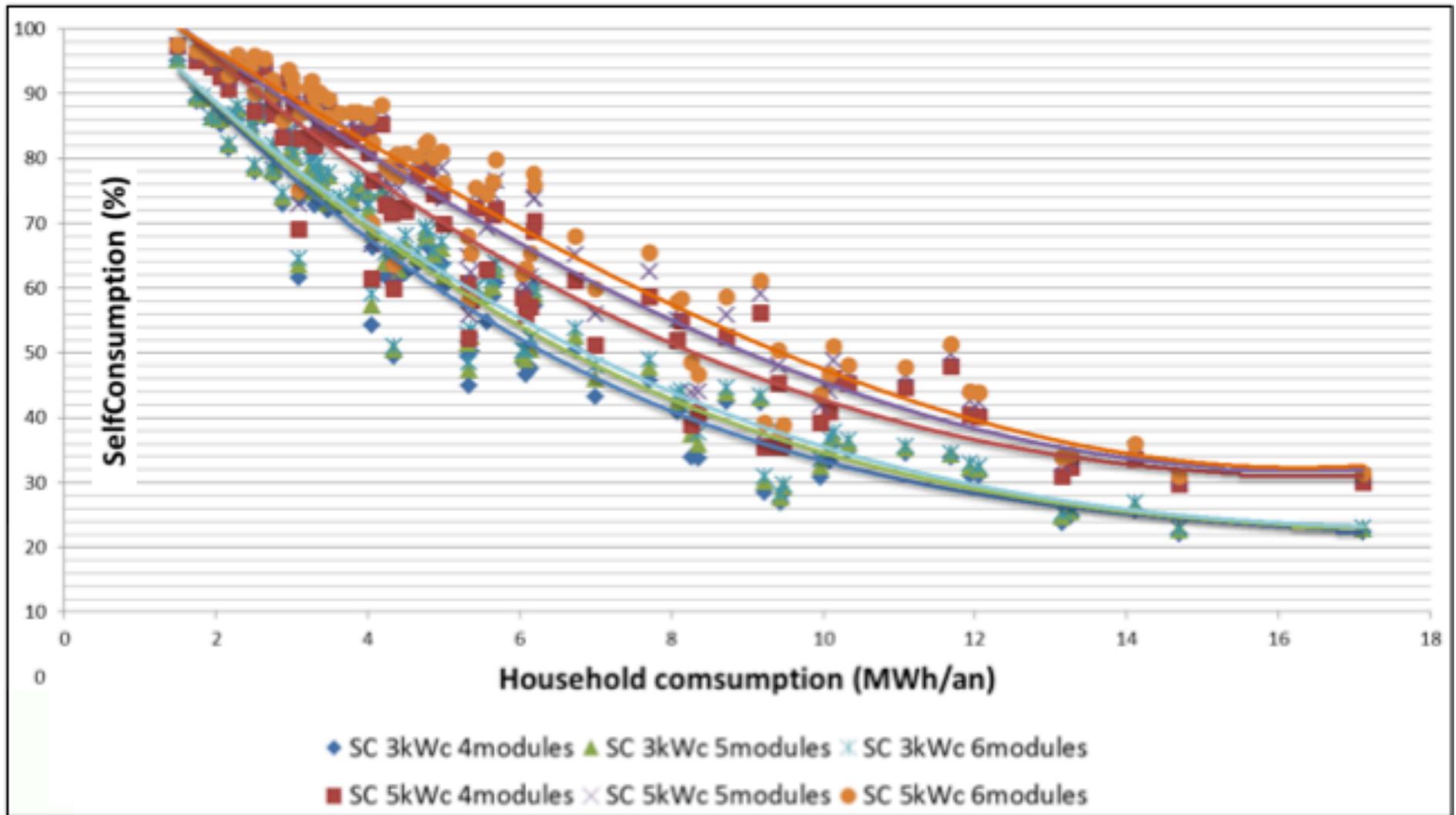


Fig.5-55. Influence du nombre de modules de batteries et de la taille du champ PV sur le taux de couverture solaire global permis par le système Sol-ION (maisons IRISE) [62].

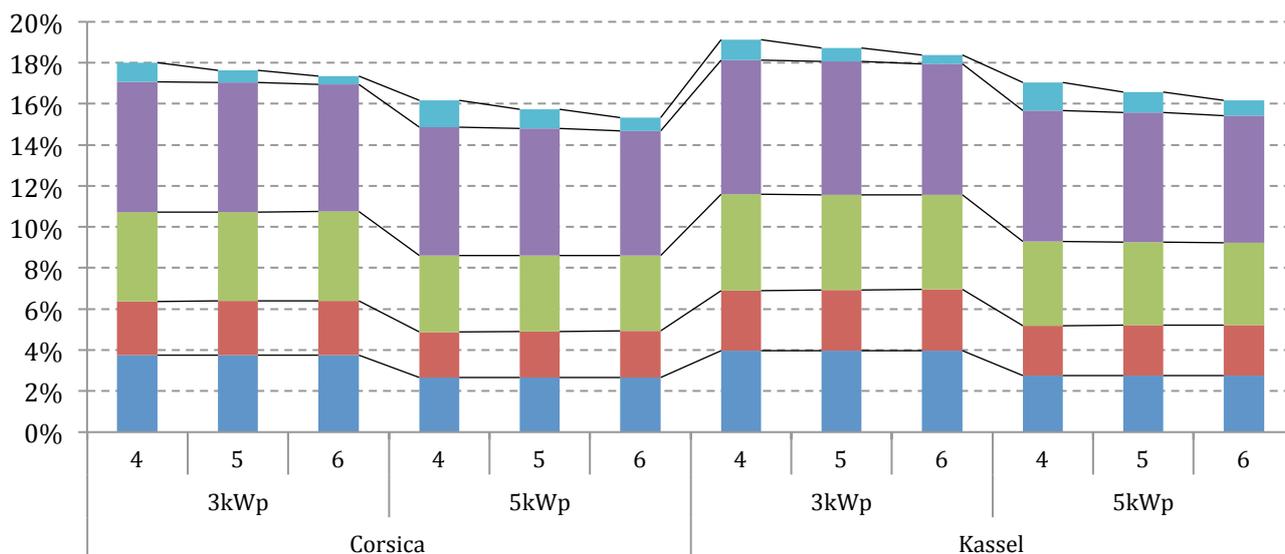


Fig.5-57. Répartition des pertes du système Sol-ION, liées de bas en haut : aux convertisseurs C1 (bleu marine), C2 (rouge), C3 en entrée de batterie (vert), C3 en sortie de batterie (mauve) et à la batterie (bleu ciel) [62].

Corsica							Kassel									
	C1	C2	C3 in	C3 out	Bat.	Total		Total	C1	C2	C3 in	C3 out	Bat.	Total		
3 kWc	4M	3,76%	2,60%	4,37%	6,35%	0,91%	18,0%	3 kWc	4M	19,1%	3,97%	2,91%	4,70%	6,53%	1,01%	4M
	5M	3,76%	2,63%	4,34%	6,32%	0,59%	17,6%		5M	18,7%	3,97%	2,95%	4,65%	6,49%	0,67%	5M
	6M	3,76%	2,65%	4,33%	6,20%	0,39%	17,3%		6M	18,4%	3,97%	2,98%	4,63%	6,37%	0,43%	6M
5 kWc	4M	2,66%	2,23%	3,73%	6,24%	1,32%	16,2%	5 kWc	4M	17,0%	2,75%	2,43%	4,12%	6,37%	1,36%	4M
	5M	2,66%	2,25%	3,69%	6,19%	0,94%	15,7%		5M	16,6%	2,75%	2,46%	4,06%	6,31%	1,01%	5M
	6M	2,66%	2,27%	3,67%	6,08%	0,64%	15,3%		6M	16,2%	2,75%	2,47%	4,02%	6,19%	0,73%	6M

TAB.5-13. VALEUR ET ORIGINE DES PERTES DU SYSTEME SOL-ION EN FONCTION DES PARAMETRES DE SIMULATION.

Corsica							Kassel									
	C1	C2	C3 in	C3 out	Bat.	Total		Total	C1	C2	C3 in	C3 out	Bat.	Total		
3 kWc	5-6M	0,00%	0,68%	-0,24%	-1,81%	-33,6%	-1,7%	3 kWc	5-6M	-2,0%	0,00%	0,75%	-0,52%	-1,87%	-36,4%	5-6M
	4-5M	0,00%	1,28%	-0,69%	-0,52%	-34,9%	-1,9%		4-5M	-2,0%	0,00%	1,31%	-1,08%	-0,61%	-33,5%	4-5M
	4-6M	0,00%	1,98%	-0,93%	-2,33%	-56,8%	-3,6%		4-6M	-4,0%	0,00%	2,07%	-1,59%	-2,47%	-57,7%	4-6M
5 kWc	5-6M	0,00%	0,70%	-0,50%	-1,73%	-31,4%	-2,6%	5 kWc	5-6M	-2,5%	0,00%	0,76%	-0,93%	-1,87%	-27,4%	5-6M
	4-5M	0,00%	1,22%	-1,05%	-0,85%	-29,0%	-2,8%		4-5M	-2,6%	0,00%	1,19%	-1,56%	-0,96%	-25,9%	4-5M
	4-6M	0,00%	1,93%	-1,54%	-2,57%	-51,3%	-5,3%		4-6M	-5,1%	0,00%	1,97%	-2,48%	-2,81%	-46,2%	4-6M

TAB.5-14. VARIATION DES PERTES DU SYSTEME SOL-ION EN FONCTION DU SURDIMENSIONNEMENT DU STOCKAGE.

Kassel --> Corsica							3 --> 5 kWc									
	C1	C2	C3 in	C3 out	Bat.	Total		C1	C2	C3 in	C3 out	Bat.	Total			
3 kWc	4M	-5,16%	-10,9%	-7,01%	-2,75%	-9,88%	-7,1%	3 kWc	4M	-29,4%	-14,3%	-14,7%	-1,70%	45,3%	-10,1%	C
	5M	-5,16%	-11,0%	-6,64%	-2,67%	-11,7%	-7,4%		5M	-29,4%	-14,3%	-15,0%	-2,02%	58,5%	-10,9%	
	6M	-5,16%	-11,0%	-6,38%	-2,61%	-7,94%	-6,6%		6M	-29,4%	-14,3%	-15,2%	-1,94%	63,6%	-11,6%	
5 kWc	4M	-3,25%	-8,26%	-9,47%	-2,07%	-2,95%	-5,2%	5 kWc	4M	-30,8%	-16,8%	-12,3%	-2,39%	34,9%	-11,0%	K
	5M	-3,25%	-8,23%	-9,00%	-1,96%	-7,02%	-5,9%		5M	-30,8%	-16,9%	-12,8%	-2,74%	50,4%	-11,5%	
	6M	-3,25%	-8,29%	-8,60%	-1,82%	-12,2%	-6,8%		6M	-30,8%	-16,8%	-13,1%	-2,74%	71,5%	-12,0%	

TAB.5-15. VARIATION DES PERTES DE SOL-ION EN FONCTION DU CHANGEMENT DE SITE (gauche) OU DE TAILLE DU PV (droite).

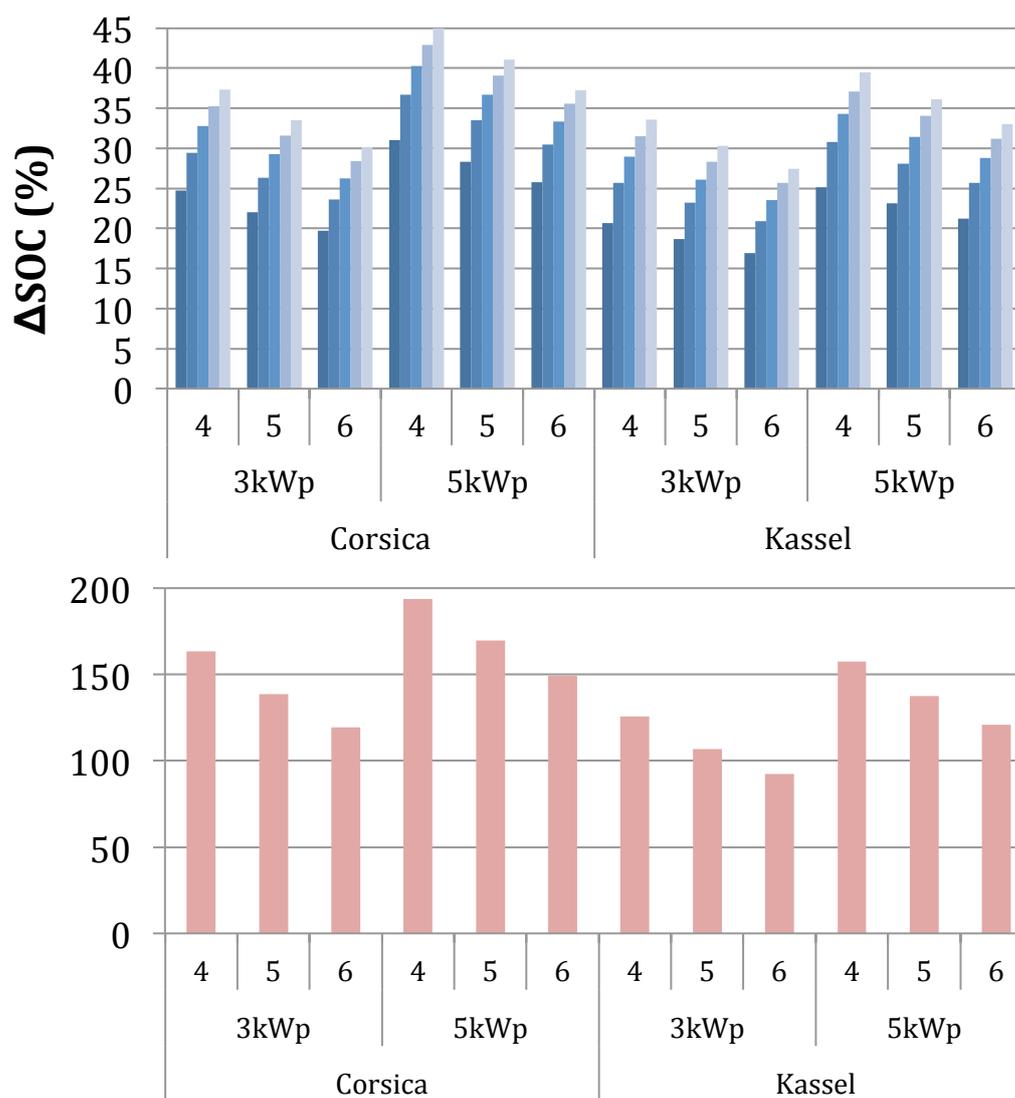


Fig.5-58. Nombre de cycles équivalents (*bas*) et variation d'état de charge moyenne (*haut*) subis par Sol-ION [62].

Corsica				Kassel				Corsica --> Kassel				
Nb	>5%	>1%	Variation >1-5%	Nb	>5%	>1%	Variation >1-5%	Nb	>5%	>1%		
163,3	37,3%	24,7%	-33,7%	4M	125,6	33,6%	20,7%	-38,5%	3 kWc	-23,1%	-10,1%	-16,5%
138,7	33,5%	22,0%	-34,2%	5M	106,9	30,3%	18,7%	-38,5%		-22,9%	-9,5%	-15,3%
119,3	30,1%	19,7%	-34,5%	6M	92,3	27,4%	17,0%	-38,2%		-22,7%	-9,0%	-14,1%
-14,5%	-10,2%	-10,7%	+1,2%		-14,3%	-9,6%	-9,4%	-0,4%	Variation 4-5-6M	-1,7%	-5,4%	-12,1%
193,7	45,0%	31,0%	-31,1%	4M	157,6	39,5%	25,2%	-36,2%	5 kWc	-18,6%	-12,3%	-18,9%
169,8	41,1%	28,3%	-31,1%	5M	137,4	36,1%	23,1%	-36,0%		-19,1%	-12,0%	-18,3%
149,3	37,2%	25,8%	-30,8%	6M	120,9	33,0%	21,2%	-35,7%		-19,0%	-11,4%	-17,7%
-12,2%	-9,0%	-8,8%	-0,5%		-12,4%	-8,5%	-8,2%	-0,7%	Variation 4-5-6M	+1,6%	-5,3%	-7,2%
+18,7%	+20,5%	+25,3%	-7,9%	4M	+25,5%	+17,5%	+21,8%	-5,8%	Variation 3-5 kWc	+36,9%	-14,5%	-13,8%
+22,4%	+22,5%	+28,3%	-9,1%	5M	+28,5%	+19,1%	+23,8%	-6,3%		+27,4%	-15,1%	-16,0%
+25,2%	+23,6%	+30,7%	-10,8%	6M	+31,1%	+20,3%	+25,1%	-6,4%		+23,4%	-13,8%	-18,0%

TAB.5-16. DONNEES (*en gras*) ET VARIATION DES DONNEES DE CYCLAGE DE SOL-ION SELON LE PARAMETRE DE SIMULATION.

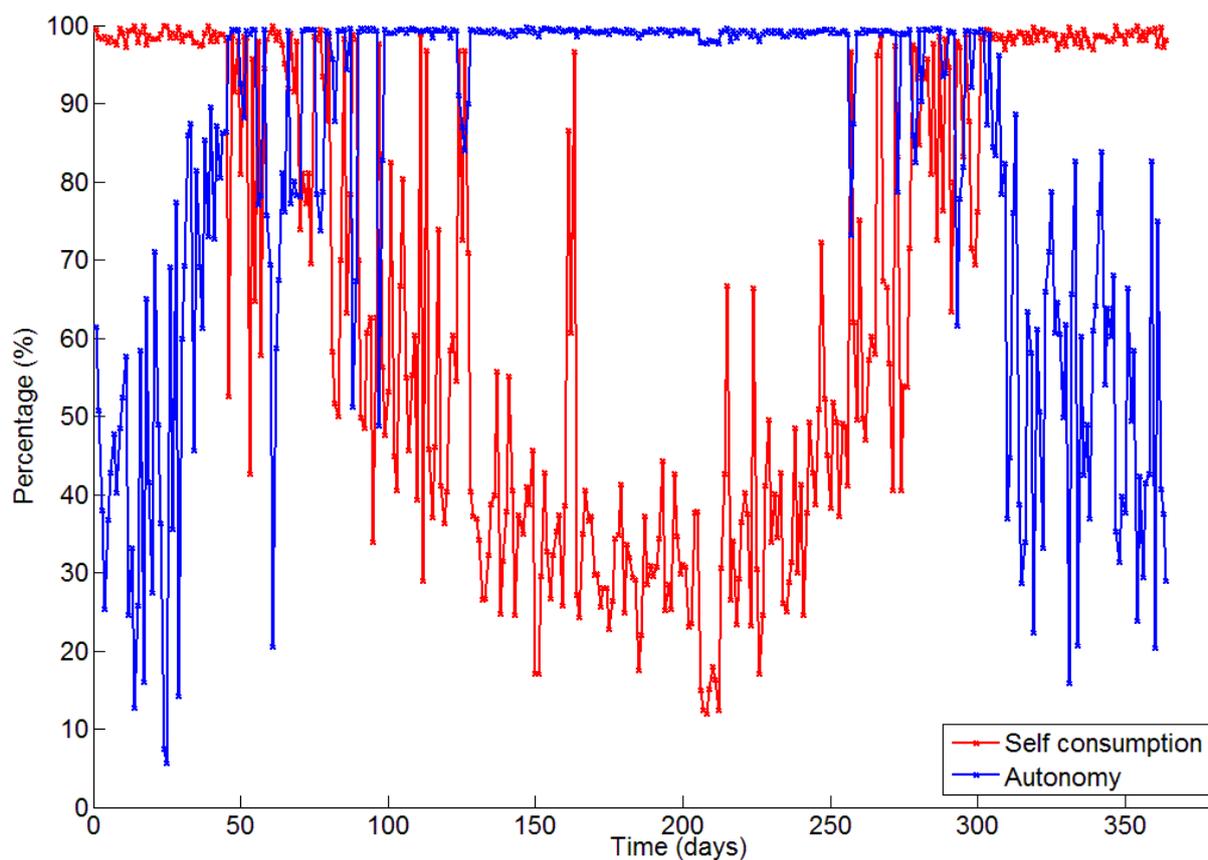


Fig.5-59. Taux d'autonomie (en bleu) et d'autoconsommation (en rouge) simulés pour un besoin de 4,66 MWh/an, un système PV de 5 kWc et un système Sol-ION à 6 modules en Corse [62].

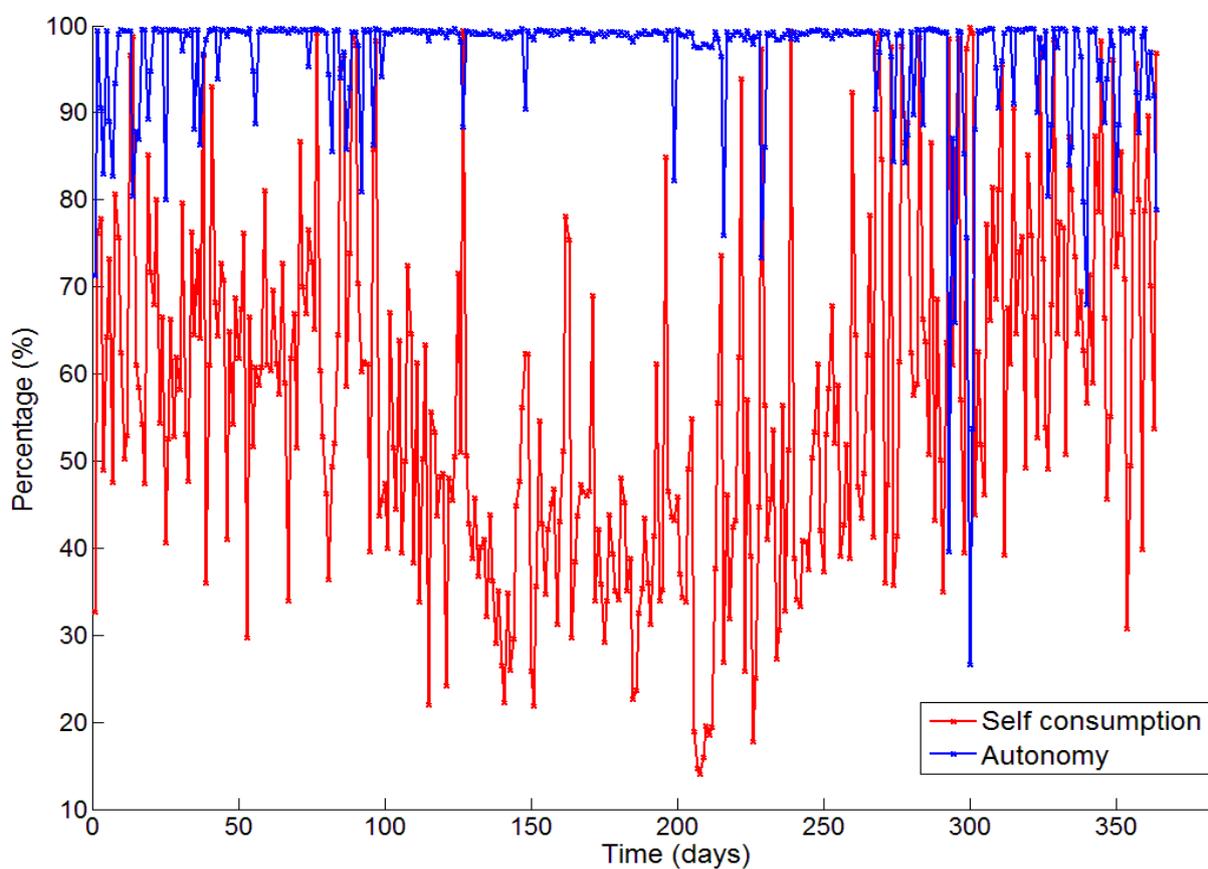


Fig.5-60. Taux d'autonomie (en bleu) et d'autoconsommation (en rouge) simulés pour un besoin de 4,66 MWh/an, un système PV de 5 kWc et un système Sol-ION à 6 modules en Guadeloupe [62].

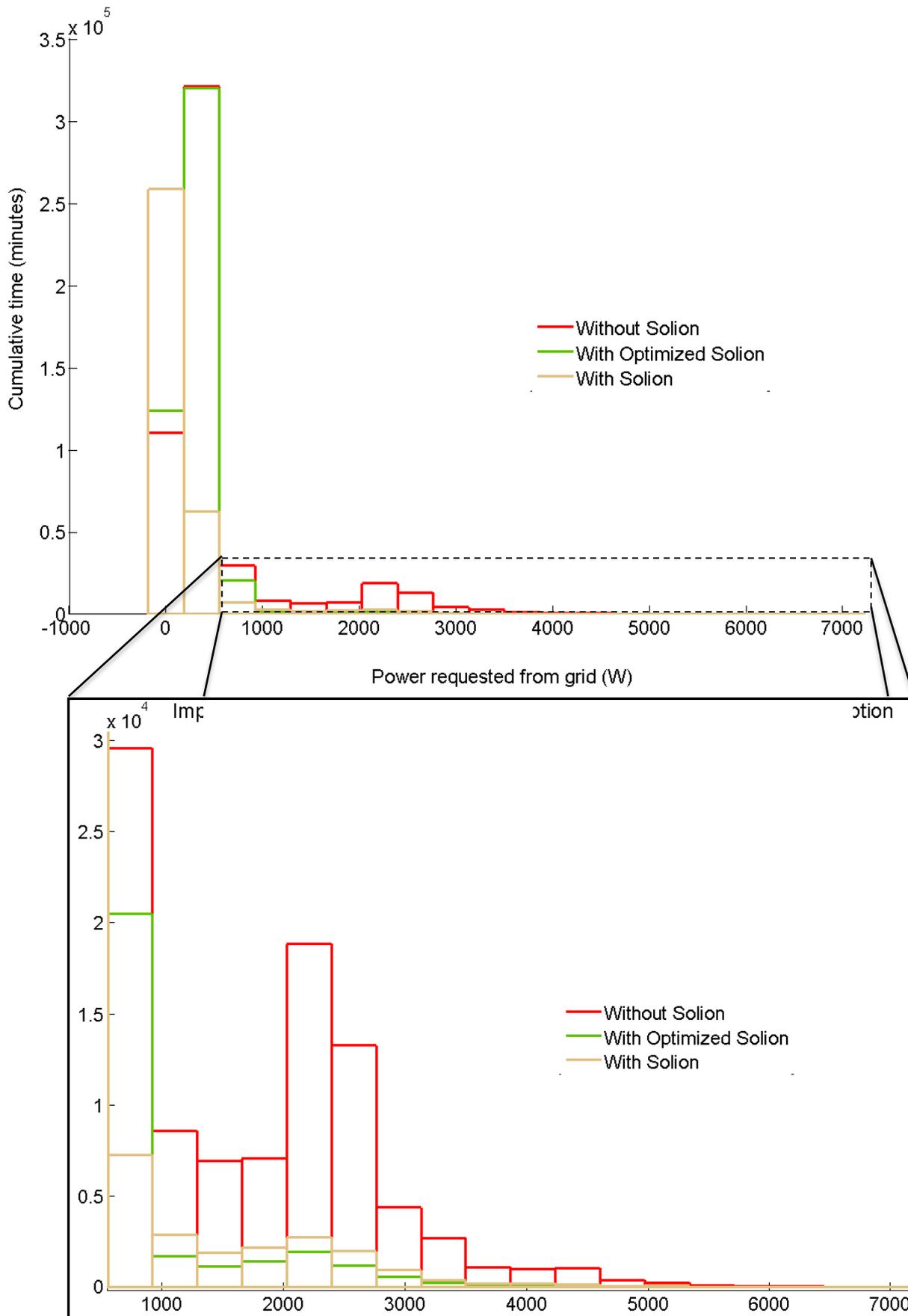


Fig.5-65. Comparaison des performances de gestion d'énergie en termes de durée et niveau de puissance des pics de consommation appelés sur le réseau avec ou sans Sol-ION, avec ou sans enclenchement sur seuil  $k=1,2$  [62]. Diagramme sur un an pour des pics de 0 à 7 kW (*haut*) et agrandissement pour les pics supérieurs à 500 W (*bas*).

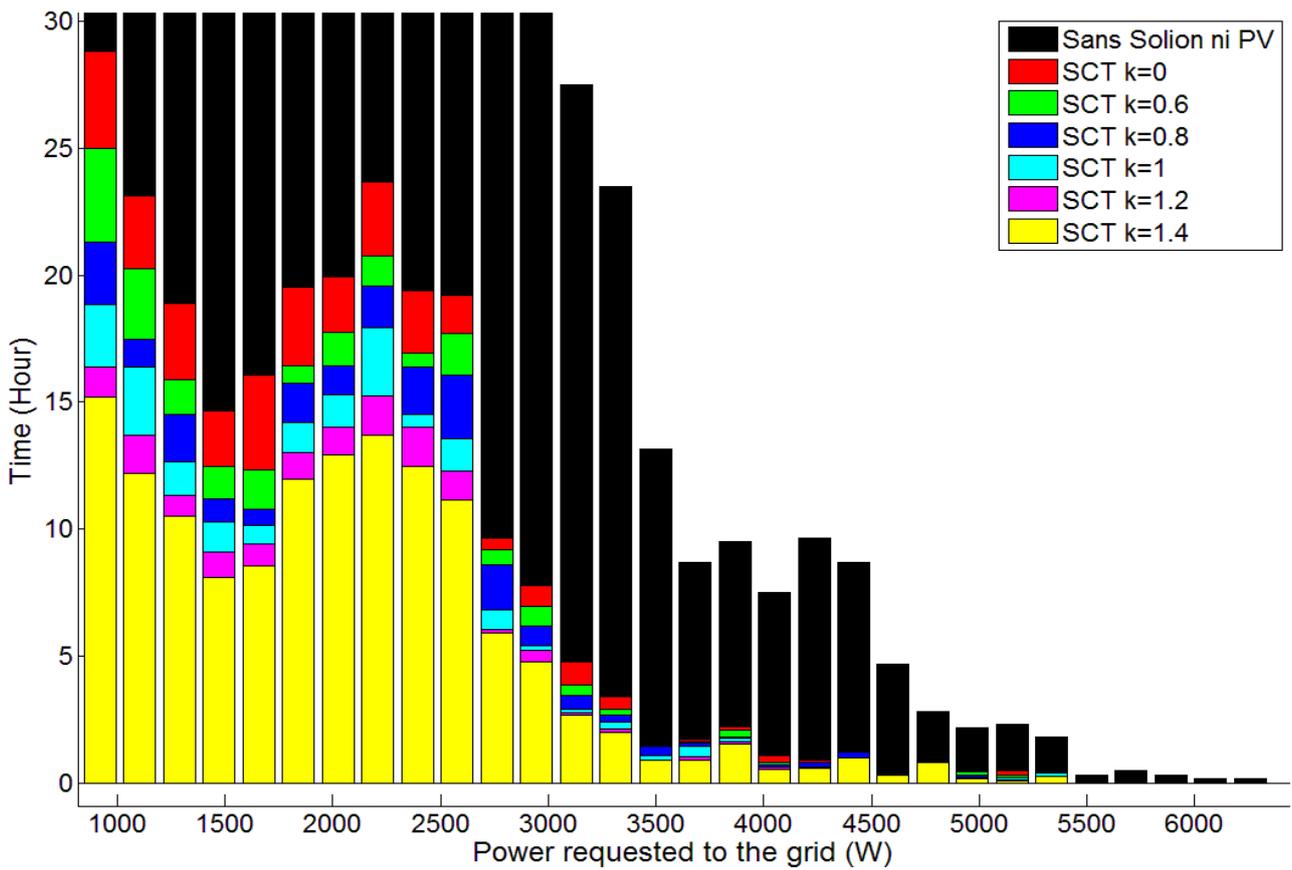


Fig.5-66. Comparaison des performances de gestion d'énergie en termes de durée et niveau de puissance des pics de consommation appelés sur le réseau avec ou sans PV, en fonction du seuil d'enclenchement de Sol-ION [62].

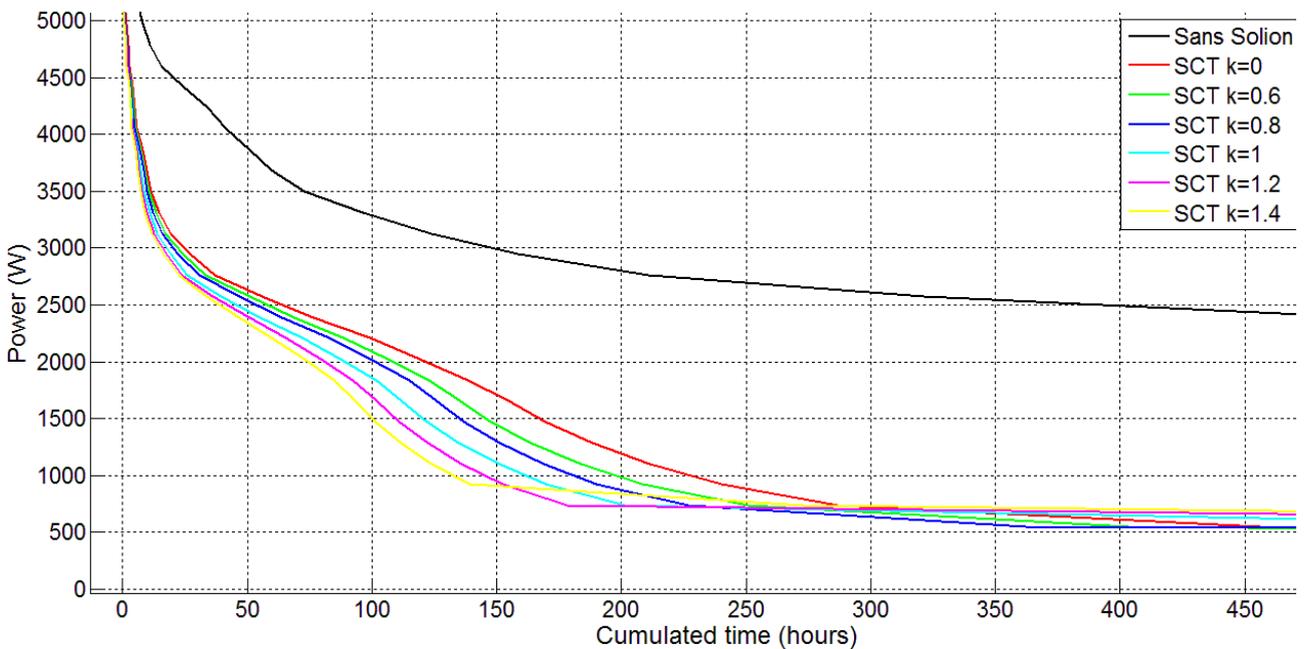


Fig.5-67. Monotone de puissance appelée par les charges de la maison avec ou sans système PV et Sol-ION [62].

**NB :** La courbe de monotone de puissance (Fig.67) est en fait identique au diagramme de répartition des durées de pics par puissance de pic de consommation (Fig.66). Simplement, les axes des abscisses et des ordonnées ont été échangés et les valeurs de puissance de pic de consommation n'ont pas été regroupées par plages. C'est un type de graphique classique pour bien visualiser le profil de charge.

	Pas de temps (s)	2	4	8	16	32	64	128	Influence
Losses	C1 losses	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	Nulle
		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	C2 losses	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%	Nulle
		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	C3 losses in	3.45%	3.45%	3.45%	3.45%	3.45%	3.45%	3.46%	Minime
		99.7%	99.7%	99.7%	99.7%	99.7%	99.7%	100.0%	
	C3 losses out	4.88%	4.88%	4.88%	4.89%	4.90%	4.91%	4.93%	Minime
99.0%		99.0%	99.0%	99.2%	99.4%	99.6%	100.0%		
Battery losses	2.16%	2.16%	2.16%	2.16%	2.17%	2.18%	2.22%	Minime	
	97.3%	97.3%	97.3%	97.3%	97.7%	98.2%	100.0%		
PV panel losses	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	Nulle	
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Battery	Number of cycles	3745	2824	2193	1558	1058	708	516	Très grande
		100%	75%	59%	42%	28%	19%	14%	
	Average DOD	1.80%	2.38%	3.06%	4.30%	6.32%	9.42%	12.87%	Très grande
		14%	18%	24%	33%	49%	73%	100%	
Nameplate cycles	67.25	67.21	67.15	67.05	66.89	66.70	66.42	Minime	
	100.0%	99.9%	99.9%	99.7%	99.5%	99.2%	98.8%		
Data (kWh)	Loads needs	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	Nulle
		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	Production (configured)	1928.20	1928.22	1928.24	1928.30	1928.41	1928.53	1928.69	Négligeable
		99.97%	99.98%	99.98%	99.98%	99.99%	99.99%	100.00%	
	Production (without battery)	1997.80	1997.80	1997.80	1997.81	1997.86	1998.02	1998.36	Négligeable
		99.97%	99.97%	99.97%	99.97%	99.97%	99.98%	100.00%	
Assisted Self-Consumption (kWh)	Sol-ION --> Grid	859.40	859.40	859.41	859.44	859.53	859.68	860.02	Négligeable
		99.93%	99.93%	99.93%	99.93%	99.94%	99.96%	100.00%	
	Sol-ION --> Loads	1068.80	1068.83	1068.83	1068.85	1068.88	1068.85	1068.68	Négligeable
		99.99%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	99.98%	
	Loads <-- Grid	297.67	297.64	297.64	297.61	297.59	297.62	297.79	Négligeable
		99.96%	99.95%	99.95%	99.94%	99.93%	99.94%	100.00%	
Loads <-- Sol-ION	1068.80	1068.83	1068.83	1068.85	1068.88	1068.85	1068.68	Négligeable	
	99.99%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	99.98%		
Direct Self-Consumption (kWh)	PV --> Grid	1474.10	1473.76	1473.26	1472.40	1471.09	1469.63	1467.80	Minime
		100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	99.8%	99.7%	99.6%	
	PV --> Loads	523.70	524.04	524.54	525.41	526.77	528.39	530.56	Minime
		98.7%	98.8%	98.9%	99.0%	99.3%	99.6%	100.0%	
	Loads <-- Grid	842.77	842.43	841.93	841.06	839.70	838.08	835.91	Minime
		100.0%	100.0%	99.9%	99.8%	99.6%	99.4%	99.2%	
	Loads <-- PV	523.70	524.04	524.54	525.41	526.77	528.39	530.56	Minime
		98.7%	98.8%	98.9%	99.0%	99.3%	99.6%	100.0%	

Tab.5-17. INFLUENCE DU PAS DE TEMPS SUR LES VALEURS ISSUES DES FICHIERS RESULTATS DE SIMULATION.

Pas de temps (s)	2	4	8	16	32	64	128	$\Delta_{max}$
Taux d'autonomie naturelle	38,33%	38,35%	38,39%	38,45%	38,55%	38,67%	38,83%	1,31%
Taux d'autonomie indirecte	39,89%	39,87%	39,83%	39,77%	39,67%	39,55%	39,38%	1,30%
Taux d'autonomie globale	78,22%	78,22%	78,22%	78,22%	78,22%	78,22%	78,21%	0,02%
Gain d'autonomie	104,1%	104,0%	103,8%	103,4%	102,9%	102,3%	101,4%	2,62%
Taux d'autoconsommation naturelle	26,21%	26,23%	26,26%	26,30%	26,37%	26,45%	26,55%	1,28%
Taux d'autoconsommation indirecte	29,22%	29,20%	29,17%	29,13%	29,06%	28,98%	28,86%	1,23%
Taux d'autoconsommation globale	55,43%	55,43%	55,43%	55,43%	55,43%	55,42%	55,41%	0,04%
Gain d'autoconsommation	111,5%	111,3%	111,1%	110,8%	110,2%	109,6%	108,7%	2,53%

Tab.5-18. PERFORMANCES SIMULEES DU SYSTEME SOL-ION EN FONCTION DU PAS DE TEMPS D'ECHANTILLONNAGE DES DONNEES DE CONSOMMATION [6 MODULES ; 5 kWc ; 5,48 MWh/AN ; CAS CORSE].

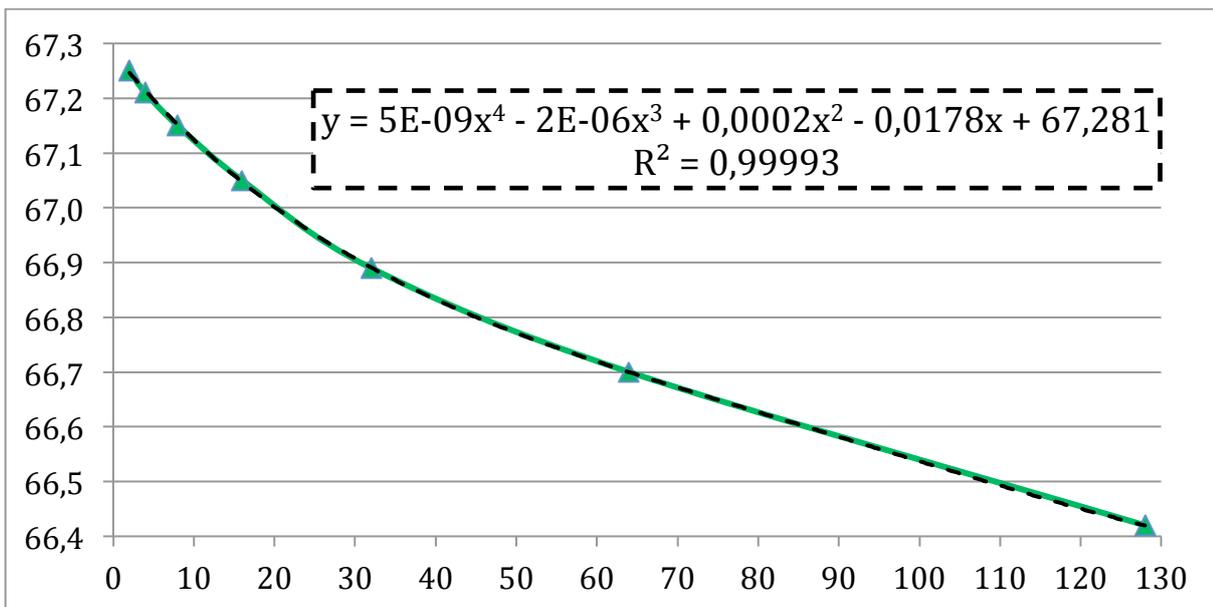
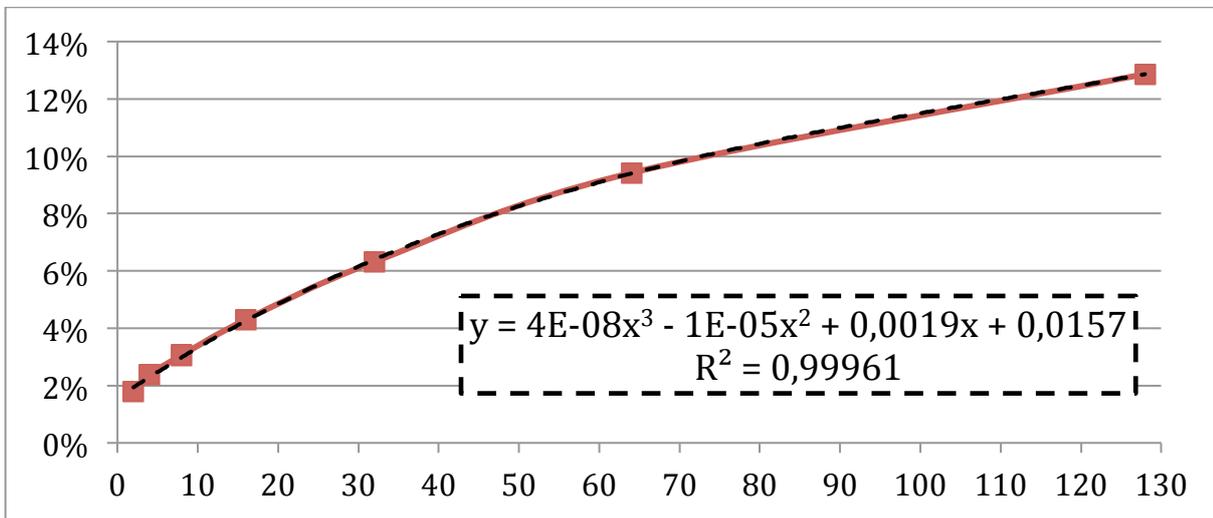
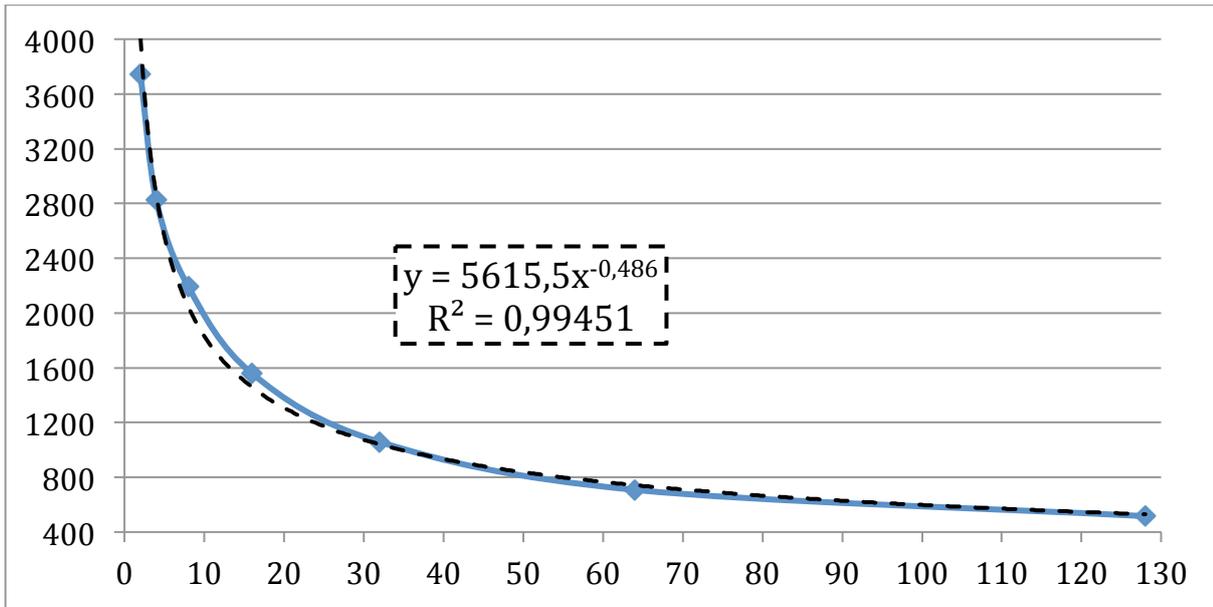


Fig.5-72. Evolution en fonction du pas de temps (2, 4, 8, 16, 32, 64 et 128 s) des résultats de simulation pour le bloc stockage du système Sol-ION (6 modules ; 5 kWc ; 1,37 MWh/an ; Corse) : nombre de cycles partiels (*haut*) ; variation moyenne d'état de charge par cycle partiel (*centre*) ; et nombre de cycles équivalents (*bas*).

Coefficient de seuil (k)		0	0.5	1	Influence 2s	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	Influence	
Losses	C1 losses	2.72%	2.72%	2.72%	Nulle	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	2.72%	Nulle	
	C2 losses	2.06%	2.02%	1.94%	Faible	2.06%	2.06%	2.05%	2.04%	2.03%	2.02%	2.01%	1.97%	1.96%	1.94%	1.94%	1.94%	1.93%	Faible
		100%	98%	94%		100%	100%	100%	99%	99%	98%	98%	96%	95%	94%	94%	94%		
	C3 losses in	3.45%	3.45%	3.46%	Négligeable	3.46%	3.46%	3.46%	3.46%	3.46%	3.46%	3.46%	3.46%	3.47%	3.47%	3.47%	3.47%	3.47%	Négligeable
		100%	100%	100%		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	C3 losses out	4.88%	4.69%	4.25%	Faible	4.93%	4.93%	4.88%	4.84%	4.77%	4.73%	4.68%	4.48%	4.39%	4.29%	4.26%	4.21%	Faible	
		100%	96%	87%		100%	100%	99%	98%	97%	96%	95%	91%	89%	87%	86%	85%		
Battery losses	2.16%	2.20%	2.32%	Faible	2.22%	2.22%	2.22%	2.22%	2.26%	2.26%	2.27%	2.29%	2.31%	2.37%	2.38%	2.39%	Faible		
	100%	95%	100%		93%	93%	93%	93%	95%	95%	95%	96%	97%	99%	100%	100%			
PV panel losses	86.26%	86.26%	86.26%	Nulle	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	Nulle	
Battery	Number of cycles	3745	3730	3679	Minime	516	516	517	518	518	518	515	491	484	476	475	474	Faible	
		100%	100%	98%		100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	95%	93%	92%	92%	92%		
	Average DOD	1.80%	1.79%	1.78%	Négligeable	12.87%	12.87%	12.83%	12.79%	12.77%	12.76%	12.79%	13.29%	13.39%	13.56%	13.57%	13.56%	Faible	
		100%	99%	99%		95%	95%	95%	94%	94%	94%	94%	98%	99%	100%	100%	100%		
Nameplate cycles	67.25	66.94	65.36	Minime	66.42	66.42	66.35	66.24	66.15	66.07	65.89	65.27	64.79	64.55	64.47	64.29	Minime		
	100%	100%	97%		100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	98%	98%	97%	97%			
Data (kWh)	Loads needs	1366.47	1366.47	1366.47	Nulle	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	1366.47	Nulle	
	Production (configured)	1928.20	1930.13	1934.96	Négligeable	1928.69	1928.69	1929.22	1929.68	1930.25	1930.69	1931.40	1933.62	1934.81	1935.45	1935.74	1936.26	Négligeable	
		100%	100%	100%		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Production (without battery)	1997.80	1997.80	1997.80	Nulle	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	1998.36	Nulle	
Assisted Self-Consumption (kWh)	Sol-ION --> Grid	859.40	862.38	877.19	Minime	860.02	859.99	860.70	861.75	862.55	863.30	864.97	870.78	875.30	877.55	878.26	880.03	Minime	
		100%	98%	100%		98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	99%	99%	100%	100%	100%		
	Sol-ION --> Loads	1068.80	1067.75	1057.77	Négligeable	1068.80	1068.70	1068.53	1067.93	1067.70	1067.39	1066.43	1062.84	1059.50	1057.90	1057.48	1056.23	Négligeable	
		100%	100%	99%		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	99%	99%	99%		
Loads <-- Grid	297.67	298.72	308.70	Minime	297.79	297.77	297.94	298.54	298.76	299.08	300.04	303.63	306.97	308.57	308.99	310.24	Minime		
	100%	97%	100%		96%	96%	96%	96%	96%	96%	97%	98%	99%	99%	100%	100%			
Loads <-- Sol-ION	1068.80	1067.75	1057.77	Négligeable	1068.80	1068.70	1068.53	1067.93	1067.70	1067.39	1066.43	1062.84	1059.50	1057.90	1057.48	1056.23	Négligeable		
	100%	100%	99%		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	99%	99%	99%			
Direct Self-Consumption (kWh)	PV --> Grid	1474.10	1474.10	1474.10	Nulle	1467.80	1467.80	1467.80	1467.80	1467.80	1467.80	1467.80	1467.80	1467.80	1467.80	1467.80	1467.80	Nulle	
	PV --> Loads	523.70	523.70	523.70	Nulle	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	Nulle	
	Loads <-- Grid	842.77	842.77	842.77	Nulle	835.91	835.91	835.91	835.91	835.91	835.91	835.91	835.91	835.91	835.91	835.91	835.91	Nulle	
	Loads <-- PV	523.70	523.70	523.70	Nulle	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	530.56	Nulle	

TAB.5-19. RESULTATS DE SIMULATION DE SOL-ION EN FONCTION DU COEFFICIENT DE SEUIL D'ENCLICHEMENT DU STOCKAGE [6 modules ; 5 kWc ; 1,37 MWh/an ; Corse].

DOD (%)	0% DOD	20% DOD	40% DOD	60% DOD	80% DOD	100% DOD	Influence
PV panel losses	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	Nulle
C1 losses	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	Nulle
C2 losses	2,06%	1,92%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	Faible
	100,0%	93,20%	92,72%	92,72%	92,72%	92,72%	
C3 losses in	3,45%	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%	Minime
	100,0%	99,13%	99,13%	99,13%	99,13%	99,13%	
C3 losses out	4,88%	3,77%	3,73%	<b>3,73%</b>	3,73%	3,73%	Grande
	100,0%	77,25%	76,43%	76,43%	76,43%	76,43%	
Battery losses	2,16%	2,86%	2,88%	<b>2,88%</b>	2,87%	2,87%	Grande
	75,00%	99,31%	100,0%	100,0%	99,65%	99,65%	
Number of cycles	2193	2185	2185	2188	2186	2187	Minime
	100,0%	99,64%	99,64%	99,77%	99,68%	99,73%	
Average DOD	3,06%	3,24%	3,24%	3,24%	3,24%	3,24%	Faible
	94,44%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Nameplate cycles	67,15	70,88	70,88	70,88	70,88	70,88	Faible
	94,74%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Loads needs	1366,5	1863,8	2360,3	<b>2856,9</b>	3354,2	3850,8	Grande
	35,49%	48,40%	61,30%	74,19%	87,10%	100,00%	
Surplus	0	497,31	993,86	1490,4	1987,7	2484,3	
Sol-ION output (without battery)	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	Nulle
Sol-ION output (with battery)	1928,2	1930,5	1930,7	1930,8	1930,7	1930,7	Négligeable
	99,87%	99,99%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
PV --> Grid	1473,3	1473,2	1473,2	1473,2	1473,2	1473,2	Négligeable
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
PV --> Loads	524,54	524,58	524,58	524,58	524,58	524,58	Nulle
Loads <-- Grid	841,93	1339,2	1835,8	<b>2332,3</b>	2829,6	3326,2	Grande
	25,31%	40,26%	55,19%	70,12%	85,07%	100,0%	
Sol-ION --> Grid	859,41	829,92	830,04	830,04	830,03	830,04	Faible
	100,0%	96,57%	96,58%	96,58%	96,58%	96,58%	
Sol-ION --> Loads	1068,8	1100,6	1100,7	1100,7	1100,7	1100,7	Faible
	97,10%	99,99%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Loads <-- Grid	297,64	763,18	1259,6	<b>1756,2</b>	2253,5	2750,0	Grande
	10,82%	27,75%	45,80%	63,86%	81,94%	100,0%	

TAB.5-22. RESULTATS DE SIMULATION DE SOL-ION EN FONCTION DE LA VARIATION D'ETAT DE CHARGE MOYENNE DE LA BATTERIE DE VE [4 modules ; 5 kWc ; 1,36 MWh/an ; Corse ; pas de temps : 8 s ; horaire : 19h].

Capa batterie	0 kWh	27 kWh	30 kWh	30 kWh	30 kWh	30 kWh	30 kWh	Influence
ΔSOC (%)	0%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	
Fréquence	Sans VE	1 jour	1 jour	2 jours	3 jours	4 jours	5 jours	
PV panel losses	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	Nulle
C1 losses	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	2,72%	Nulle
C2 losses	2,06%	1,92%	1,91%	1,98%	2,00%	2,02%	2,03%	Faible
			94,09%	97,54%	98,52%	99,51%	100,0%	
C3 losses in	3,45%	3,42%	3,42%	3,43%	3,44%	3,44%	3,44%	Minime
			99,42%	99,71%	100,0%	100,0%	100,0%	
C3 losses out	4,88%	3,77%	3,73%	4,25%	4,47%	4,58%	4,65%	Grande
			80,22%	91,40%	96,13%	98,49%	100,0%	
Battery losses	2,16%	2,86%	2,88%	2,64%	<b>2,29%</b>	2,40%	2,34%	Grande
			100,0%	91,67%	<b>79,51%</b>	83,33%	81,25%	
Number of cycles	2193	2185	2184	2187	2195	2192	2193	Minime
			99,50%	99,64%	100,00%	99,86%	99,91%	
Average DOD	3,06%	3,24%	3,25%	3,18%	3,13%	3,12%	3,10%	Faible
			100,0%	97,85%	96,31%	96,00%	95,38%	
Nameplate cycles	67,15	70,88	70,88	69,64	68,65	68,41	67,94	Faible
			100,0%	98,25%	96,85%	96,52%	95,85%	
Loads needs	1366,5	1863,8	1918,7	1918,7	<b>1924,7</b>	<b>1918,5</b>	<b>1906,6</b>	Minime
			99,69%	99,69%	100,0%	99,68%	99,06%	
Surplus	0,00	497,31	552,23	552,23	<b>558,23</b>	552,04	540,08	
Sol-ION output (without battery)	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	Nulle
Sol-ION output (with battery)	1928,2	1930,5	1930,8	1928,6	1929,8	1928,4	1928,5	Négligeable
			100,0%	99,89%	99,95%	99,88%	99,88%	
PV --> Grid	1473,3	1473,2	1473,2	1473,3	1473,3	1473,3	1473,2	Négligeable
			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
PV --> Loads	524,54	524,58	524,58	524,55	524,55	524,54	524,57	Négligeable
			100,0%	99,99%	99,99%	99,99%	100,0%	
Loads <-- Grid	841,93	1339,2	1394,1	1394,2	1400,2	1394,0	1382,0	Minime
			99,57%	99,57%	100,0%	99,56%	98,70%	
Sol-ION --> Grid	859,41	829,92	830,04	839,56	847,41	849,15	853,14	Faible
			97,29%	98,41%	99,33%	99,53%	100,0%	
Sol-ION --> Loads	1068,8	1100,6	1100,7	1089,1	1082,4	1079,2	1075,3	Minime
			100,0%	98,94%	98,33%	98,05%	97,70%	
Loads <-- Grid	297,64	763,18	817,98	829,65	842,33	839,30	831,20	Grande
			97,11%	98,49%	100,0%	99,64%	98,68%	

TAB.5-24. RESULTATS DE SIMULATION DE SOL-ION EN FONCTION DE LA CAPACITE DE BATTERIE ET DE LA FREQUENCE DE RECHARGE [4 modules ; 5 kWc ; 1,36 MWh/an ; Corse ; pas de temps : 8 s ; horaire : 19h].

$\Delta SOC$	0%	20%	40%	60%	80%	100%	$\Delta max$
$\chi_d$	38,39%	28,15%	22,22%	18,36%	15,64%	13,62%	181,78%
$\chi_i$	39,83%	30,91%	24,41%	20,17%	17,18%	14,96%	166,23%
$\chi$	78,22%	59,05%	46,63%	38,53%	32,82%	28,58%	173,64%
$\Gamma_\chi$	103,8%	109,8%	109,8%	109,8%	109,8%	109,8%	5,84%
$\alpha_d$	26,26%	26,26%	26,26%	26,26%	26,26%	26,26%	0,01%
$\alpha_i$	29,17%	30,75%	30,75%	30,75%	30,75%	30,75%	5,41%
$\alpha$	55,43%	57,01%	57,01%	57,01%	57,01%	57,01%	2,85%
$\Gamma_\alpha$	111,1%	117,1%	117,1%	117,1%	117,1%	117,1%	5,40%

TAB.5-23. PERFORMANCES SIMULEES DU SYSTEME SOL-ION EN FONCTION DE LA VARIATION D'ETAT DE CHARGE MOYENNE DE LA BATTERIE [4 modules ; 5 kWc ; 1,36 MWh/an ; Corse ; pas de temps : 8 s ; horaire : 19h].

Août	Sep.	Oct.													
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	
24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	
27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	
28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	
29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	
30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
31		31	31		31	31		31	31		31	31		31	
31	30	31	16	15	15	10	10	11	8	8	7	6	6	6	
92			46			31			23			18			Nb jours
92			92			93			92			90			Nb équi
20%			40%			60%			80%			100%			DOD
552,00			552,00			558,00			552,00			540,00			kWh

TAB.5-25. CALENDRIER ET JOURS SELECTIONNES ASSOCIES A L'INVESTIGATION DE LA FREQUENCE DE RECHARGE.

Capacité	0 kWh	27 kWh	30 kWh	30 kWh	30 kWh	30 kWh	30 kWh	
$\Delta$ SOC	0%	20%	20%	40%	60%	80%	100%	$\Delta$ max
Fréquence	Sans VE	1 jour	1 jour	2 jours	3 jours	4 jours	5 jours	
$\chi_d$	38,39%	28,15%	27,34%	27,34%	27,25%	27,34%	27,51%	40,85%
$\chi_i$	39,83%	30,91%	30,03%	29,42%	28,98%	28,91%	28,89%	37,88%
$\chi$	78,22%	59,05%	57,37%	56,76%	56,24%	56,25%	56,40%	39,09%
$\Gamma_\chi$	103,8%	109,8%	109,8%	107,6%	106,3%	105,7%	105,0%	5,84%
$\alpha_d$	26,26%	26,26%	26,26%	26,26%	26,26%	26,26%	26,26%	0,01%
$\alpha_i$	29,17%	30,75%	30,75%	30,21%	29,83%	29,71%	29,50%	5,41%
$\alpha$	55,43%	57,01%	57,01%	56,47%	56,09%	55,97%	55,76%	2,85%
$\Gamma_\alpha$	111,1%	117,1%	117,1%	115,1%	113,6%	113,2%	112,4%	5,40%

TAB.5-26. PERFORMANCES SIMULEES DU SYSTEME SOL-ION EN FONCTION DE LA CAPACITE DE BATTERIE ET DE LA FREQUENCE DE RECHARGE [4 modules ; 5 kWc ; 1,36 MWh/an ; Corse ; pas de temps : 8 s ; horaire : 19h].

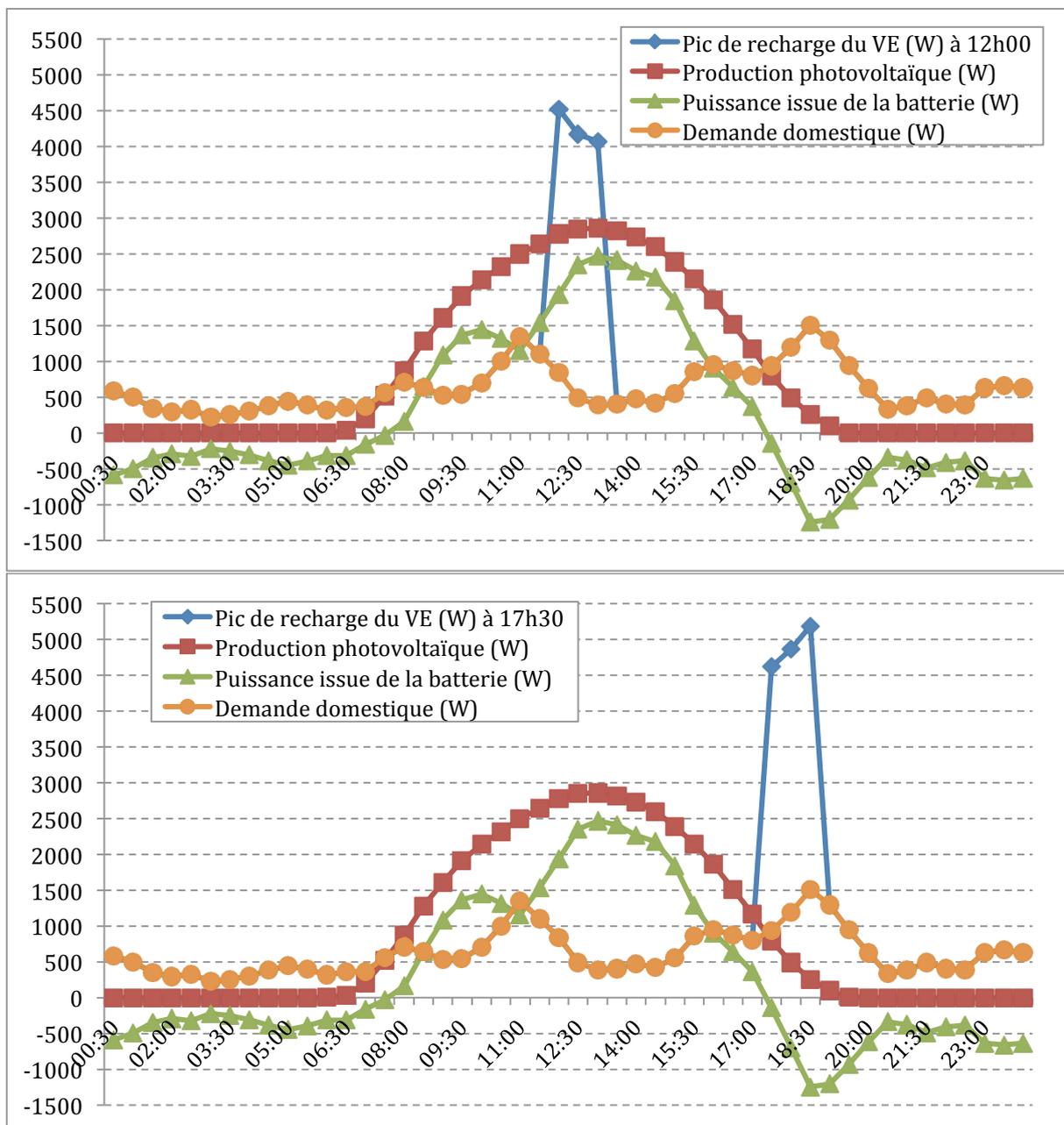


Fig.5-73. Courbes illustrant l'impact de l'horaire de la recharge du VE au regard des profils de charge et de production. Le profil de puissance issue de la batterie est affiché pour un habitat solaire sans recharge du VE.

Horaire	Sans VE	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	Influence
C2 losses	2,06%	2,04%	2,04%	2,07%	2,11%	2,09%	2,07%	2,07%	2,07%	2,03%	1,96%	1,93%	1,93%	1,91%	Grande
	97,6%	96,7%	96,7%	98,1%	100,0%	99,1%	98,1%	98,1%	98,1%	96,2%	92,9%	91,5%	91,5%	90,5%	
C3 losses (in)	3,45%	3,25%	3,30%	3,30%	3,28%	3,36%	3,42%	3,44%	3,46%	3,46%	3,44%	3,42%	3,42%	3,42%	Faible
	99,7%	93,9%	95,4%	95,4%	94,8%	97,1%	98,8%	99,4%	100%	100%	99,4%	98,8%	98,8%	98,8%	
C3 losses (out)	4,88%	4,81%	4,76%	4,66%	4,56%	4,58%	4,69%	4,61%	4,35%	4,05%	3,86%	3,73%	3,71%	3,73%	Grande
	100%	98,6%	97,5%	95,5%	93,4%	93,9%	96,1%	94,5%	89,1%	83,0%	79,1%	76,4%	76,0%	76,4%	
Battery losses	2,16%	2,49%	2,42%	2,22%	2,41%	2,16%	1,95%	1,94%	2,12%	2,41%	2,74%	3,08%	3,10%	2,88%	Grande
	69,7%	80,3%	78,1%	71,6%	77,7%	69,7%	62,9%	62,6%	68,4%	77,7%	88,4%	99,4%	100%	92,9%	
Number of cycles	2193	1853	1885	1942	1964	2074	2184	2162	2169	1982	1785	1927	2157	2184	Grande
	100%	84,5%	86,0%	88,6%	89,6%	94,6%	99,6%	98,6%	98,9%	90,4%	81,4%	87,9%	98,4%	99,6%	
Average DOD	3,06%	3,79%	3,89%	4,10%	4,30%	3,85%	3,39%	3,47%	3,56%	3,76%	4,00%	3,66%	3,28%	3,25%	Grande
	71,2%	88,1%	90,5%	95,3%	100%	89,5%	78,8%	80,7%	82,8%	87,4%	93,0%	85,1%	76,3%	75,6%	
Nameplate cycles	67,15	70,31	73,31	79,55	84,47	79,78	74,14	75,11	77,17	74,50	71,32	70,47	70,79	70,88	Grande
	79,5%	83,2%	86,8%	94,2%	100%	94,4%	87,8%	88,9%	91,4%	88,2%	84,4%	83,4%	83,8%	83,9%	
Load needs	1366,5	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	1918,7	Nulle
Sol-ION (PV seul)	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	1997,8	Nulle
Sol-ION (PV+bat)	1928,2	1925,4	1923,2	1919,0	1913,4	1919,2	1925,0	1924,5	1922,4	1925,8	1929,4	1929,5	1929,2	1930,8	Très faible
PV --> Grid	1473,3	1372,7	1286,3	1242,6	1241,4	1164,4	1108,9	1126,7	1199,4	1296,6	1364,0	1434,6	1467,6	1473,2	Grande
	100%	93,2%	87,3%	84,3%	84,3%	79,0%	75,3%	76,5%	81,4%	88,0%	92,6%	97,4%	99,6%	100%	
PV --> Loads	524,54	625,06	711,50	755,19	756,42	833,39	888,93	871,07	798,45	705,18	633,82	563,25	530,21	524,58	Grande
	59,0%	70,3%	80,0%	85,0%	85,1%	93,8%	100%	98,0%	89,8%	79,3%	71,3%	63,4%	59,6%	59,0%	
Loads <-- Grid	841,9	1293,6	1207,2	1163,5	1162,3	1085,3	1029,8	1047,6	1120,3	1213,5	1284,9	1355,5	1388,5	1394,1	Grande
	60,4%	92,8%	86,6%	83,5%	83,4%	77,8%	73,9%	75,1%	80,4%	87,0%	92,2%	97,2%	99,6%	100%	
Sol-ION --> Grid	859,4	732,5	620,9	524,0	479,5	444,5	439,7	447,5	496,0	616,0	717,4	794,0	823,4	830,0	Grande
	100%	85,2%	72,2%	61,0%	55,8%	51,7%	51,2%	52,1%	57,7%	71,7%	83,5%	92,4%	95,8%	96,6%	
Sol-ION --> Loads	1068,8	1192,9	1302,3	1395,0	1433,9	1474,6	1485,3	1477,0	1426,3	1309,8	1212,0	1135,5	1105,8	1100,7	Grande
	72,0%	80,3%	87,7%	93,9%	96,5%	99,3%	100%	99,4%	96,0%	88,2%	81,6%	76,5%	74,5%	74,1%	
Loads <-- Grid	297,6	725,9	616,4	523,7	484,8	444,1	433,4	441,7	492,4	608,9	706,7	783,2	812,9	818,0	Grande
	36,4%	88,7%	75,4%	64,0%	59,3%	54,3%	53,0%	54,0%	60,2%	74,4%	86,4%	95,7%	99,4%	100%	

TAB.5-27. RESULTATS DE SIMULATION DE SOL-ION EN FONCTION DE L'HORAIRE DE RECHARGE DU VE [4M ; 5 kWc ; 1,36 MWh/an ; Corse ; pas de tps : 8 s ; 20% DOD].