

Désignation du Projet
Designation of the project

Projet photovoltaïque Les Mées 2

Désignation du document
Designation of the document

Spécification du Monitoring

Date : 27/06/2010
Date

Rédigé par <i>Written by</i>	Vérifié par <i>Checked by</i>	Approuvé par <i>Approved by</i>
Nom : J. Brun <i>Name :</i>	Nom : B. Froidurot <i>Name :</i>	Nom : L. Jourdan <i>Name :</i>
Visa : <i>Signature</i> 	Visa : <i>Signature</i> 	Visa : <i>Signature</i>
Référence : 02 980 850 <i>Reference :</i>	Révision : 01 <i>Revision :</i>	Page : 1/82 <i>Page :</i>

TABLEAU DE MISE A JOUR

Updating board

Révision /date Rédigé par Revision/date <i>Written by</i>	Pages modifiées <i>Modified pages</i>	Origine et désignation de la modification <i>Origin and designation of the modification</i>
00_13/04/2010 J. Brun		Edition préliminaire
01_27/06/2010 J. Brun		@ IP, Calcul du RP _{ref}

TABLE DES MATIERES
Table of contents

1.	Introduction	6
1.1	Objet du document	6
1.2	Domaine d'application	6
1.3	Documents de référence	6
1.4	Glossaire des abréviations	6
1.5	Organisation du document	6
1.6	Objectif du système monitoring	7
2.	Architecture	8
2.1	Architecture Matérielle	8
2.2	Architecture Monitoring	9
2.3	Descriptions	10
2.3.1	Poste de Livraison	10
2.3.2	Postes de Transformation	10
2.3.3	Array Box	11
2.3.4	Poste distant de supervision	11
2.3.5	Descriptif du matériel et fonction de télégestion	11
2.3.5.1	Fonctions spécifiques au poste de livraison	12
2.3.5.2	Fonctions spécifiques au poste de transformation	13
2.3.5.3	Description des logiciels Kerwin et Kerweb 2	13
2.4	Réseau de communication	15
2.4.1	Architecture Réseaux Ethernet site et @IP	15
2.4.2	Architecture RS485 PDL	18
2.4.3	Architecture RS485 PTR	19
3.	Algorithme et variables dérivées	21
3.1	Les besoins d'exploitation	22
3.1.1	Un récapitulatif de production	22
3.1.1.1	La valeur théorique calculée avec l'ensoleillement ET _H , τ	23
3.1.2	Communication environnementale	23
3.1.3	Courbes ou tableaux des énergies	23
3.1.4	Rendement	24
3.1.4.1	Fraction de l'énergie solaire sur l'énergie fournie au système : F _{A,τ}	24
3.1.4.2	Rendement d'utilisation : η _{LOAD}	24
3.1.4.3	Rendement des composants du système : η _{BOS}	25
3.1.4.4	Rendement journalier du champ PV : Y _A	25
3.1.4.5	Rendement final du champ PV : Y _F	25
3.1.4.6	Rendement de référence : Y _R	25
3.1.4.7	Perte du champ PV : L _C	25
3.1.4.8	Perte des composants "hors champ PV" : L _{BOS}	26
3.1.4.9	Le Rpn normé	26
3.1.4.10	Le Rp simplifié	26
3.1.4.11	Rendement moyen champ PV : η _{Amean,τ}	26
3.1.4.12	Rendement global du système PV : η _{TOT,τ}	26
3.1.5	Capacité de stockage des Irio	27
3.1.5.1	Capacité de stockage des Irio PTR	27
3.1.5.2	Capacité de stockage de Irio PDL	27
3.2	Les besoins de maintenance	28
3.2.1	Surveillance du courant des strings d'Array Box	28
3.2.2	Surveillance de la mesure tension d'Array Box	28
3.2.3	Surveillance des Array Box	29
3.2.4	Surveillance des onduleurs	29
3.2.5	Surveillance du capteur d'éclairement	29
3.2.6	Surveillance des sondes de température stand	29

3.2.7	Surveillance de la girouette-anémomètre	29
3.2.8	Surveillance du pluviomètre	29
3.2.9	Surveillance de la température dans les postes	29
3.2.10	Autres Défauts.....	30
3.3	Les critères de rendement du site	30
3.3.1	Comparaison entre les courbes théoriques, possibles et réelles.....	30
3.3.2	Pertes du au système électrotechnique	30
4.	Ecrans et Synoptiques KERWEB	31
4.1	La page d'alarme	31
4.2	Navigation dans les synoptiques d'exploitation et de maintenance.....	31
4.2.1	Vue géographique des sites.....	33
4.2.2	Vue géographique synthétique du site	34
4.2.3	35
4.2.4	Système général	36
4.2.5	Unifilaire du poste PDL.....	37
4.2.6	Unifilaire d'un poste PTR.....	42
4.2.7	Arraybox	46
4.2.8	Verrouillage du périphérique Onduleur Xantrex (Accès PVview).....	47
4.3	Les tableaux de bord / pages textuelle	48
4.4	Les courbes	49
4.5	Les rapports	50
5.	Les fonctions du système	52
5.1	Régulation du Cos phi et limitation de puissance (P)	52
5.1.1	La régulation de Cos phi	52
5.1.2	Réduction puissance onduleur sur alarme température	53
5.2	Couplage au réseau	53
5.2.1	Généralités	53
5.2.2	Couplage après un défaut réseau de longue durée (défaut GTE).....	54
5.2.3	Couplage après une demande de découplage	56
5.3	Découplage du réseau.....	59
5.3.1	Découplage par commande de découplage DEIE	59
5.4	Gestion défaut C13-100.....	62
5.4.1	Protections C13-100.....	62
5.4.2	Traitement SEPAM.....	62
5.4.3	Traitement automate	62
5.4.4	Procédure de couplage après défaut C13-100	62
5.5	Gestion du défaut GTE	63
5.5.1	Protections GTE	63
5.5.2	Traitement d'un défaut GTE par le relais de protection SEPAM	63
5.5.3	Traitement automate	64
5.6	Reconfiguration après défaut	65
5.6.1	Défaut C13-100	65
5.6.2	Défaut GTE définitif	65
5.7	Option Gestion du RSE	66
5.8	Option Gestion de la télé action (type H4) [OPTION]	66
5.9	La limitation en Puissance Active	67
5.10	La limitation en Puissance Réactive	68
5.11	Echanges avec le DEIE	70
5.11.1	TS M340 -> DEIE	70
5.11.2	Télécommandes DEIE -> M340	71
5.11.3	Télécommandes DEIE -> RELAIS BISTABLE - >SEPAM	71
5.11.4	Initialisation des variables	72
5.12	Adresses MODBUS des variables SEPAM	73
5.12.1.1	Entrées logiques	73
5.12.1.2	Bits internes SEPAM	73
5.12.1.3	Sorties logiques	74
5.12.1.4	Défauts C13-100	74

5.13	Contrôle et monitoring	75
5.13.1	Commande opérateur des équipements électrotechniques	75
5.14	Système.....	75
5.14.1	Mise à l'heure	75
6.	Variables et Alarmes configurées dans les iRIO	76
6.1	Poste de Transformation	76
6.2	Poste de Livraison	76
7.	Calcul de la disponibilité.....	77
7.1	Généralités	77
7.1.1	Principe de calcul de l'END	77
7.1.2	Calcul du Taux de Rendement Synthétique ($TR_{synthétique}$).....	78
7.1.3	Principe de calcul du Ratio de Performance de référence ($RP_{réf}$).....	78
7.1.4	Principe de calcul du Ratio de Performance Jour (RP_{jour}).....	78
7.2	Mise en œuvre	79
7.2.1	Principe	79
7.2.2	Défauts pris en compte	79
7.2.3	Traitements et Rapports.....	80
7.2.3.1	RAPPORT JOUR de détails	80
7.2.3.2	RAPPORT MOIS	80
7.2.3.3	RAPPORT ANNUEL.....	82

1. Introduction

1.1 Objet du document

Ce document est la spécification du système de monitoring pour le Projet photovoltaïque Les Mées 2.

1.2 Domaine d'application

Production photovoltaïque de 11 MW avec livraison en Haute Tension (HTA)

1.3 Documents de référence

Ref	Désignation	Emetteur
02 980 852	Architecture Monitoring	Schneider Electric
02 980 851	Liste IO des points physiques	Schneider Electric
02 980 959	Liste des variables & alarmes PTR	Schneider Electric
02 980 960	Liste des variables & alarmes PDL	Schneider Electric
[DEIE_doc]	Document présentant les caractéristiques et le fonctionnement du boîtier Poste Asservi (PA) pour le dispositif d'échange d'informations d'exploitation entre ERDF et le site de production. Il décrit sa mise en œuvre et la nature des informations	ERDF

1.4 Glossaire des abréviations

ArrayBox	Boîte de raccordement énergie, et mesure d'un champ photovoltaïque
string	Panneau de cellule PV mise en série et en parallèle
PTR	Poste de transformation
PDL	Poste de livraison
PV	PhotoVoltaïque
RPD	Réseau Public de distribution
DEIE	Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation entre ERDF et un site producteur
PA	Le Poste Asservi du DEIE est un calculateur en liaison avec ERDF et l'automate de télégestion du site producteur.
TC	TeleCommande
TS	TeleSignalisation
TM	Telemesure
TVC	Televaleurs de consigne
END	Energie Non Distribuée (pendant une défaillance)

1.5 Organisation du document

Ce document contient les chapitres :

1. l'introduction et les buts
2. le rappel du besoin
3. les données dérivées et les algorithmes
4. les écrans
 - o d'exploitation
 - o de maintenance

-
- de rendement
 - 5. les fonctions de régulation électrique

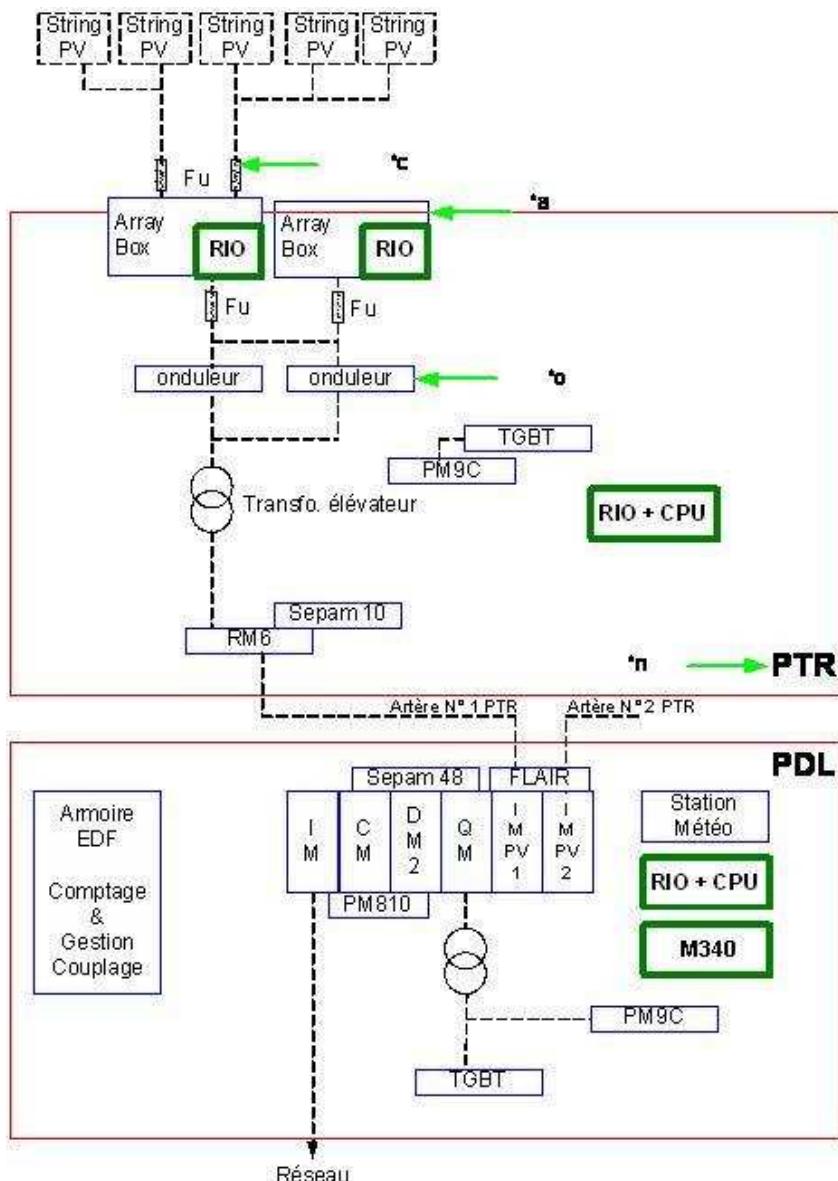
1.6 Objectif du système monitoring

Le but du monitoring :

- Satisfaire les besoins d'exploitation
 - récapitulatif de production
 - communication environnementale
 - courbes ou tableaux des énergies
 - rendements
- Satisfaire les besoins de maintenance
 - surveillance du système PV
 - surveillance détaillée des équipements tant électrotechnique que système
- vérifier les critères de rendement du site
 - comparaison entre les courbes théoriques, possibles et réelles
 - surveiller les pertes dues au système électrotechnique
- Fournir des données sur la disponibilité
 - compter l'énergie théorique non produite pendant les pannes

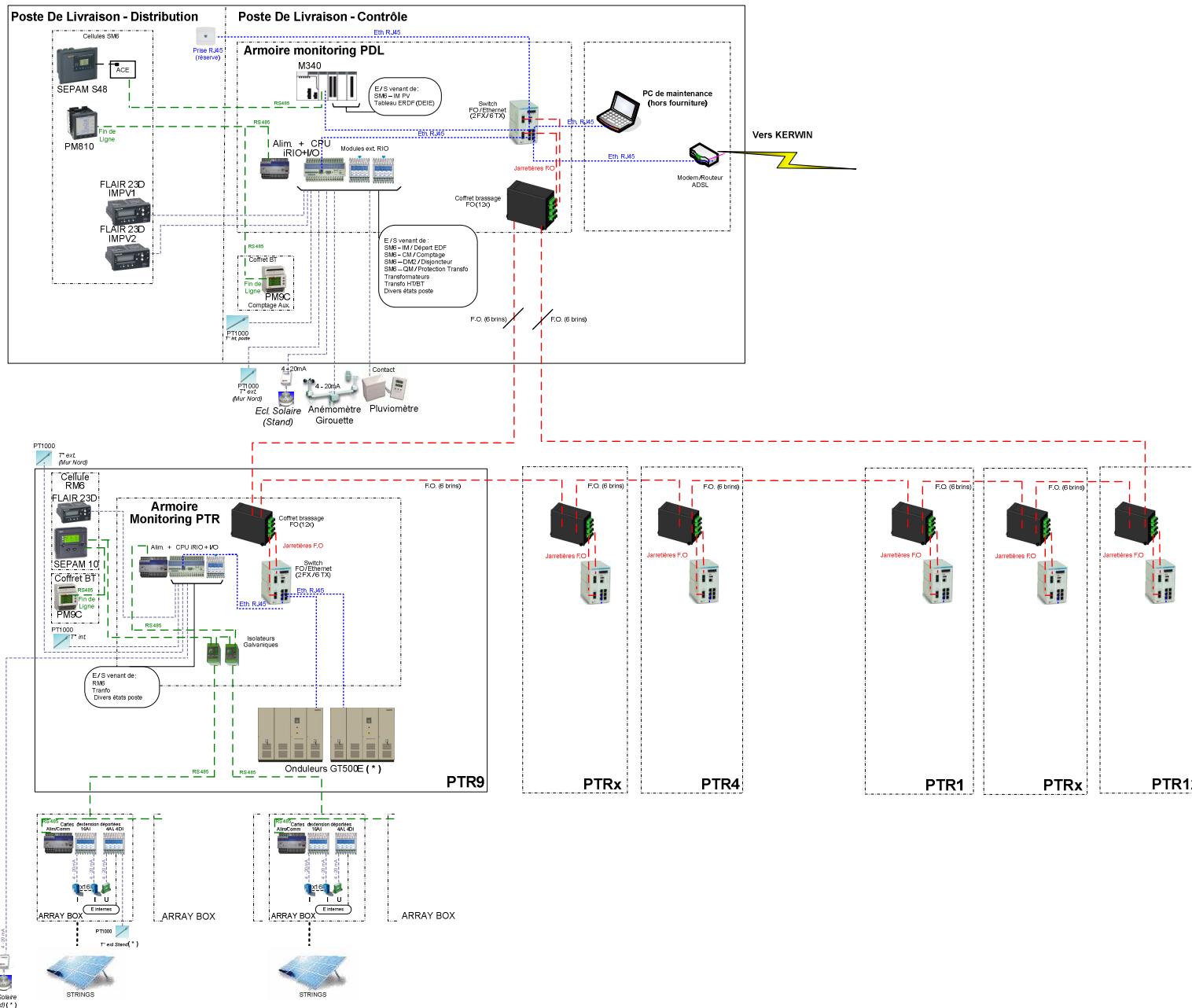
2. Architecture

2.1 Architecture Matérielle



Quantitatif	Projet photovoltaïque Les Mées 2	
	PTRs 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 11	PTRs 8, 12
(C) String par Array Box (max)	16	16
(A) Arraybox par PTR	8	4
(O) Onduleur par PTR	2	1
(N) Nombre de PTR	10	2

2.2 Architecture Monitoring



(*) suivant configuration

2.3 Descriptions

2.3.1 Poste de Livraison

Le PDL contient principalement :

- 1 coffret EDF (comptage + couplage)
- 1 centrale de mesure PM810 pour le comptage interne vers le réseau
- 1 coffret BT et sa centrale de mesure PM9C pour les auxiliaires
- 1 protection Sepam
- 1 cellule SM6 - IM (IM edf) pour le raccordement réseau EDF
- 1 cellule SM6 – CM (Comptage)
- 1 cellule SM6 - DM2 (Disjoncteur)
- 1 cellule SM6 - QM pour les auxiliaires
- 2 cellules SM6 IM pour le raccordement des PTR
- 1 cellule FLAIR pour la surveillance des 2 IM (IM pv) de raccordement des PTR
- 1 armoire de monitoring avec son automate de télégestion iRIO et automate M340 d'interface DEIE
- 1 capteur de température intérieure (côté BT)
- 1 capteur de température extérieure (côté ombre)
- 1 anémomètre/girouette
- 1 pluviomètre
- 1 capteur d'éclairement (physiquement installée sur un stand)
- équipements client (hors fourniture) : armoire vidéo, armoire de communication, centrale incendie, ...

2.3.2 Postes de Transformation

Quantité = 12

Chaque PTR contient principalement :

- 1 ou 2 onduleurs Xantrex GT500E suivant la configuration
- 1 coffret BT et sa centrale de mesure PM9C pour les auxiliaires
- 1 transformateur élévateur de tension
- 1 cellule RM6 avec son module de protection SEPAM 10
- 1 armoire de monitoring avec son automate de télégestion iRIO
- 1 capteur de température intérieure
- 1 capteur de température extérieure
- 1 capteur d'éclairement sur stand (présent sur PTR 3, PTR 5, PTR 11)

2.3.3 Array Box

Quantité = 4 ou 8 par PTR suivant la configuration

Chaque Array Box contient principalement :

- o 16 entrées de string (max), protégées par fusible
- o 1 interrupteur général
- o 1 configuration d'extension d'E/S RIO pour le monitoring (I, U, état parafoudre, ...)
- o 1 capteur de température intérieure
- o 1 capteur de température sous panneau (présent sur l'Array Box N°2 de chaque PTR)

2.3.4 Poste distant de supervision

Serveur distant KERWIN situé aux Ulis (serveur commun avec Vinon, Les Mées 1)

2.3.5 Descriptif du matériel et fonction de télégestion

Base matérielle iRIO:

L'iRIO est un satellite de télégestion conçu autour d'un processeur (CPU) qui dispose de mémoire Flash EPROM (programme d'exploitation) et de Ram Statique (données et paramètres) et 16 Mo de mémoire Ram dynamique.

Ce matériel est modulaire, il offre la possibilité de s'interfacer avec une gamme de cartes filles d'extension (entrées/sorties logiques et analogiques).

Répartition des iRIO :

- 1 par poste (PDL, PTR)

Les Array Box disposent d'extension d'entrées logiques et analogiques déportées de l'iRIO du PTR.

La liaison PTR-Array Box est assurée en MODBUS.

Base logicielle iRIO :

La puissance de traitement d'un iRio est assurée par le logiciel d'acquisition et de contrôle XFlow.

Ce logiciel, entièrement Web, réalise les tâches suivantes :

- Récupérer des données provenant des différents capteurs et équipements.
- Effectuer les traitements et calcul sur ces données :
- Calcul de puissances.
- Calcul d'énergies.
- Calcul de rendements.
- Calcul de pertes.
- Stocker ces données dans les limites de ses capacités en mémoire.
- Effectuer les fonctions de surveillance :
- Déetecter les défauts et les alarmes.
- Déetecter les dysfonctionnements systèmes et les pannes des équipements.
- Transférer les données vers le serveur central de supervision.
- Mettre à disposition de l'utilisateur l'ensemble des données d'exploitation par des fonctions évoluées : rapports, tableaux de bords, synoptiques, etc.
- Exécuter des fonctions systèmes : petits automatismes (ex : couplage/découplage).

Base matérielle M340:

Les fonctions d'interfaçage avec le système de gestion du réseau de distribution (DEIE) sont hébergées dans un automate M340.

Ce matériel s'interface avec le DEIE par des cartes d'entrées/sorties :

- 1 carte d'entrées analogiques
- 1 carte d'entrées TOR
- 1 carte de sorties TOR
- connexion Ethernet sur le switch
- acquisition des informations du SEPAM S48 (com RS485)

Base logicielle M340 :

Logiciel de programmation Unity Pro.

2.3.5.1 Fonctions spécifiques au poste de livraison

Acquisitions iRIO

- L'acquisition des mesures du vent & pluviométrie & éclairement
- L'acquisition TOR des informations du postes de livraison (positions & alarmes HTA, Aux,)
- L'acquisition des mesures des auxiliaires (com RS485)
- L'acquisition des mesures de la production ou de la consommation de la centrale (com RS485)

Télécommande iRIO

- Commande ouverture / fermeture cellules HTA (DM2)

Traitements iRIO

- Consolidation des données en provenance des postes de transformation
- Calcul de production CC, calcul de puissances, calcul d'énergies Act./React
- Calcul d'énergie théorique à partir de l'ensoleillement
- Calcul de rendements solaires en particulier le RP,
- calcul de pertes et de la disponibilité

Acquisitions M340

- acquisition et le renvoi des informations du coffret DEIE
- acquisition des informations du SEPAM S48 (com RS485)

Télécommande M340

- Commande ouverture / fermeture cellules IM pv

Traitements

- Gestion des informations du DEIE
- Gestion découplage/couplage
- Gestion de la limitation de puissance active et réactive

Surveillances

- Détection des défauts et des alarmes (anomalie de production, intrusions, etc...)
- Détection des dysfonctionnements systèmes et des pannes des équipements
- Alarmes à distance

Transfert

- Archivage des données analogiques et TOR en cas de coupure de la communication avec le serveur central
- Transfert des données vers le serveur central

Exploitation (à partir d'un PC portable ou par le Web)

- Accès à des données d'exploitation et de configuration (synoptiques, tableau de bord, etc...)
- Interface Web

2.3.5.2 Fonctions spécifiques au poste de transformation

Acquisitions

- La mesure du courant continu délivré par les strings dans chaque coffret (Array Box)
- La mesure de la tension de sortie dans chaque coffret (Array Box)
- L'acquisition des informations TOR de chaque coffret (Array Box)
- L'acquisition des informations (TOR & ANA) de chaque Onduleur par communication série
- L'acquisition des mesures de température intérieure/ extérieure du poste
- L'acquisition de la température des modules (dans la zone à proximité du poste)
- L'acquisition de la mesure de l'éclairement solaire
- L'acquisition des informations TOR des postes (positions & alarmes HTA, Aux,)
- L'acquisition des mesures des auxiliaires (com RS485)

Télécommande

- Ouverture/Fermeture RM6 (par communication)

Traitements

- Calcul de production CC, calcul de puissances, calcul d'énergies
- Calcul d'énergie théorique à partir de l'ensoleillement
- Calcul de rendements solaires en particulier le RP,
- calcul de pertes et de la disponibilité

Surveillances

- Détection des défauts et des alarmes (anomalie de production, intrusions, etc...)
- Détection des dysfonctionnements systèmes et des pannes des équipements
- Alarmes à distance

Transfert

- Archivage des données analogique et TOR en cas de coupure de la communication avec le serveur central
- Transfert des données vers le serveur central (Serveur non fourni)

Exploitation (à partir d'un PC portable ou par le Web)

- Accès à des données d'exploitation et de configuration (synoptiques, tableau de bord, etc...)
- Interface Web

2.3.5.3 Description des logiciels Kerwin et Kerweb 2

Le poste central de supervision est constitué d'un serveur (hors fourniture) équipé principalement des logiciels de supervision Kerwin et Kerweb 2. Cet équipement est distant du site.

Les produits Kerwin et Kerweb 2 assurent les fonctions suivantes :

- Récupérer et centraliser les données provenant des Unités locales de télégestion iRio des postes de transformation et du poste de livraison :
- Données d'exploitation et de production.
- Données d'environnement.
- Données de maintenance.
- Effectuer des traitements sur les données.
- Mettre en forme les données (rapports, synoptiques, tableaux de bord, etc.).
- Stocker et sauvegarder l'ensemble des données.
- Mettre à disposition de l'utilisateur les données de l'application (quasi temps réel).
- Déetecter et signaler les défauts et les dysfonctionnements à l'utilisateur.
- Mettre à l'heure toutes les unités iRio.
- Assurer certaines fonctions de surveillance ne pouvant être prises en charge par les ULT iRio.
- Permettre à l'utilisateur d'effectuer à distance certaines fonctions système.

Note :

Les données tant analogiques que TOR sont mémorisés (archivage temporaire) dans les iRIOs. La capacité de stockage est de 1 mois pour les données archivées à la minute ou 10 mn et de plusieurs années pour les données heure, jour mois, année.

L'archivage global est effectué par Kerwin dans une base de données SQL.

2 mécanismes d'échange existent entre les iRIO du site et le superviseur Kerwin :

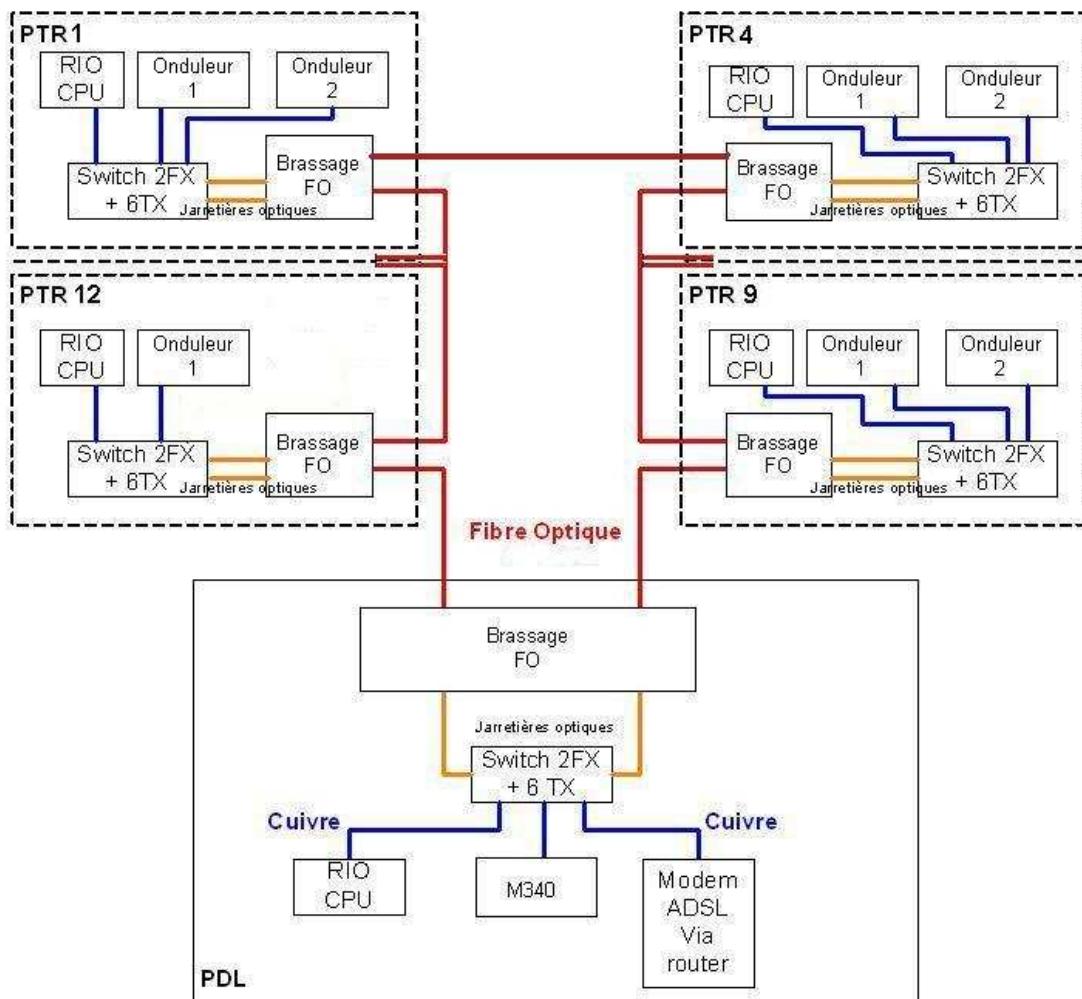
Lecture cyclique par le Kerwin des données des irio (environ 15mn)

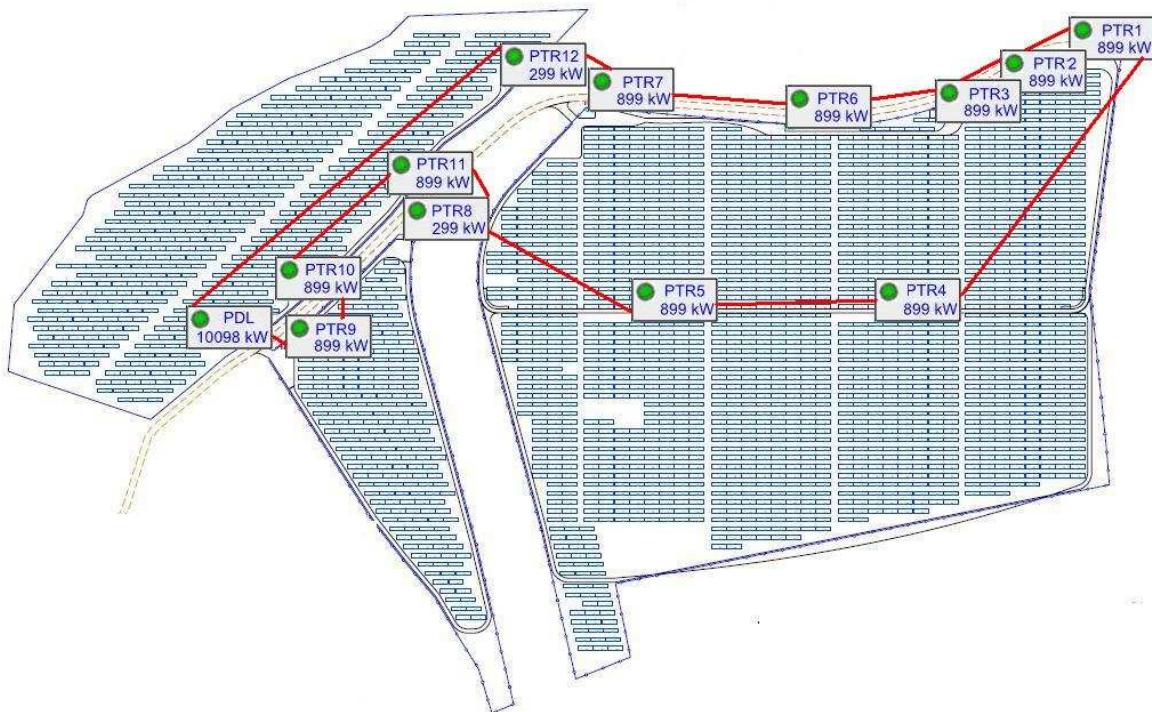
Envoi des alarmes par les iRIO lors de leur apparition

2.4 Réseau de communication

2.4.1 Architecture Réseaux Ethernet site et @IP

Architecture

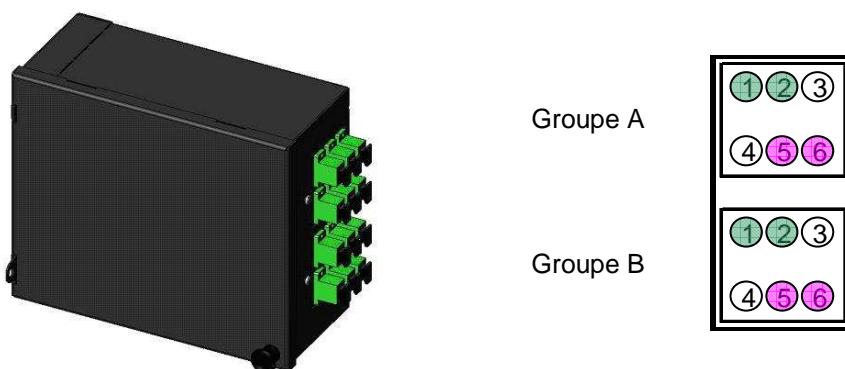




Type de fibre optique :

Câble optique de 6 brins.
Type de fibre : Multi-Mode
Diamètre : 50/125 µm
type OM2 débit 100 Mbits/s
fiches SC-PC

Coffret optique :



Toutes les fibres sont connectées au coffret (au total 2x6 fibres)

Affectations :

Monitoring :

A1, A2, B1, B2

Vidéo :

A5, A6; B5, B6

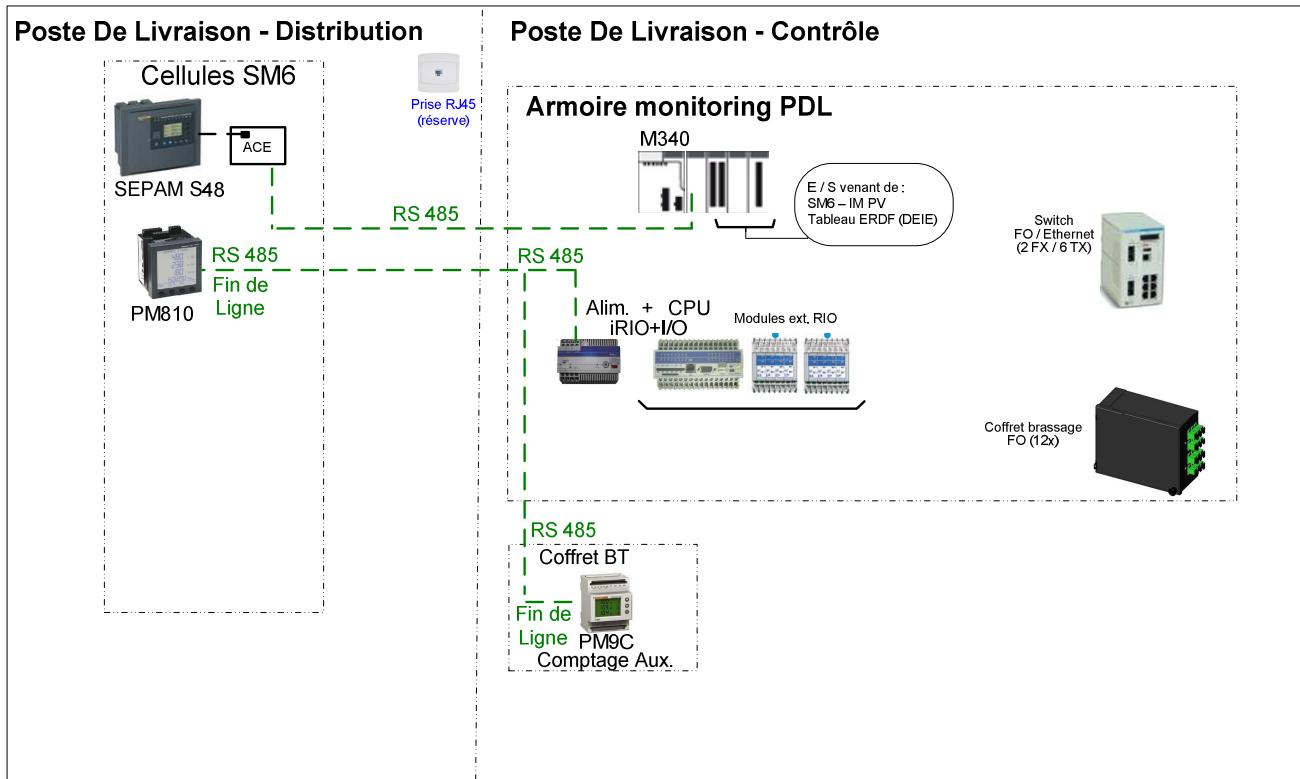
Topologie du cheminement de la Fibre Optique :

TENANT (coffret optique de l'armoire monitoring)		ABOUTISSANT (coffret optique de l'armoire monitoring)		Longueur (m)
PTR N°xx ou PDL	Connecteurs	PTR N°xx ou PDL	Connecteurs	
01	B1, B2	02	A1, A1	69
02	B1, B2	03	A1, A1	47
03	B1, B2	06	A1, A1	131
06	B1, B2	07	A1, A1	158
07	B1, B2	12	A1, A1	71
12	B1, B2	PDL	A1, A1	269
01	A1, A2	04	B1, B2	374
04	A1, A2	05	B1, B2	191
05	A1, A2	08	B1, B2	238
08	A1, A2	11	B1, B2	40
11	A1, A2	10	B1, B2	128
10	A1, A2	09	B1, B2	40
09	A1, A2	PDL	B1, B2	33

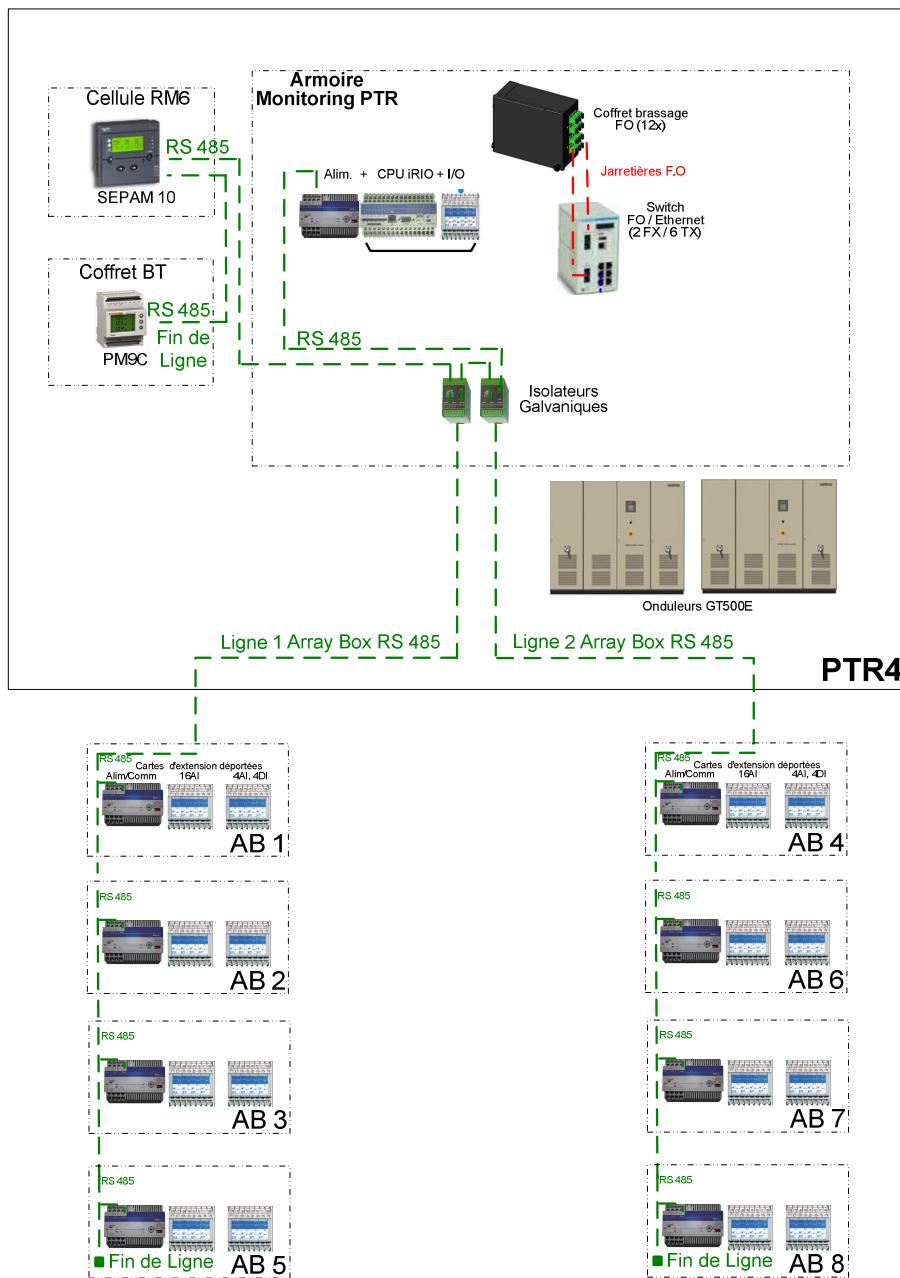
Adresse IP

@IP	Switch	iRIO	Onduleur 1	Onduleur 2	M340
PDL	192.168.102.1	192.168.102.5	NA	NA	192.168.102.6
PTR1	192.168.102.10	192.168.102.15	192.168.102.11	192.168.102.12	NA
PTR2	192.168.102.20	192.168.102.25	192.168.102.21	192.168.102.22	NA
PTR3	192.168.102.30	192.168.102.35	192.168.102.31	192.168.102.32	NA
PTR4	192.168.102.40	192.168.102.45	192.168.102.41	192.168.102.42	NA
PTR5	192.168.102.50	192.168.102.55	192.168.102.51	192.168.102.52	NA
PTR6	192.168.102.60	192.168.102.65	192.168.102.61	192.168.102.62	NA
PTR7	192.168.102.70	192.168.102.75	192.168.102.71	192.168.102.72	NA
PTR8	192.168.102.80	192.168.102.85	192.168.102.81	NA	NA
PTR9	192.168.102.90	192.168.102.95	192.168.102.91	192.168.102.92	NA
PTR10	192.168.102.100	192.168.102.105	192.168.102.101	192.168.102.102	NA
PTR11	192.168.102.110	192.168.102.115	192.168.102.111	192.168.102.112	NA
PTR12	192.168.102.120	192.168.102.125	192.168.102.121	NA	NA

2.4.2 Architecture RS485 PDL



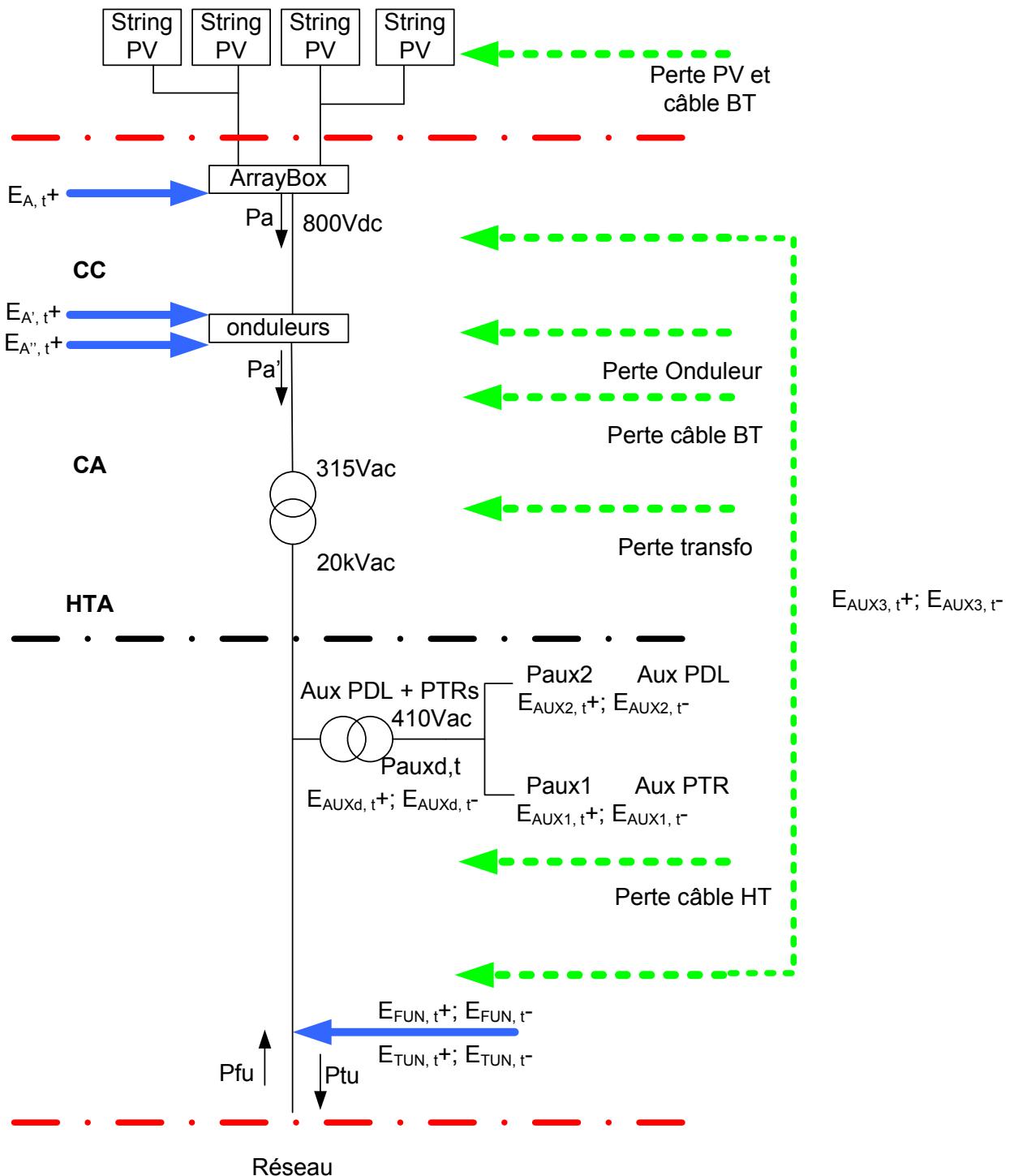
2.4.3 Architecture RS485 PTR



Affectation des Array Box par lignes

PTR	Ligne	AB	AB	AB	AB	AB	AB
1	1	1	2	3	4	5	
	2	6	7	8			
2	1	1	2	4	3	5	
	2	6	7	8			
3	1	1	2	3	4	5	
	2	6	7	8			
4	1	1	2	3	5		
	2	4	6	7	8		
5	1	1	2	3	4	5	
	2	6	7	8			
6	1	1	3	5	7		
	2	2	4	6	8		
7	1	1	3	5	7		
	2	2	4	6	8		
8	1	2	1				
	2	3	4				
9	1	2	1				
	2	3	4	5	6	7	8
10	1	1	3	5	6		
	2	2	4	7	8		
11	1	1	2	3	4	5	
	2	6	7	8			
12	1	2	3				
	2	1	4				

3. Algorithme et variables dérivées



Energie	Description	Commentaires
$E_{A,\tau}$	E_{DC} sortie des panneaux solaires	Mesures I, U dans les Array Box
$E_{A',\tau}$	E_{DC} en entrée de l'onduleur	données de com de l'onduleur, précision de la mesure =2.5%
$E_{A'',\tau}$	E_{AC} en sortie de l'onduleur	données de com de l'onduleur, précision de la mesure =2.5%
$E_{TUN,\tau+}$	énergie active fournie au réseau	donnée PM810
$E_{TUN,\tau-}$	énergie réactive fournie au réseau	donnée PM810
$E_{FUN,\tau+}$	énergie active consommée sur le réseau	donnée PM810
$E_{FUN,\tau-}$	énergie réactive consommée sur le réseau	donnée PM810
$E_{AUXd,\tau+}$	énergie active consommée par les auxiliaires des postes PDL et PTR	donnée PM9C
$E_{AUXd,\tau-}$	énergie réactive consommée par les auxiliaires des postes PDL et PTR	donnée PM9C
$E_{AUX1,\tau+}$	énergie active consommée par les auxiliaires des postes PTR	donnée PM9C
$E_{AUX1,\tau-}$	énergie réactive consommée par les auxiliaires des postes PTR	donnée PM9C
$E_{AUX2,\tau+}$	énergie active consommée par les auxiliaires du poste PDL	donnée calculée par différence
$E_{AUX2,\tau-}$	énergie réactive consommée par les auxiliaires du poste PDL	donnée calculée par différence
$E_{AUX3,\tau+}$	énergie active perdue dans le système PV	donnée calculée par somme
$E_{AUX3,\tau-}$	énergie réactive perdue dans le système PV	donnée calculée par somme

3.1 Les besoins d'exploitation

3.1.1 Un récapitulatif de production

Un total depuis la mise en service et la valeur courante depuis le début de la journée contenant :

- La valeur théorique du plan de financement $E_{Th\ PF,\tau}$
- La valeur théorique calculée avec l'ensoleillement $E_{Thl,\tau}$
- La valeur produite réelle sur le réseau $E_{TUN,\tau}$
- La valeur consommée réelle sur le réseau $E_{FUN,\tau}$
- La valeur perdue dans le système incluant la consommation des auxiliaires $E_{AUX,\tau}$
- L'équivalent produit en tonne de CO₂ Q_{CO2}

$E_{Th\ PF,\tau}$ donnée par le client (plan de financement) 1 valeur par jour sur 1 an

$E_{Thl,\tau}$ = voir ci-dessous

$E_{AUX,\tau} = E_{A,\tau} - E_{TUN,\tau} + E_{FUN,\tau}$

$Q_{CO2,\tau} = E_{TUN,\tau} * Coef_{CO2}$

Paramètres:

- $Coef_{CO2} = 0,6$ coefficient par pays (en Kg CO₂/kWh)

3.1.1.1 La valeur théorique calculée avec l'ensoleillement $E_{Thl,T}$

Cette valeur correspond à la valeur théorique de production réseau

$$E_{Thl,T} = \eta_{Bosth} * \sum_T ((1 + Coef_{P/\theta} * (T - T_{ref})) * G_l * T) * P_0 / G_{l,ref}$$

- T_{ref} : température de référence (25°C c'est la norme des essais)
- $Coef_{P/\theta}$: coefficient de modification de la puissance par rapport à la température = - 0,0045 °C⁻¹
- η_{Bosth} : rendement théorique du système électrique (entre le réseau et le champ PV) = 0,928
- $G_{l,ref}$: éclairement de référence du champ PV (1000 en W/m²)
- P_0 : puissance nominale crête du champ PV (en kW)

N° PTR	Puissance Crête P_0 (kW)
1	1101,4
2	1111,6
3	1111,6
4	1091,2
5	1105,7
6	1111,6

N°PTR	Puissance Crête P_0 (kW)
7	1105,7
8	571,1
9	1075,3
10	1105,7
11	1085,4
12	522,4

- T : température sous stand moyennée (moyenne des 2 températures sous stand)
- G_l : éclairement dans le plan des modules PV moyen en W/m²

Échantillonnage : ~ 5s (max 10s) pour G_l et ~ 10s (max 12s) pour T
Archivage : 1mn

Ce calcul $E_{Thl,T}$ s'effectue toutes les 5s.
Le stockage se fait à l'heure, jour, mois, année

3.1.2 Communication environnementale

En temps réel (minute) :

- L'éclairement G_l
- La vitesse du vent S_w
- La direction du vent
- La température moyenne des strings photovoltaïques T_M
- La température moyenne extérieure T_{AM}
- La pluviométrie
- L'irradiation solaire depuis le début de la journée $H_{l,D}$

Depuis le début de la mise en service :

- L'équivalent produit en tonne de CO²

Paramètres:

- Coef_{CO2} = 0,600 coefficient par pays (en Kg CO²/kWh)

3.1.3 Courbes ou tableaux des énergies

Les énergies sont stockées toutes les minutes et sont représenté en kWh.
Une valeur horaire, journalière, mensuelle et annuelle de la donnée est aussi calculée.

Les données minutes ne sont calculées et stockées que pour permettre l'élaboration des autres données. Les autres données sont conservées sans limite.

La base d'exploitation est limitée comme ci-dessus, ce qui permet une rapidité d'accès. Par contre une base historique est remplie sans limite.

3.1.4 Rendement

Informations	Période de calcul (H = heure ; J = jours ; M = mois ; A = année)
Fraction de l'énergie solaire sur l'énergie fournie au système : $F_{A,T}$	H, J, M
Rendement d'utilisation : η_{LOAD}	H, J, M
Rendement des composants du système : η_{BOS}	H, J, M
Rendement journalier du champ PV : Y_A	J
Rendement mensuel du champ PV : Y_A	M
Rendement journalier final du champ PV : Y_F	J
Rendement de référence : Y_R	J, M
Perte du champ PV : L_c	J
Perte des composants "hors champ PV" : L_{BOS}	J
Indice de performance norme : R_{Pn}	J, M
Indice de performance simplifié : R_P	J, M
Rendement moyen champ PV : $\eta_{Amean,T}$	H, J
Rendement global du système PV : $\eta_{TOT,T}$	H, J

3.1.4.1 Fraction de l'énergie solaire sur l'énergie fournie au système : $F_{A,T}$

Rapport entre l'énergie solaire (en sortie des panneau)x et toutes les énergies qui rentre dans le système (solaire + réseau)

$$F_{A,T} = E_{A,T} / E_{IN,T} \quad (\text{sans unité})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)

Archivage : 1H, 1J, 1M

$E_{IN,T}$: énergie entrant dans le site = somme de toutes les énergies qui rentre dans le système électrique
 $E_{in,T} = E_{A,T} + E_{FUN,T}$ (kWh)

3.1.4.2 Rendement d'utilisation : η_{LOAD}

Rapport entre l'énergie produite par le site (envoyé sur le réseau) et toutes les énergies qui rentre dans le système (solaire + réseau)

$$\eta_{LOAD} = E_{TUN,T} / E_{IN,T} \quad (\text{sans unité})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)

Archivage : 1H, 1J, 1M

3.1.4.3 Rendement des composants du système : η_{BOS}

Rapport entre l'énergie réseau (en entrée et en sortie) et l'énergie solaire sur les panneaux

$$\eta_{BOS} = (E_{TUN, \tau} - E_{FUN, \tau}) / E_{A, \tau} \quad (\text{sans unité})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)

Archivage : 1H, 1J, 1M

3.1.4.4 Rendement journalier du champ PV : Y_A

Nombre d'heures à puissance crête pour produire l'énergie solaire en sortie des panneaux PV de la journée

P0 = puissance crête du champ en kW.

- P0 Site = 12098,7 kW

$$Y_A = E_{A, d} / P_0 \quad (\text{h})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)

Archivage : 1J, 1M

3.1.4.5 Rendement final du champ PV : Y_F

Nombre d'heures à puissance crête pour fournir l'énergie fournie au réseau de la journée

P0 = puissance crête du champ en kW.

- P0 Site = 12098,7 kW

$$Y_F = Y_A * \eta_{LOAD} \quad (\text{h})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)

Archivage : 1J, 1M

3.1.4.6 Rendement de référence : Y_R

Nombre d'heures à puissance solaire de référence pour fournir l'énergie solaire (irradiation) de la journée

G_i ref = éclairement de référence 1000 W/m²

Calcul :

$$Y_R = \tau * (\sum_d G_i) / G_{I\ ref} \quad (\text{h})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)

Archivage : 1J, 1M

3.1.4.7 Perte du champ PV : L_c

$$L_c = Y_R - Y_A \quad (\text{h})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)

Archivage : 1J, 1M

3.1.4.8 Perte des composants "hors champ PV" : L_{BOS}

$$L_{BOS} = Y_A * (1 - \eta_{BOS}) \quad (h)$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)
Archivage : 1J, 1M

3.1.4.9 Le Rpn normé

$$R_{Pn} = Y_F / Y_R \quad (\text{sans unité})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)
Archivage : 1J, 1M

3.1.4.10 Le Rp simplifié

$$R_P = (E_{TUN, d} * G_{I ref}) / (\sum_d G_I * P_0) \quad (\text{sans unité})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)
Archivage : 1J, 1M

3.1.4.11 Rendement moyen champ PV : $\eta_{Amean,T}$

A_S = surface totale des panneaux solaires xxxxxxxxx m²

Calcul :

$$\eta_{Amean,T} = E_{A,T} / (A_S * T * \sum_T (G_I)) \quad (\text{sans unité})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)
Archivage : H, J

3.1.4.12 Rendement global du système PV : $\eta_{TOT,T}$

$$\eta_{TOT,T} = \eta_{Amean,T} * \eta_{LOAD} \quad (\text{sans unité})$$

Échantillonnage : ~ 10s (max 11s)
Archivage : H, J

Paramètres:

- P_0 = puissance nominale crête du champ PV (en kW)
- $G_{I ref}$ = éclairement de référence du champ PV (en W/m²)

$F_{A,T}$ et η_{LOAD} ne seront utiles que si la consommation du site est suffisamment importante pour être visible.

Ces différents rendements sont calculés sur le site.

Le RP est aussi calculé PTR par PTR en utilisant la somme des énergies des 2 onduleurs et le P_0 du PTR

3.1.5 Capacité de stockage des Irio

3.1.5.1 Capacité de stockage des Irio PTR

Fichier	Type de données	Période d'enreg	Nbre d'enreg	Durée de sauv
ETAT	Etat d'entrées TOR		1000	
METEO	températures et pyranomètre	1 mn	52560	36 jours
ENERGIE_H	énergies horaires	1 h	175200	20 ans
ENERGIE_J	énergies journalières	1 j	7300	20 ans
ENERGIE_M	énergies mensuelles	1 M	240	20 ans
ENERGIE_A	énergies annuelles	1 an	20	20 ans
PM9C	données du PM9C auxiliaire	10 mn	43200	300 jours
SEPAM	données du Sepam 10	10 mn	43200	300 jours
ABx_MES	données de l'ArrayBox x	1mn	43200	30 jours
ONDx	données de l'onduleur x	1mn	43200	30 jours
PERF_H	énergie théorique horaire par l'ensoleillement	1 h	175200	20 ans

La durée maximum de coupure de l'ADSL entre le Kerwin et le site est de 30 jours pour qu'il y ait une perte de données.

3.1.5.2 Capacité de stockage de Irio PDL

Fichier	Type de données	Période d'enreg	Nbre d'enreg	Durée de sauv
METEO	températures intérieure, extérieure et pluviométrie et vent	10 mn	52560	1 an
ENERGIE_H	énergies horaires PM810 aux et EDF + énergie théorique ensoleillement	1 h	175200	20 ans
ENERGIE_J	énergies journalières PM810 aux et EDF + énergie théorique ensoleillement	1 j	7300	20 ans
ENERGIE_M	énergies mensuelles PM810 aux et EDF + énergie théorique ensoleillement	1 M	240	20 ans
ENERGIE_A	énergies annuelles PM810 aux et EDF + énergie théorique ensoleillement	1 an	25	25 ans
PM810	données du P810 réseau	10 mn	52560	1 an
PM9C	données du PM9C auxiliaire	10 mn	52560	1 an
SEPAM	données du Sepam S48	10 mn	52560	1 an
METEO_J	températures intérieure, extérieure et vent (moyenne) et pluviométrie (somme)	1 j	7300	20 ans
PERF_H	rendements horaires de la ferme solaire (valeurs norme solaire)	1 h	175200	20 ans
PERF_J	rendements journaliers de la ferme solaire (valeurs norme solaire)	1 j	7300	20 ans
PERF_M	rendements mensuels de la ferme solaire (valeurs norme solaire)	1 M	240	20 ans
GI_H	irradiation horaire (énergie solaire)	1 h	175200	20 ans
GI_J	irradiation journalière (énergie solaire)	1 j	7300	20 ans
GI_M	irradiation mensuelle (énergie solaire)	1 M	240	20 ans

La durée maximum de coupure de l'ADSL entre le Kerwin et le site est de 1 an pour qu'il y ait une perte de données.

3.2 Les besoins de maintenance

Les équipements à surveiller sont :

- Les strings PV (arrivée Arraybox)
- Les arraybox
- Les fusibles des arrivées Arraybox
- Les onduleurs
- Les câbles
- Les capteurs de mesure
- Les transformateurs
- Les cellules HTA
- Les auxiliaires de postes
- Les éléments du monitoring

3.2.1 Surveillance du courant des strings d'Array Box

Les Array Box possèdent chacune 16 entrées (max.) de string.

Un capteur 0-1V reflète l'image d'un courant string 0 - 20A. Chaque capteur est connecté à une entrée analogique de la configuration iRIO dans l'Array Box.

- Surveillance du courant d'un string :

Le courant string d'une Array Box est surveillée et une alarme est générée :

Défaut	Seuil	Libellé	Remarque
Saturé	>25A	ABxx – String No xx : détection I maxi	
Nulle	<= 0,4 A	ABxx – String No xx : détection I mini	L'alarme est montée que si une des entrées I string de la même Arraybox est à au moins 15% de sa valeur nominale.

Lorsqu'une entrée string est non utilisée, ses alarmes sont inhibées.

- Surveillance de la somme des courants string d'une Array Box :

La somme (I_{AB}) des courants string d'une Array Box est surveillée et une alarme est générée :

Défaut	Seuil	Libellé	Remarque
Nulle	<= (16 x 0,4) A	ABxx – détection I mini	L'alarme est montée que si l'une des sommes de courant d'une Array Box d'un même PTR est à au moins 15% de sa valeur nominale.

3.2.2 Surveillance de la mesure tension d'Array Box

Un capteur 0-1V reflète l'image d'une tension 0 – 800V de l'Array Box. Ce capteur est connecté à une entrée analogique de la configuration iRIO dans l'Array Box. L'entrée analogique est surveillée et des alarmes sont générées :

Défaut	Seuil	Libellé	Remarque
Saturé	>1000V	AB No xx – détection U DC Max	
Nulle	<100V	AB No xx – détection U DC Mini	L'alarme est montée que si une des entrées I string de la même Arraybox est à au moins 15% de sa valeur nominale.

3.2.3 Surveillance des Array Box

Surveillance de l'interrupteur : alarme "ABxx – Interrupteur ouvert"

Surveillance de l'état fin de vie des protections foudre : alarme "ABxx – Fin de vie Parafoudre"

Surveillance de la température intérieure de l'array box : alarme " ABxx -Température intérieure haute"

3.2.4 Surveillance des onduleurs

La surveillance est faite par la remontée des défauts des onduleurs.

3.2.5 Surveillance du capteur d'éclairement

Le capteur d'éclairement SP-LITE associé à un amplificateur délivre un signal 4-20mA pour 0-1600W/m².

Le signal 4-20mA est raccordé sur une entrée analogique de la configuration iRIO du PDL, PTR3, PTR5, PTR11.

Cette boucle 4-20mA est surveillée :

- Eclairement <-50 W/m² : alarme "PTRxx – Mesure de l'éclairement <0" (défaut capteur ou boucle 4-20mA).

Les informations d'éclairement + état de défaut du capteur sont remontées au PDL.

Celui-ci effectue une moyenne des éclairements disponibles.

Pour un PTR, en cas d'absence ou de défaut d'un capteur, l'information d'éclairement prise en compte sera celle de l'éclairement moyen consolidé au PDL.

3.2.6 Surveillance des sondes de température stand

Une sonde pt1000 mesure la température sous panneau solaire (température stand). Cette sonde est connectée à une entrée analogique de la configuration iRIO dans l'Array Box 02.

Par PTR, 1 Array Box est ainsi équipée.

L'entrée analogique est surveillée et une alarme est générée :

- Hors plage (<-40°C ou >120°C) : alarme "AB02 -Température stand hors plage"

Les informations de température + état de défaut du capteur sont remontées au PDL.

Celui-ci effectue une moyenne des températures disponibles.

Pour un PTR, en cas de défaut d'un capteur, l'information de température prise en compte sera celle de la température consolidée au PDL.

3.2.7 Surveillance de la girouette-anémomètre

Surveillance des boucles de courant 4-20mA

- Vitesse du vent <0 Km/h : alarme "Mesure vitesse vent <0" (défaut capteur ou boucle 4-20mA).
- Orientation du vent <0 deg: alarme "Mesure orientation vent <0" (défaut capteur ou boucle 4-20mA).

3.2.8 Surveillance du pluviomètre

Néant

3.2.9 Surveillance de la température dans les postes

Surveillance de la température intérieure des postes (seuil de température = 50 °C) :

alarme " PDL -Température intérieure haute"

alarme " PTR -Température intérieure haute"

3.2.10 Autres Défauts

Cf 6.

3.3 Les critères de rendement du site

3.3.1 Comparaison entre les courbes théoriques, possibles et réelles

Calculer le coefficient entre le théorique du plan de financement et l'éclairement réel

$$Rend_{TH} = E_{TH, \tau} / E_{Th\ PF, \tau}$$

Calculer le coefficient entre le théorique du plan de financement et la production réelle

$$Rend_{PROD} = E_{TUN, \tau} / E_{Th\ PF, \tau}$$

Calculer le coefficient entre le théorique de éclairement et la production réelle

3.3.2 Pertes du au système électrotechnique

- Perte câble BT entre les arraybox et les onduleurs : $E_{AUX3', \tau}$
Différence entre l'énergie en sortie des panneaux PV et l'énergie en entrée des onduleurs

$$E_{AUX3', \tau} = E_{A, \tau} - E_{A', \tau}$$

- Perte onduleurs : $E_{AUX3'', \tau}$

$$E_{AUX3'', \tau} = E_{A', \tau} - E_{A'', \tau}$$

- Perte câble BT entre les onduleurs et le transfo + perte transfo + perte câble MT : $E_{AUX3''', \tau}$

$$E_{AUX3''', \tau} = E_{A'', \tau} - E_{TUN, \tau} + (E_{FUN, \tau} - E_{AUXd, \tau})$$

- Perte totale : $E_{AUX3, \tau}$

$$E_{AUX3, \tau} = E_{AUX3', \tau} + E_{AUX3'', \tau} + E_{AUX3''', \tau}$$

- Consommation des auxiliaires (PDL et PTR) : $E_{AUXd, \tau}$
 $E_{AUXd, \tau}$ = information du PM9C du PDL

- Somme des consommations du site et pertes sur le système électrique : $E_{AUX, \tau}$

$$E_{AUX, \tau} = E_{A, \tau} - E_{TUN, \tau} + E_{FUN, \tau}$$

- Autoconsommation du site : $E_{autocons}$

$$E_{autocons, \tau} = E_{AUXd, \tau} - E_{FUN, \tau}$$

Archivage des données : J

4. Ecrans et Synoptiques KERWEB

Les synoptiques présentés exposent le principe général de navigation dans une application photovoltaïque Kerweb.

Le contenu des synoptiques finaux pourront faire l'objet d'adaptation pour satisfaire les besoins du projet.

4.1 La page d'alarme

La page d'alarme "Événement – Alarmes" est le standard de l'outil Kerwin.

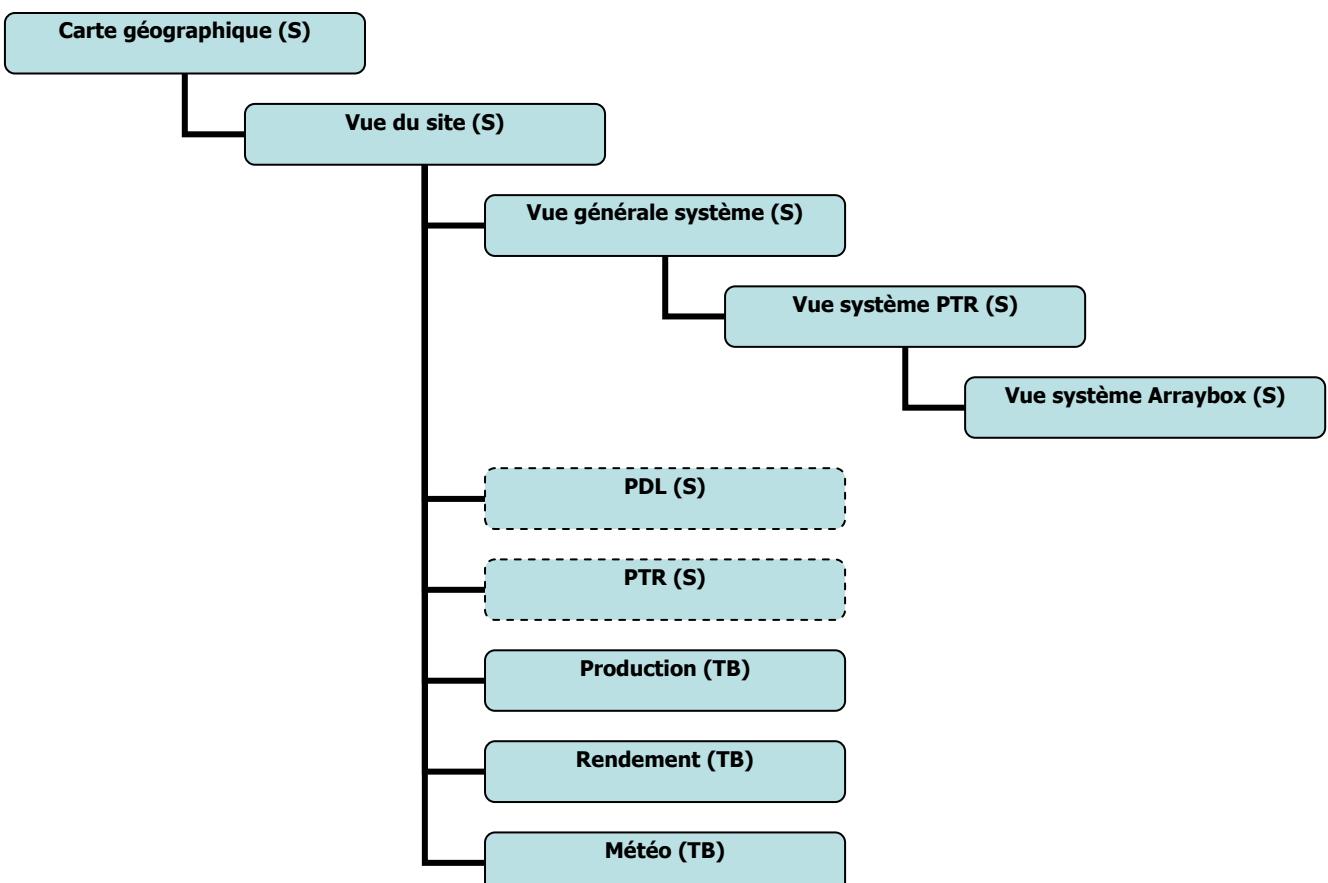
Cette page expose les alarmes en cours avec des précisions (heure d'apparition, durée en cours).

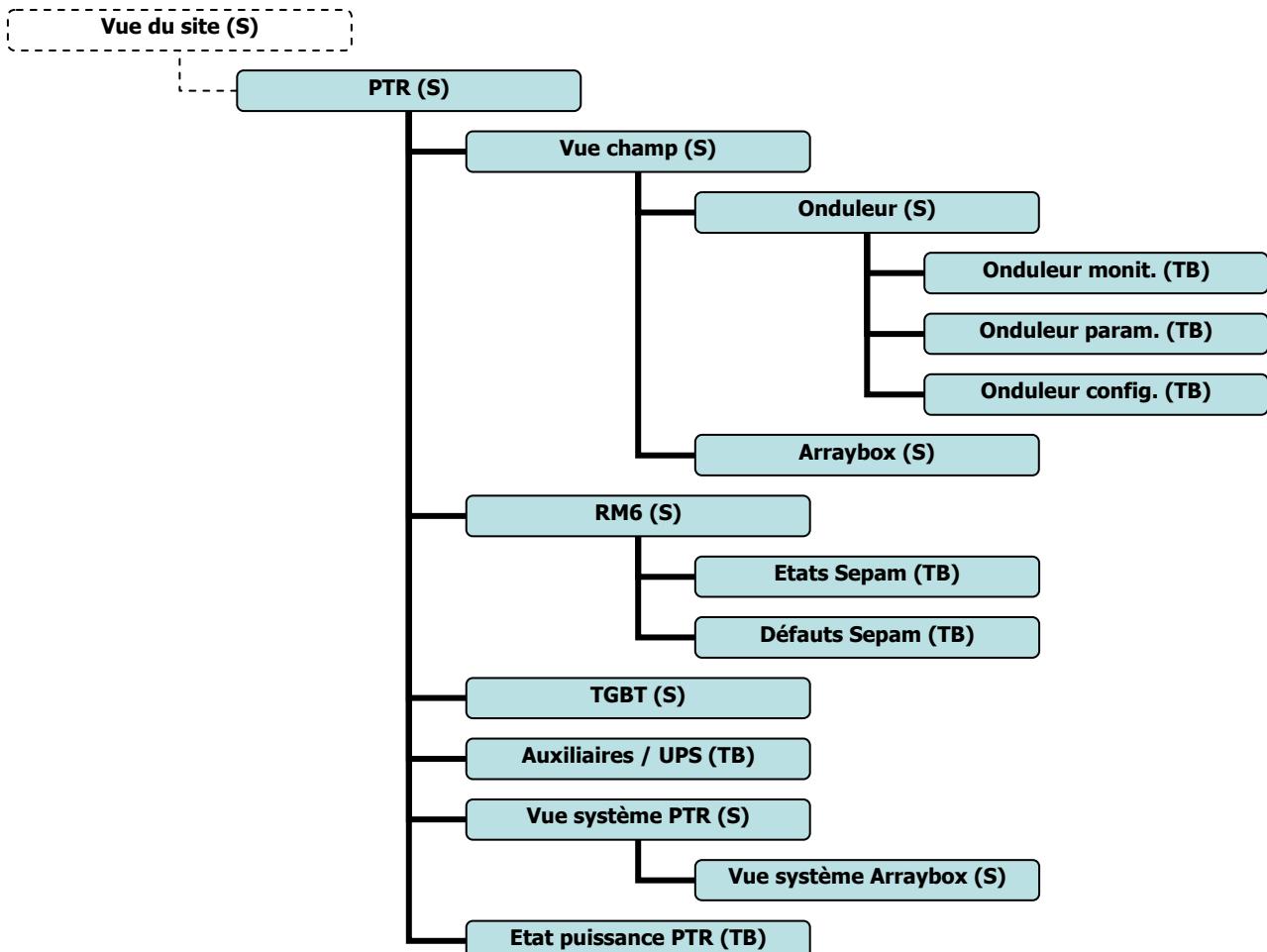
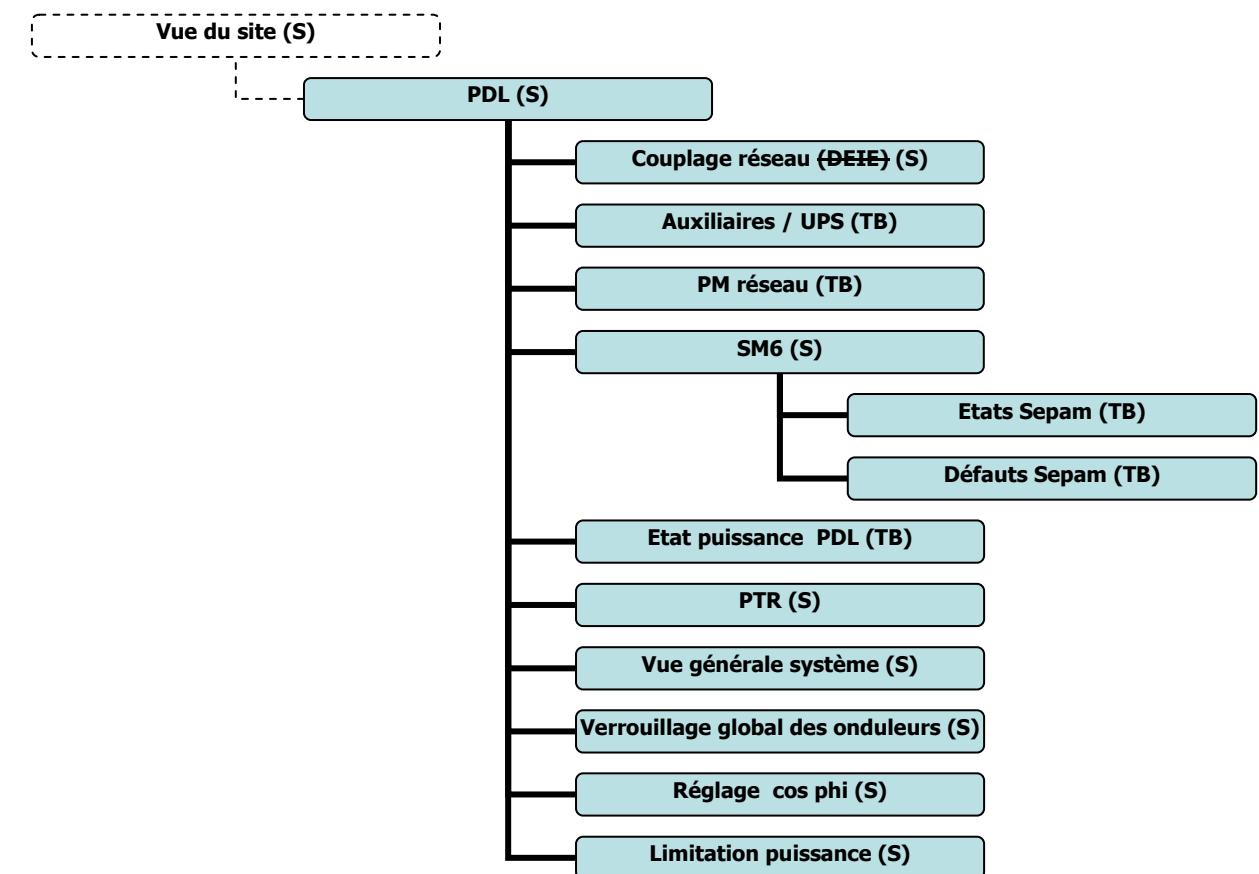
Au retour à la normale, l'alarme rentre dans les "Événement – Historique"

Il est possible d'effectuer des filtres sur les alarmes.



4.2 Navigation dans les synoptiques d'exploitation et de maintenance





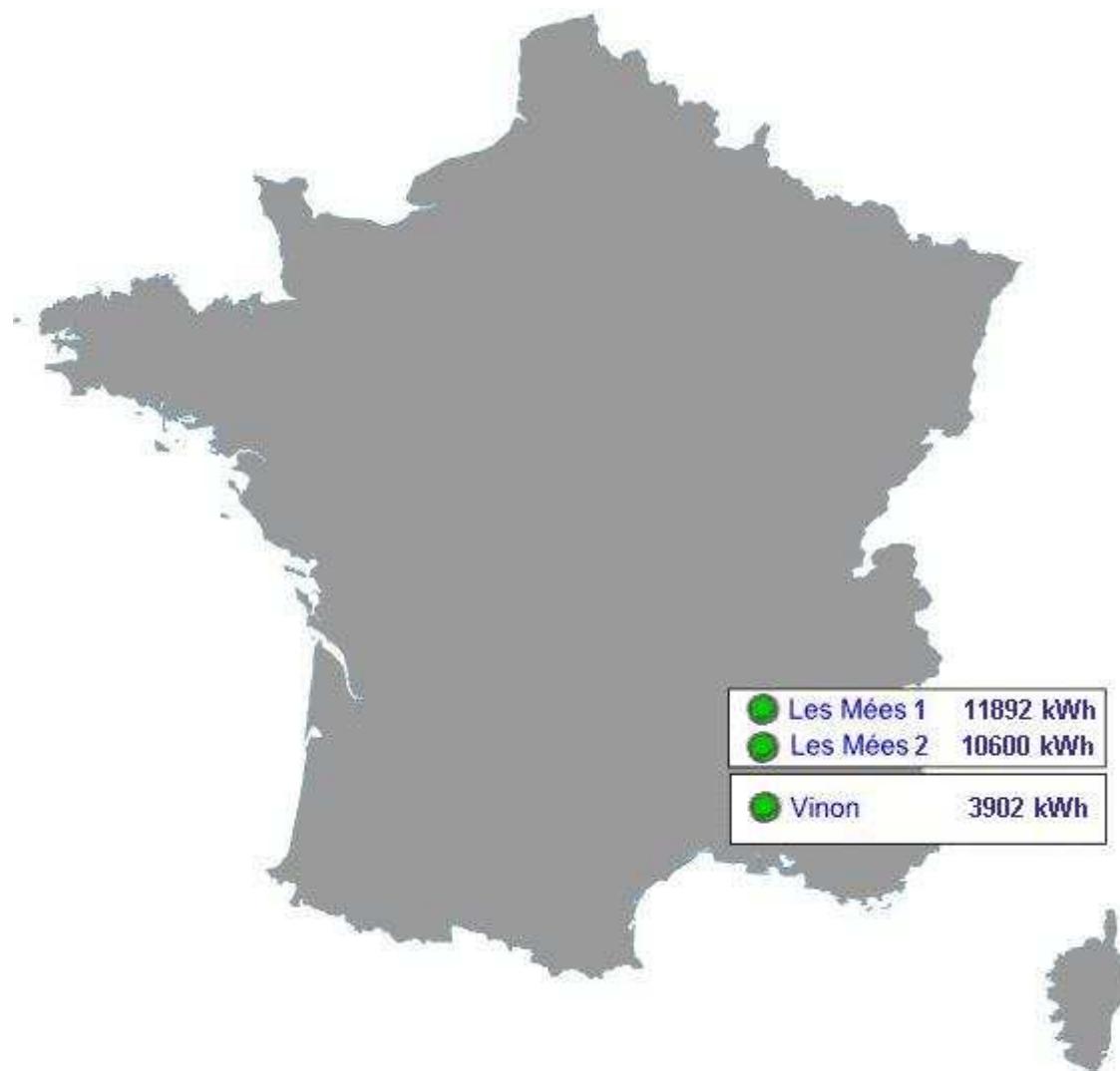
4.2.1 Vue géographique des sites

Cette vue est le point d'entrée des synoptiques sites.

Sur une carte de France sont représentés les sites solaires

- La puissance instantanée produite pour chaque site est affichée
- un marqueur rond rouge ou vert signale un défaut sur un site.

Carte géographique



4.2.2 Vue géographique synthétique du site

Cette vue est le point d'entrée des synoptiques d'exploitation et de maintenance.

Sur une vue du site sont représentés

- Le poste de livraison PDL
- Les postes de transformation PTR

La puissance de chaque PTR est affichée ainsi que celle du PDL.

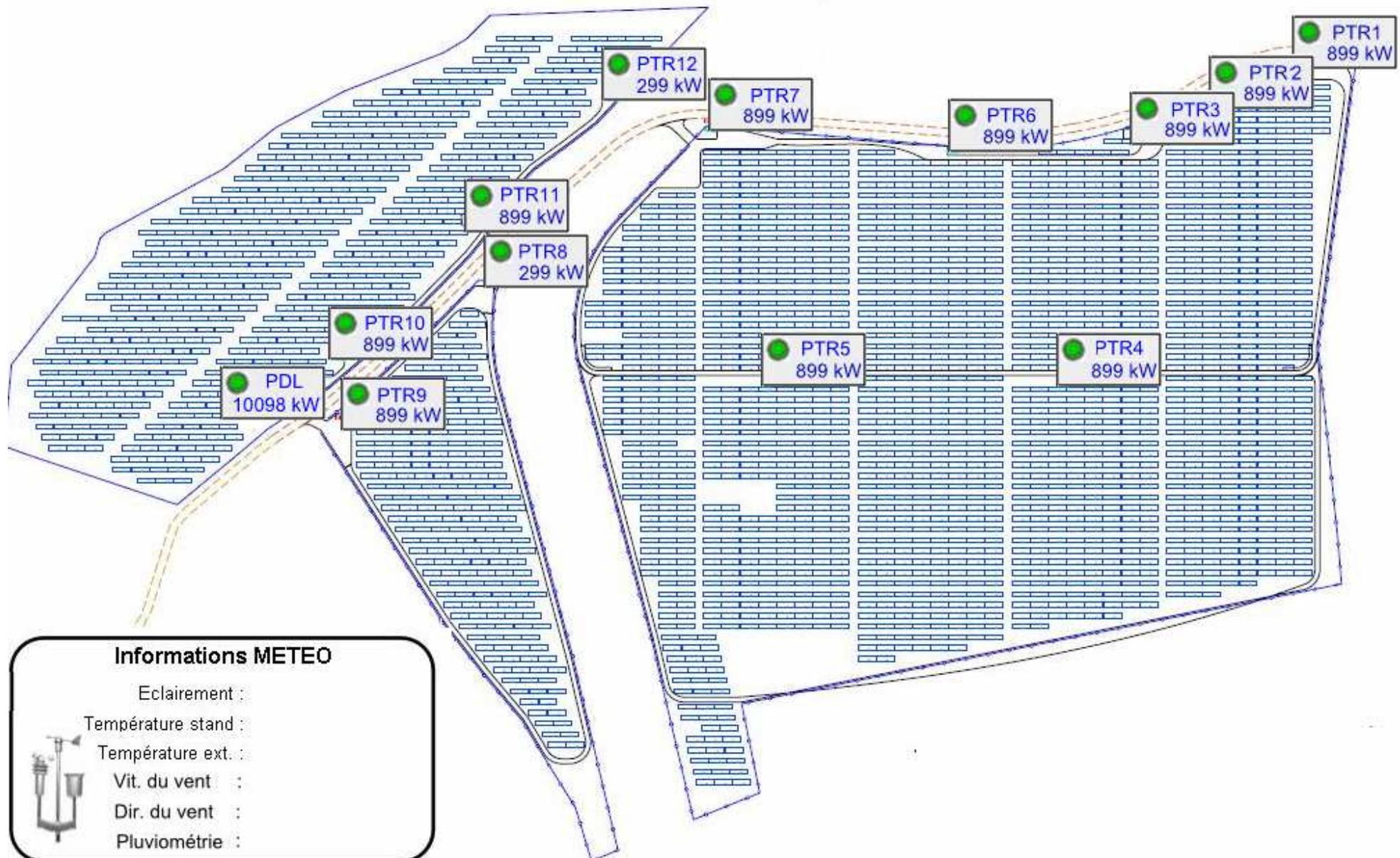
Un marqueur rond rouge ou vert signale un défaut dans un poste.

Ce synoptique donne accès aux synoptiques :

- du PDL
- d'un PTR
- d'une vue générale système

Est aussi précisé :

- La puissance totale instantanée
- Infos météo



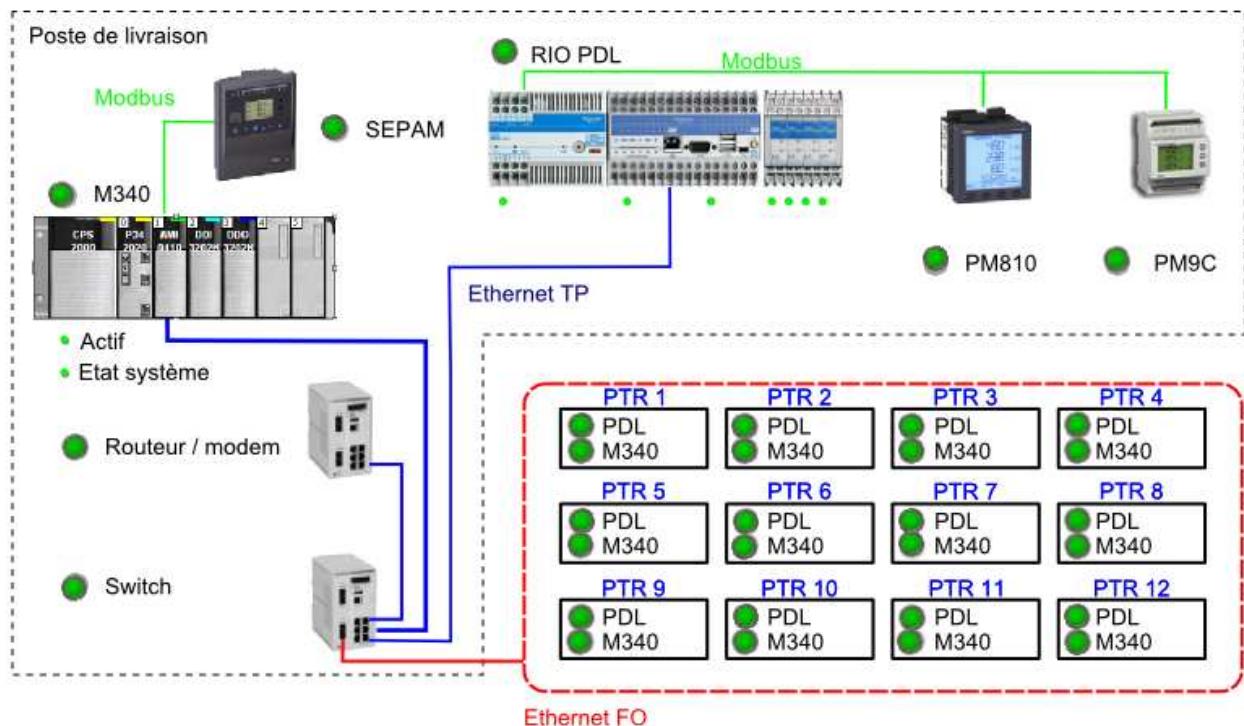
4.2.4 Système général

Ce synoptique représente l'état des composants systèmes du parc
Un marqueur rond rouge ou vert signale un défaut sur un équipement
Contenu du synoptique :

- PDL avec les états des périphériques:
 - switch, -routeur/modem
 - iRIO, M340
 - Sepam, PMs
- PTR1-PTR12 : 2 marqueurs donnent l'état de la communication avec l'iRIO et l'automate M340 du PDL

Vue générale système

Vue du site



4.2.5 Unifilaire du poste PDL

Cet unifilaire représente l'état de la MT contenu dans le poste PDL jusqu'aux départs des PTR. Ce synoptique affiche des données de puissance, d'états, d'informations météo et donne accès à d'autres synoptiques/tableau de bord.

Un marqueur rond rouge ou vert signale un défaut dans un équipement.

Poste de livraison

Vue du site

Etat système PDL

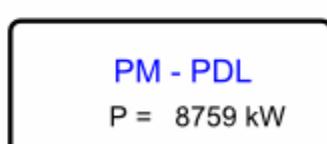
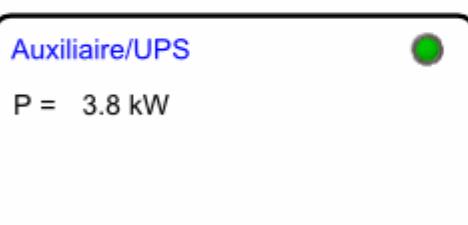
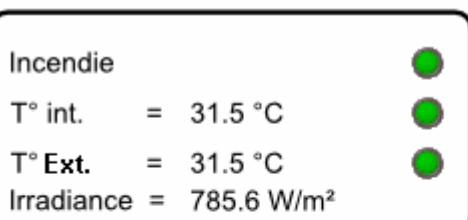
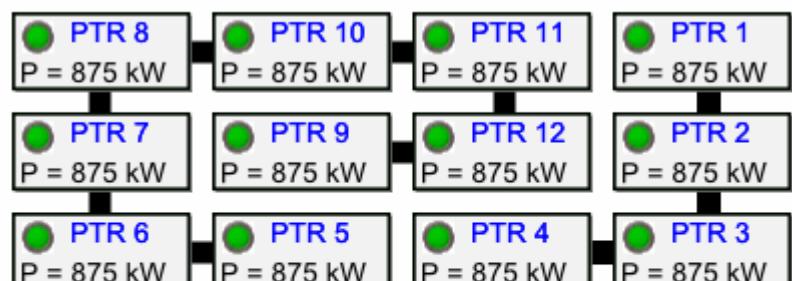
Accès réglage cos Phi

Accès limitation de puissance

Production

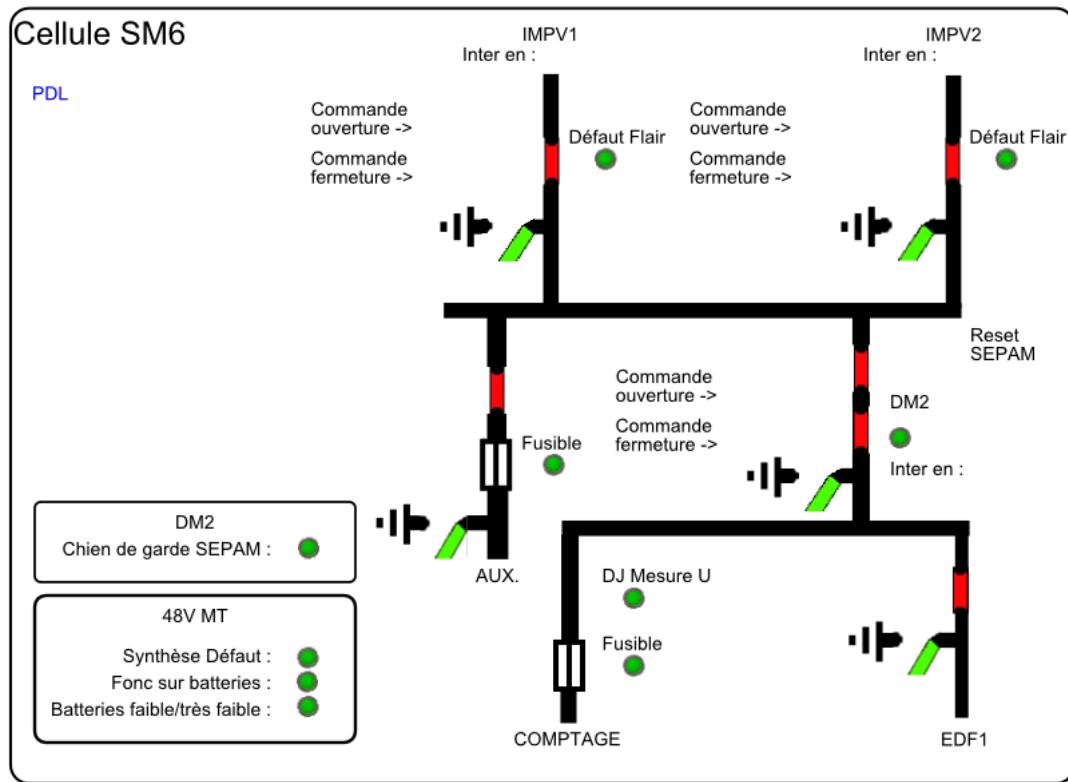
Rendement

Verrouillage onduleurs



DEIE
 Couplé
 Découplé
 Défaut

- des états du tableau SM6



- des données de la centrale de mesures du réseau (PM810)

(Tableau de bord)

- Production

date	Libellé	Valeur	Dernier changement
03/11/2009 13:32:16	PM un - Puissance Active Totale	3639,0 kW	-----
03/11/2009 13:32:16	PTR - Onduleur - Puissance Active Totale (out)	3719,8 kW	-----
03/11/2009 13:32:16	PTR - Onduleur - Puissance PV Totale (in)	3752,6 kW	-----
03/11/2009 13:32:16	PTR - Array Box - Puissance PV Totale	3789,0 kW	-----
03/11/2009 13:32:16	PM EDF - Energie Active (in) H-1	0,0 kWh	-----
03/11/2009 13:32:16	PTR - Onduleur - Energie Active Totale (out) H-1	3045,3 kWh	-----
03/11/2009 13:32:16	PTR - Onduleur - Energie PV Totale (in) H-1	3076,2 kWh	-----
03/11/2009 13:32:16	PTR - Array Box - Energie PV Totale H-1	3092,4 kWh	-----

- Rendement

date	Libellé	Valeur	Dernier changement
03/11/2009 13:45:14	Fraction de l'énergie solaire horaire sur l'énergie four	1,000	-----
03/11/2009 13:45:14	Fraction de l'énergie solaire journalière sur l'énergie f	0,987	-----
03/11/2009 13:45:14	Fraction de l'énergie solaire mensuelle sur l'énergie f	0,975	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement global horaire du système PV	0,120	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement moyen horaire du champ PV	0,124	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement horaire des composants du système	0,966	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement horaire d'utilisation	0,966	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement de référence journalier	3,15 h	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement journalier des composants du système	0,956	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement journalier du champ PV	3,06 h	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement journalier d'utilisation	0,956	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement journalier final du champ PV	2,93 h	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement global journalier du système PV	0,120	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement moyen journalier du champ PV	0,126	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement mensuel des composants du système	0,944	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement mensuel du champ PV	10,644	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement mensuel d'utilisation	0,945	-----
03/11/2009 13:45:14	Rendement mensuel final du champ PV	10,06 h	-----
03/11/2009 13:45:14	PTR - Irradiation horaire	571,9 Wh/m2	-----
03/11/2009 13:45:14	PTR - Irradiation horaire_H-1	755,3 Wh/m2	-----
03/11/2009 13:45:14	PTR - Irradiation journalière	3151,5 Wh/m2	-----
03/11/2009 13:45:14	PTR - Irradiation journalière_J-1	2811,8 Wh/m2	-----
03/11/2009 13:45:14	PTR - Irradiation mensuelle	10701,4 Wh/m2	-----
03/11/2009 13:45:14	PTR - Irradiation mensuelle_M-1	138106,5 Wh/m2	-----
03/11/2009 13:45:14	Perte journalière du champ PV	0,1	-----
03/11/2009 13:45:14	Perte journalière des composants hors champ PV	0,1	-----

- Etat du DEIE

Couplage réseau

[Vue du site](#)

[Poste de livraison](#)

Position RSE hors service : <input type="checkbox"/> NON	Fin ordre de découplage reçu : <input type="checkbox"/> Non
Position RSE en service : <input checked="" type="checkbox"/> OUI	Commande limitation à P0 : <input type="checkbox"/> NON
Centrale indisponible : <input type="checkbox"/> Non	Commande fin de limitation à P0 : <input type="checkbox"/> NON
Centrale couplée : <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Passage à P0 : <input type="checkbox"/> Oui
Centrale découpée : <input type="checkbox"/> Non	Fin de passage à P0 : <input type="checkbox"/> Non
Commande autorisation de couplage : <input type="checkbox"/> NON	TVC P0 : 5967kW
Début autorisation de couplage : <input type="checkbox"/> Oui	Commande passage à Q0 : <input type="checkbox"/> NON
Attente autorisation de couplage : <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Commande fin de passage à Q0 : <input type="checkbox"/> NON
Commande ordre de découplage : <input type="checkbox"/> NON	Passage à Q0 : <input type="checkbox"/> Oui
Commande fin d'ordre de découplage : <input type="checkbox"/> NON	Fin de passage à Q0 : <input type="checkbox"/> Oui
Ordre de découplage reçu : <input type="checkbox"/> Non	TVC Q0 : 375 kVAR

- des états du SEPAM S48

date	Libellé	Valeur	Dernier changement
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Courant Phase I1	73,4 A	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Courant Phase I2	73,0 A	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Courant Phase I3	73,5 A	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Tension Composee U21	20614,0 V	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Tension Composee U23	20550,0 V	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Tension Composee U32	20568,0 V	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Position Fermee	Oui	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Position Ouvert	Non	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Synchronisation Reseau Externe	Non	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Mise en RSE	---	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Inhibition Protection (Centrale Decouplee)	Non	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Enregistrement OPG Memorise	Oui	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Enregistrement OPG Inhibe	Non	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Decclenchement DM2	Off	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Enclenchement DM2	Off	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Validation Decclenchement OPG	Oui	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Decclenchement Manuel OPG	Oui	-----
03/11/2009 13:51:04	Sepam - Inhibition Decclenchement OPG	Oui	-----

- des défauts du SEPAM S48

date	Libellé	Valeur	Dernier changement
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Synthese Defaut 1	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Synthese Defaut 2	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Sepam non rearme apres Defaut	Non	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 27/27S (min U) exemplaire 1	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 27/27S (min U) exemplaire 2	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 32P (max de puissance active)	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 50/51 exemplaire 1	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 50/51 exemplaire 2	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 50/51 exemplaire 3	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 50/51 exemplaire 4	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 50N/51N exemplaire 1	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 50N/51N exemplaire 2	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 50N/51N exemplaire 3	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 50N/51N exemplaire 4	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 59 (max U) exemplaire 1	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 59 (max U) exemplaire 2	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 59N (max VO) exemplaire 1	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 59N (max VO) exemplaire 2	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 81H (max F) exemplaire 1	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 81H (max F) exemplaire 2	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 81L (min F) exemplaire 1	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 81L (min F) exemplaire 2	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 81L (min F) exemplaire 3	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection 81L (min F) exemplaire 4	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection PWH exemplaire 1	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Protection PWH exemplaire 2	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Defaut Commande	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Defaut Complementarite ou Trip Circuit Sup	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Defaut TC	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Defaut TP Phase	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Defaut TP VO	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Discordance TC / Position	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Alarme SF6	Normal	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Telecommande Interdite	Non	-----
03/11/2009 13:52:11	Sepam - Telereglage Interdit	Non	-----

- Etat puissance PDL

date	Libellé	Valeur	Dernier Changement
	SM6 IMEDF1- Inter fermé		
	SM6 IMEDF1 - Sectionneur de terre fermé		
	SM6 CM - Fusible OK		
	SM6 CM - Disjoncteur mesure U fermé		
	SM6 DM2 - Sectionneur ligne fermé		
	SM6 DM2 - Sectionneur de terre fermé		
	SM6 DM2 - Chien de garde Sepam ok		
	SM6 QM - Sectionneur ligne fermé		
	SM6 QM - Sectionneur de terre fermé		
	SM6 QM - Etat fusible OK		
	SM6 IMPV1 - Inter fermé		
	SM6 IMPV1 - Sectionneur de terre fermé		
	SM6 IMPV1 - Inter en local		
	SM6 IMPV1 - Absence défaut Flair		
	SM6 IMPV2 - Inter fermé		
	SM6 IMPV2 - Sectionneur de terre fermé		
	SM6 IMPV2 - Inter en local		
	SM6 IMPV2 - Absence défaut Flair		
	48V MT - Synthèse défauts		
	48V MT - Fonc sur batteries		
	48V MT - Batteries faibles ou très faibles		
	Coffret BT - DJ production protection PV fermé		
	Transfo auxiliaire - temp. seuil déclenchement		
	Transfo auxiliaire - temp. seuil alarme		
	Transfo auxiliaire - pression/niv. Huile declenchement		

4.2.6 Unifilaire d'un poste PTR

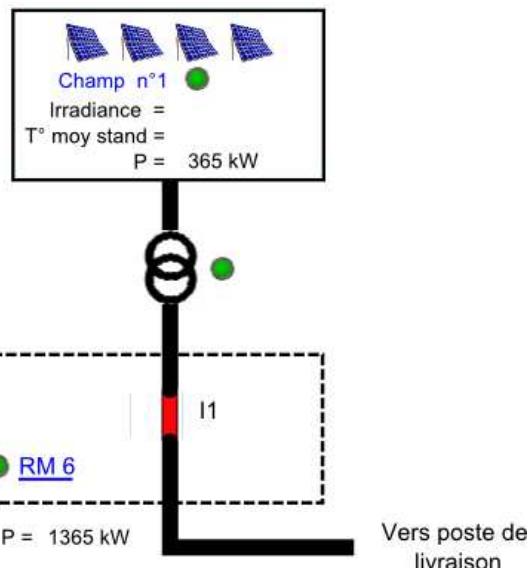
Cet unifilaire représente l'état de la puissance (MT et BT) contenu dans un poste PTR jusqu'aux arraybox ainsi que les informations météo.

Un marqueur rond rouge ou vert signale un défaut dans un équipement.

Poste de transformation

Vue du site
Poste de livraison
Etat système PTR1

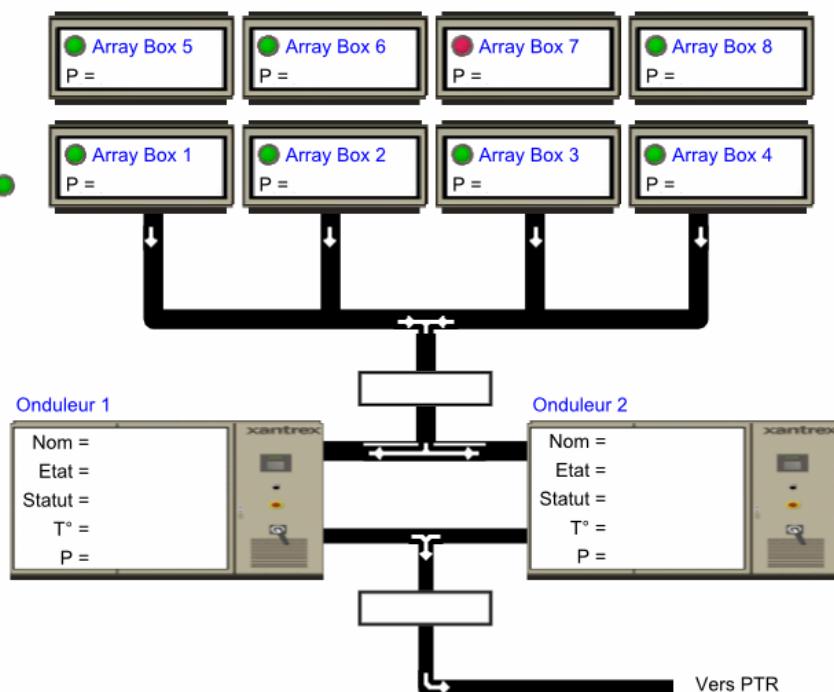
Auxiliaires
Incendie
T° int. =
T° ext. =



Champ

Vue du site
PTR

Eclairage =
T° stand =



- production PTR

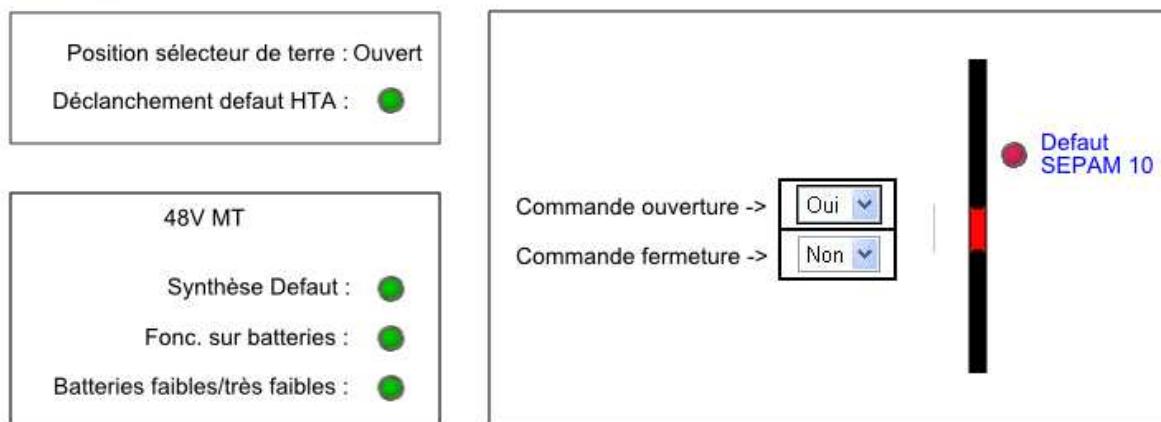
date	Libellé	Valeur	Dernier changement
03/11/2009 13:46:49	PTR - Ensoleillement Champ PV	515,9 W/m2	-----
03/11/2009 13:46:49	Xantrex - Energie Active Totale (out) H-1	777,4 kWh	-----
03/11/2009 13:46:49	Xantrex - Energie Active Totale (in) H-1	773,4 kWh	-----
03/11/2009 13:46:49	Champ PV - Energie Active H-1	785,5 kWh	-----

- des états du tableau RM6

Unité RM6

PTR

Valeurs SEPAM 10



- des états du SEPAM 10
- des défauts du SEPAM 10

- Tableau de bord de l'onduleur :

date	Libellé	Valeur	Dernier changement
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Real Power	376,8 kW	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - PV Power Filtered	372,7 kW	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - PV Voltage	550,0 V	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - PV Total Current	677,0 A	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Fault Status	0,0	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Inverter Matrix Temperature	48,0 degC	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Inverter Name	0,0	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Goal State	4,0	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - System State	4,0	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Inverter State	4,0	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - PV State	3,0	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Inverter Model	0,0	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - CCU Software Version	151,0	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Grid Frequency	50,0 Hz	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Ground Current	0,0 A	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - PV Starting Voltage	615,0 V	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - PV Stopping Power	3,0 kW	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - PV Voltage Regulator Reference	600,0 V	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Inverter Real Power	380,7 kW	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Frequency High Trip Point	53,3 Hz	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Frequency Low Trip Point	45,8 Hz	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Maximum AC Voltage	112,0 V	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Maximum Ground Current	30,0 A	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Minimum AC Voltage	88,0 V	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Percentage of I Max in Manual Mode	25,0 %	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Percentage of I Max in PPT Mode	100,0 %	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Sold in Actual Month	4795,5 kWh	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Sold in Actual Week	3006,8 kWh	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Sold in Actual Year	685787,6 kWh	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Sold in Since Commissioning	685793,8 kWh	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Sold in Since Latest Reset	685793,8 kWh	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Sold on Actual Day	1771,6 kWh	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Tracker Execution Rate	0,5 s	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Tracker On/Off Commande	On	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Tracker Voltage Step	1,0 V	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Power Tracking Enable	On	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Sell Hours in Actual Month	37,0 H	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Sell Hours in Actual Week	23,0 H	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Sell Hours in Actual Year	3930,0 H	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Sell Hours on Actual Day	10,0 H	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Sell Hours Since Commissioning	3930,0 H	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Time Delay for Start	30,0 s	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Time Delay for Stop	30,0 s	-----
03/11/2009 13:56:26	Xantrex No 1 - Phase Angle	50,0 °	-----

- Etat puissance PTR

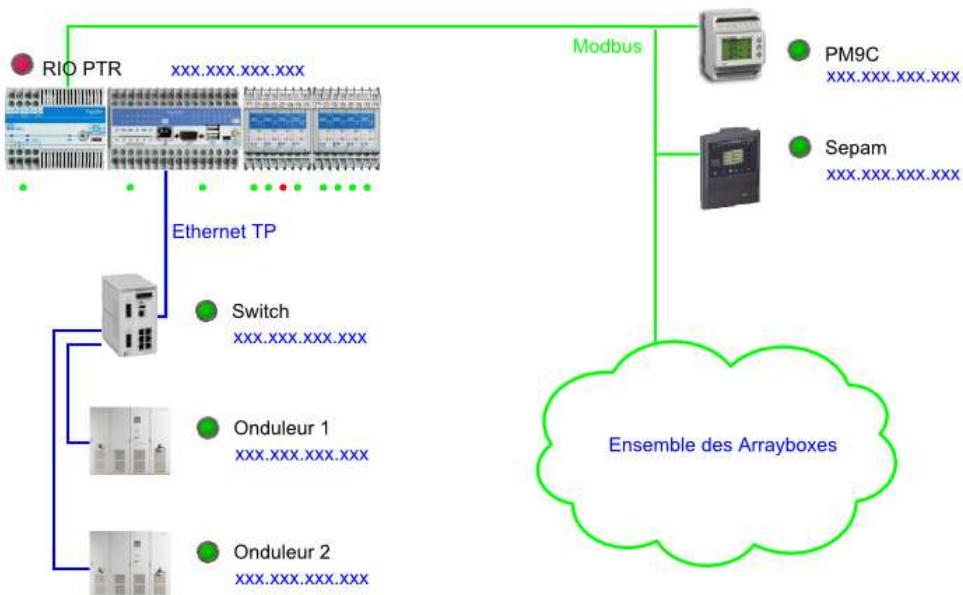
date	Libellé	Valeur	Dernier Changement
	RM6 - DJ Fermé		
	RM6 - Sectionneur Mise A La Terre Fermé		
	RM6 - DJ déclenché sur défaut HTA		
	RM6 - Présence tension HTA (VD3H)		
	RM6 - Bon Fonctionnement Sepam 10		
	RM6 - En position Local		
	RM6 - Commande ouverture RM6		
	RM6 - Commande fermeture RM6		
	Transfo elevateur 20kV - temp. seuil déclenchement		
	Transfo elevateur 20kV - temp. seuil alarme		
	Transfo elevateur 20kV - pression/niv. Huile déclenchement		
	48V MT - Synthèse défauts		
	48V MT - Fonc sur batteries		
	48V MT - Batteries faibles ou très faibles		
	Coffret BT - DJ production protection PV fermé		

- Etat système PTR

Ce synoptique représente l'état des composants systèmes du PTR :
Un marqueur rond rouge ou vert signale un défaut sur un périphérique (carte iRIO, switch, ...)

Vue système du PTR 1

Vue générale système



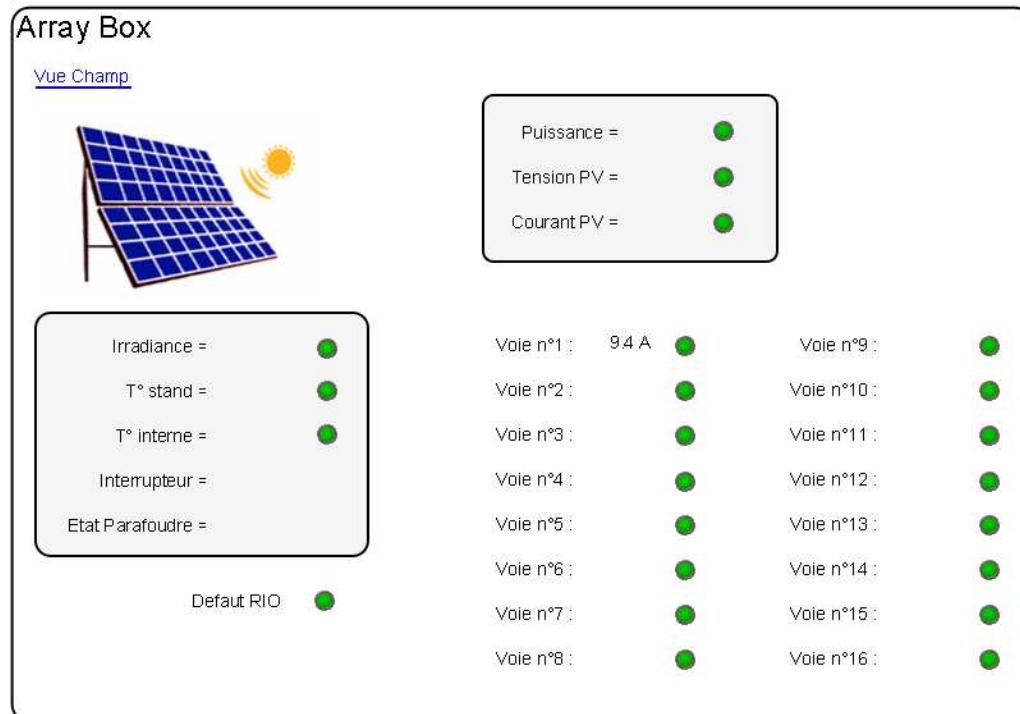
4.2.7 Arraybox

Ce synoptique représente :

- Les arrivées de l'arraybox (Courant)
- Le départ (état sectionneur, Puissance)
- Les données générales (Tension, état parafoudre...)

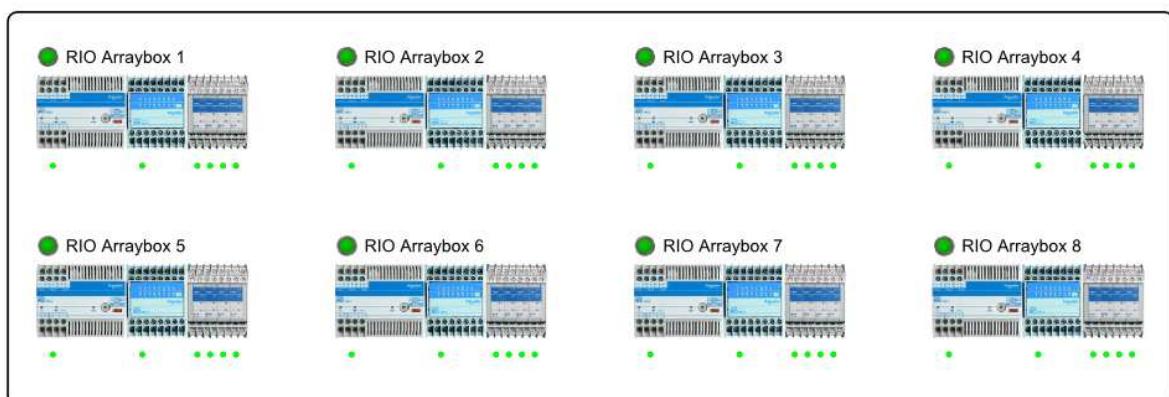
Il donne accès à :

- L'état système des extensions RIO



Vue système RIO Arraybox

[Vue système PTR](#)



4.2.8 Verrouillage du périphérique Onduleur Xantrex (Accès PVview)

PVview est un logiciel de Maintenance et de télé-diagnostic des onduleurs à distance. PVview accède à l'onduleur via un port de communication. Ce port de communication est habituellement réservé par l'iRIO pour le monitoring. Pour utiliser PVview il est donc nécessaire de libérer ce port.

Via un écran IHM, l'utilisateur pourra verrouiller la communication entre le Xantrex et le monitoring et ainsi libérer le port de communication (verrouillage du périphérique Xantrex). Le logiciel PVview pourra ainsi accéder à l'onduleur via l'adresse IP. En fin d'utilisation du PVview, l'utilisateur rétablit la communication entre le Xantrex et le monitoring.

Note :

- pendant le temps de connexion PVview, les données de l'onduleur ne sont plus remontées au système monitoring (il est donc souhaitable d'effectuer les connexions PVview hors production)
- L'accès de PVview à l'onduleur se fait par l'adresse IP.
- une alarme sera remontée si un périphérique est verrouillé plus de xx heures.
- Une perte prolongée de communication entre KERWIN et un PTR entraîne le déverrouillage automatique du périphérique

Verrouillage global des onduleurs Xantrex

[Vue du site](#)

		@IP	Verrouillage			@IP	Verrouillage
PTR1 ond1	xxx xxx xxx xxx		non	PTR7 ond1	xxx xxx xxx xxx		non
PTR1 ond2	xxx xxx xxx xxx		non	PTR7 ond2	xxx xxx xxx xxx		non
PTR2 ond1	xxx.xxx.xxx.xxx		non	PTR8 ond1	xxx.xxx.xxx.xxx		non
PTR2 ond2	xxx.xxx.xxx.xxx		non	PTR8 ond2	xxx.xxx.xxx.xxx		non
PTR3 ond1	xxx xxx xxx xxx		non	PTR9 ond1	xxx xxx xxx xxx		non
PTR3 ond2	xxx.xxx.xxx.xxx		non	PTR9 ond2	xxx.xxx.xxx.xxx		non
PTR4 ond1	xxx xxx xxx xxx		non	PTR10 ond1	xxx xxx xxx xxx		non
PTR4 ond2	xxx.xxx.xxx.xxx		non	PTR10 ond2	xxx.xxx.xxx.xxx		non
PTR5 ond1	xxx.xxx.xxx.xxx		non	PTR11 ond1	xxx.xxx.xxx.xxx		non
PTR5 ond2	xxx.xxx.xxx.xxx		non	PTR11 ond2	xxx.xxx.xxx.xxx		non
PTR6 ond1	xxx.xxx.xxx.xxx		non	PTR12 ond1	xxx.xxx.xxx.xxx		non
PTR6 ond2	xxx xxx xxx xxx		non	PTR12 ond2	xxx xxx xxx xxx		non

4.3 Les tableaux de bord / pages textuelle

Ces tableaux de bord sont appelés

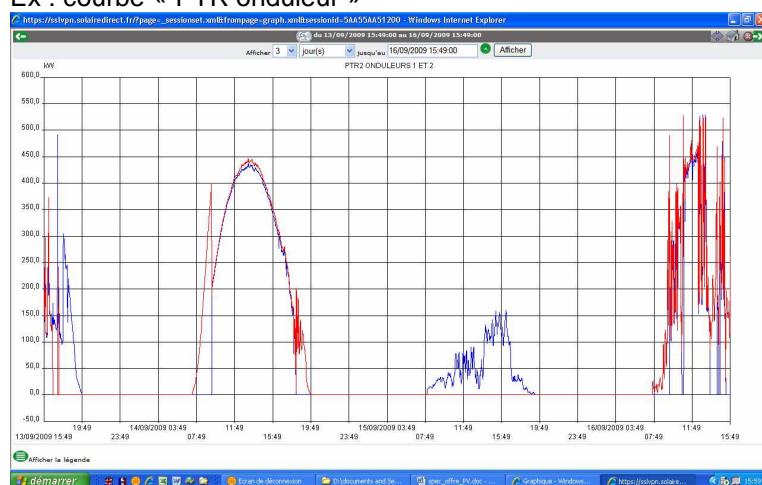
- à partir des synoptiques
- à partir des pages textuelles

Description	Commentaire	Nombre
PDL production	A partir du synoptique site	1
PDL rendement	A partir du synoptique site	1
PDL PM EDF	A partir du synoptique PM810	1
PDL PM auxiliaire	A partir du synoptique PM9C	1
PDL état puissance	A partir du synoptique PDL	1
PDL état système	A partir du synoptique PDL	1
PDL Météo	A partir du synoptique PDL	1
PDL Sepam défaut	A partir du synoptique PDL	1
PDL Sepam états	A partir du synoptique PDL	1
PTR production	A partir du synoptique PTR	1 par PTR
PTR état puissance	A partir du synoptique PTR	1 par PTR
PDL état système	A partir du synoptique PTR	1 par PTR
PTR PM auxiliaire	A partir du synoptique PM9C	1 par PTR
PTR onduleur	A partir du synoptique Onduleur	1 par onduleur et par PTR
PTR ArrayBox	A partir du synoptique ArrayBox	1 par ArrayBox et par PTR

4.4 Les courbes

Description	Commentaire	Nombre
Site Energies horaires	Energies solaires et électriques	1
Site Energies théoriques	Energie théoriques à partir de l'ensoleillement	1
Site Ensoleillement		1
Site indice de performance	RP site et PTR	1
Site Météo		1
Site Production	Energie site et PTR	1
Site Puissance	Puissance site et PTR	1
PDL DEIE	Etat DEIE	1
PDL Energie annuelle	Energie site et PTR	1
PDL Energie mensuelle	Energie site et PTR	1
PDL Energie journalière	Energie site et PTR	1
PDL Energie horaire	Energie site et PTR	1
PDL précipitation		1
PDL PM auxiliaire	courbe de détail	1
PDL PM EDF	courbe de détail	1
PDL Sepam	courbe de détail	1
PTR Arraybox	courbe de détail	1 par arrayBox et par PTR
PTR Energie annuelle	Energie site et PTR	1 par PTR
PTR Energie mensuelle	Energie site et PTR	1 par PTR
PTR Energie journalière	Energie site et PTR	1 par PTR
PTR Energie horaire	Energie site et PTR	1 par PTR
PTR météo	Données 10 mn	1 par PTR
PTR onduleur	courbe de détail	1 par onduleur et par PTR
PTR onduleurs du PTR	courbe de détail (puissance)	1 par PTR
PTR PM auxiliaire	courbe de détail	1 par PTR

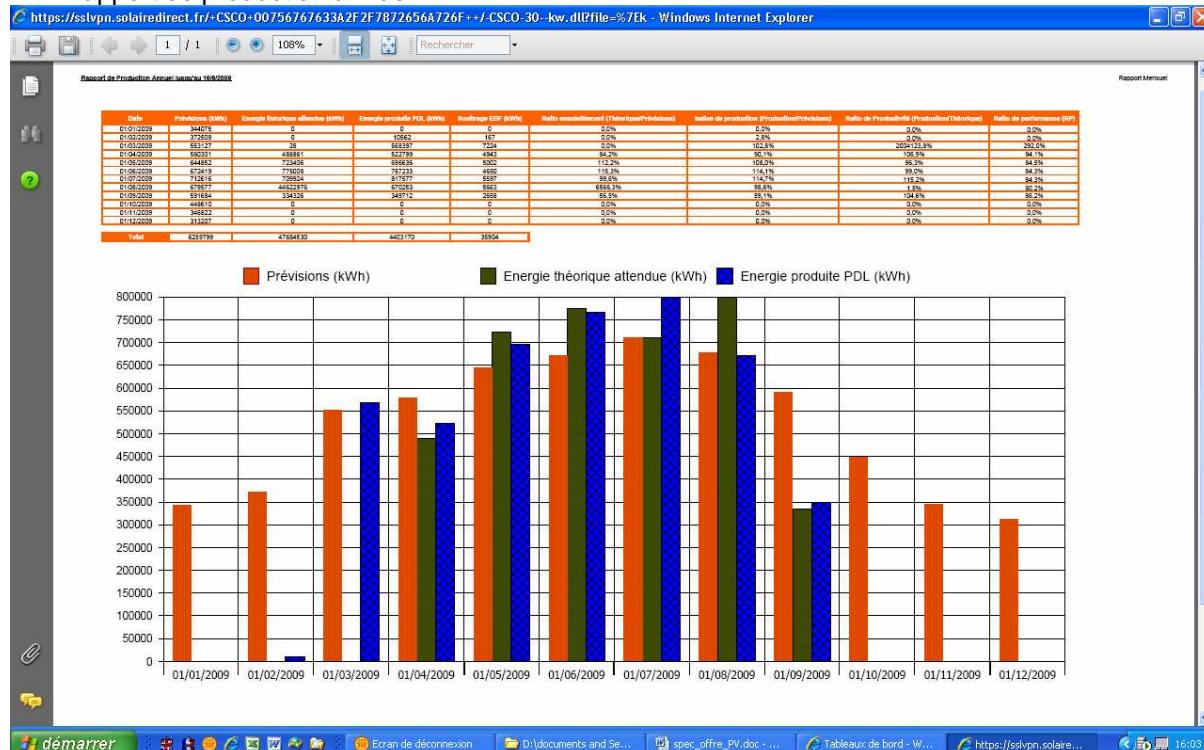
Ex : courbe « PTR onduleur »



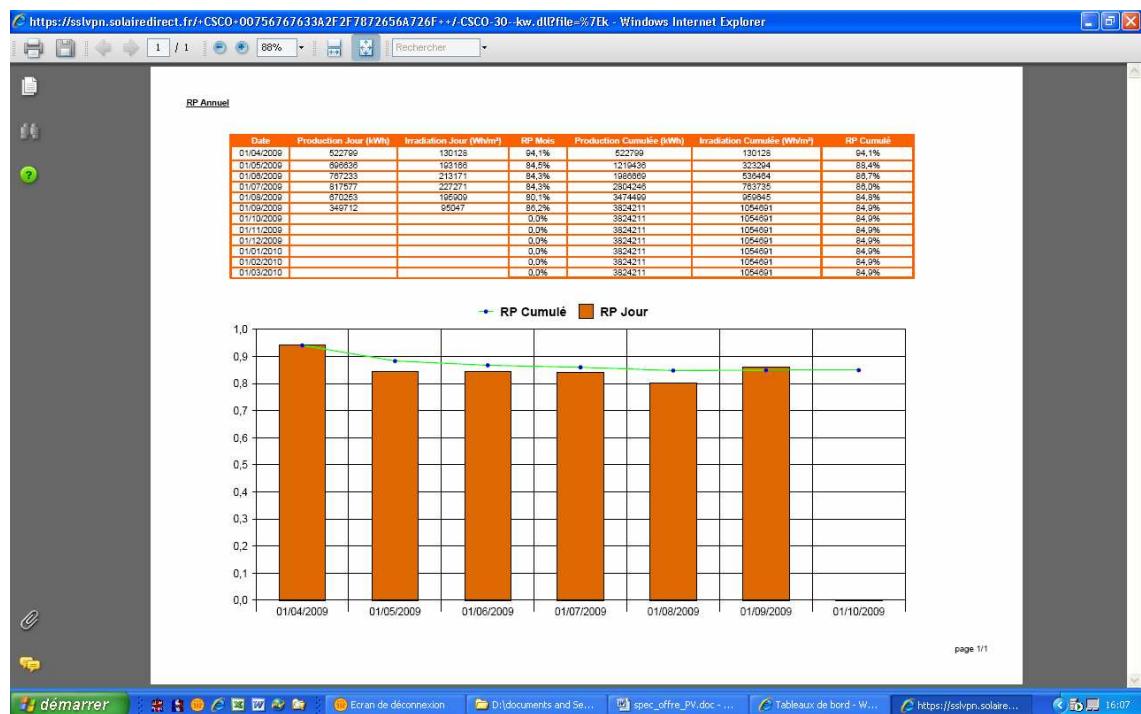
4.5 Les rapports

Description	Commentaire	Nombre
Rapport de production annuel	Comparaison entre énergies « plan de financement », théorique et produite sur 12 mois	1
Rapport de production mensuel	Comparaison entre énergies « plan de financement », théorique et produite sur 30 jours	1
RP annuel	RP et RP cumulé sur 12 mois	1
RP mensuel	RP et RP cumulé sur 30 jours	1
RP semaine	RP et RP cumulé sur 7 jours	1
Disponibilité Jour	Rapport jour de défaillance avec calcul de l'Energie Non Distribuée (END) pour chaque incident	1
Disponibilité Mensuelle	Rapport de synthèse jour par le mois avec calculs : - de la disponibilité technique de l'installation, - du Taux de Rendement Synthétique - du RP _{jour} - de consolidations (sommes et moyennes)	1
Disponibilité Annuelle	Rapport de synthèse jour par le mois avec calculs : - de la disponibilité technique de l'installation, - du Taux de Rendement Synthétique - du RP _{jour} - de consolidations (sommes et moyennes)	1

Ex : Rapport de production annuel



Ex : RP annuel



5. Les fonctions du système

5.1 Régulation du Cos phi et limitation de puissance (P)

5.1.1 La régulation de Cos phi

Sur ce projet, ERDF impose par contrat une tangente φ comprise entre +0.04 et +0.14

Ces valeurs contractuelles sont des limites qu'il ne faut pas dépasser même en fonctionnement de limitation de puissance réactive.

En l'absence de consigne particulière du DEIE, les onduleurs sont pilotés à consigne fixe de tang $\varphi = +0.09$. Par conséquent en dehors du fonctionnement en limitation de puissance réactive, l'automate écrira dans les onduleurs l'angle de phase correspondant à une tang $\varphi = +0.09$

Une alarme est montée si le cosphi au PDL est hors plage.

Une interface IHM permet de modifier, si besoin, la consigne :

Réglages du cos phi

[Poste de Livraison](#)

Données ERDF		DEIE		PDL
Valeur Min	Valeur Max	Limitation	Consigne	Mesure
Angle =	0°	Angle =	12°	15°
Cos phi =	0,97	Cos phi =	0,97	0,97
Tg phi =	0	Tg phi =	0,11	0,11
Puissance active =	Inactive	100%	9999 kW	9999 kW
Puissance réactive =	Active	80%	9999 kVAR	9999 kVAR
Consigne Correction Angle		Etat Ond. 1 Ond. 2		
PTR 1	0°	5°	5°	5°
PTR 2	-1°	5°	5°	5°
PTR 3	0°	4°	4°	4°
PTR 4	1°	3°	3°	3°
PTR 5	-2°	5°	6°	6°
PTR 6	0°	5°	5°	5°
PTR 7	0°	5°	5°	5°
PTR 8	-1°	5°	5°	5°
PTR 9	0°	4°	4°	4°
PTR 10	1°	3°	3°	3°
PTR 11	-2°	5°	6°	6°
PTR 12	0°	5°	5°	5°

La même consigne est appliquée aux onduleurs du même poste PTR. Les données du PTF ERDF sont utilisées pour référence et dans le traitement de l'alarme.

L'alarme est masquée lorsque le site est en soutirage ou en faible production (5%).

5.1.2 Réduction puissance onduleur sur alarme température

En cas de surchauffe exceptionnelle de l'onduleur (suite à une panne d'un de ses ventilateurs par exemple), une alarme est remontée au système KERWIN. Exemple « PTR1 ONDULEUR N° XANTREX ALARME TEMPERATURE »

Cette alarme sera transmise par KERWIN à une astreinte/opérateur. L'astreinte via l'interface IHM modifie la limite max de production (%) de l'onduleur en alarme afin de réduire/limiter sa température. Un retour à un seuil bas de température sera aussi signalé à l'astreinte opérateur

Interface opérateur :

Réglage du seuil « haut » de température d'apparition d'alarme (une seule valeur pour tous les onduleurs).

Réglage du seuil « bas » de température de retour à la normale (une seule valeur pour tous les onduleurs).

Affichage et réglage du % de production : « I PPT max »

L'opérateur doit prendre en compte la valeur de consigne en cas de limitation de puissance active par EDF : « Limitation I PPT max »

Le synoptique ci-dessous définit l'interface de pilotage :

PTR Onduleur limitation de Puissance

[Vue du site](#)

Temperature Onduleur	PPT max	Limitation PPT max	Seuil haut d'alarme xx °C	Seuil bas fin d'alarme xx °C
PTR1 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR1 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR2 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR2 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR3 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR3 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR4 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR4 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR5 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR5 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR6 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR6 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR7 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR7 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR8 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR8 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR9 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR9 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR10 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR10 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR11 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR11 ond2 xx °C	xx %	xx %		
PTR12 ond1 xx °C	xx %	xx %		
PTR12 ond2 xx °C	xx %	xx %		

5.2 Couplage au réseau

5.2.1 Généralités

Afin de maintenir les auxiliaires en service, le disjoncteur DM2 est fermé automatiquement par l'automate dès que les conditions suivantes sont vérifiées :

- Pas de défaut GTE en cours
- Pas de défaut SEPAM non acquitté
- Pas de défaut C13-100 en cours
- Pas de blocage du à un défaut C13-100 précédent
- Tension réseau stable pendant 15 min (U et F)
- Mode de fonctionnement automatique
- Sélecteur cellule DM2 positionné sur « Distant »

Les fermetures automatiques du disjoncteur DM2 et des IM PV sont inhibées si le disjoncteur a été ouvert précédemment par un défaut C13-100. L'inhibition est annulée si l'appareil est détecté fermé (fermeture manuelle).

Lorsque l'opérateur souhaite manœuvrer le disjoncteur ou les IM PV à distance, il doit sélectionner le mode « Manuel ». L'activation du mode manuel active un flag qui inhibe la fermeture automatique du disjoncteur DM2 et des IM PV.

Un inter-déclenchement câblé ouvre les IM PV lorsque le disjoncteur est ouvert.

Le gestionnaire du RPD impose de mettre sous tension un seul transformateur 1MW à la fois, cette obligation est réalisée par le réglage des temporisations à l'enclenchement dans les cellules RM6

Le RIO ferme la 1^{ère} IM, un de ses postes PTR est immédiatement alimenté car il est non motorisé et en position normalement fermé.

Sur retour de la tension 20kV en amont de la RM6, le VD3H réenclenche le RM6 (automatisme interne à la cellule).

Après une temporisation (temps nécessaire pour que tous les PTR de la 1^{ère} IM soit enclenchés), l'iRIO ferme la 2^{ème} IM, un de ses postes PTR est immédiatement alimenté car il est non motorisé et en position normalement fermé.

Sur retour de la tension, le VD3H de chaque poste referme le RM6.

Les tableaux ci-dessous donnent les valeurs du réglage des temporisations en seconde (NT= pas de temporisation)

	PTR9	PTR10	PTR11	PTR8	PTR5	PTR4
IM PV1	1	2	3	4	5	NT

	PTR12	PTR7	PTR6	PTR3	PTR2	PTR1
IM PV1	6	7	8	9	10	NT

Lorsque la centrale est découpée, 2 cas sont à considérer :

- Centrale découpée suite à un défaut réseau de longue durée (défaut GTE définitif)
- Centrale découpée suite à une demande de découplage du gestionnaire du RPD

5.2.2 Couplage après un défaut réseau de longue durée (défaut GTE)

Cette séquence de couplage est indiquée lorsque l'automate a remis à 0 la variable « Autorisation de couplage reçue » suite à un défaut réseau (défaut GTE) durant plus de 3 min (défaut GTE définitif)

Conditions initiales :

- o Variable automate « Autorisation de couplage reçue » = 0
- o Disjoncteur DM2 Ouvert ou Fermé
- o IM PV ouverte
- o Tous les onduleurs stoppés

L'automate exécute la logique suivante :

SI (défaut GTE définitif) ET (PAS défaut GTE en cours) ET (réseau stable > 10min) ET (IM PV ouverte)
ET (PAS défaut C13100) ET (Mode Automatique) ET (PAS Local) ALORS
 Acquittement défaut SEPAM
FIN SI

SI (Commande « Autorisation de couplage» = 1) ALORS
 SET variable « Autorisation de couplage reçue » = 1

FIN SI

SI (PAS défaut GTE définitif) ET (PAS défaut GTE en cours) ET (réseau stable > 10min) ET (IM PV ouverte) ET (PAS mem. défaut C13100 DM2) ET (PAS défaut C13100) ET (Mode Automatique) ET (PAS Local) ALORS

Fermeture disjoncteur DM2

FIN SI

Note : Lorsqu'un défaut C13-100 survient, un flag interne à l'automate est mémorisé à 1 (mem défaut C13-100 DM2), ce flag empêche la fermeture automatique du disjoncteur DM2. Ce flag est remis à 0 lorsque le disjoncteur est détecté fermé. De cette façon, la fermeture du disjoncteur DM2 après un défaut C13-100 est une opération manuelle même après l'acquittement local sur le SEPAM.

SI (Commande « Fin demande de découplage » =1) ALORS

SET Variable « Fin demande de découplage reçue » = 1

RESET Variable « Demande de découplage reçue » = 0

FIN SI

SI (« Fin demande de découplage reçue » = 1) ET (« Autorisation de couplage reçue » = 1) ET (DM2 fermé) ET (pas mem défaut C13-100 IMPV) ET (Mode Automatique) ET (PAS Local) ALORS

SI (IM PV ouverte) ALORS

Fermeture IM PV

FIN SI

SI (IM PV fermée) ALORS

Démarrage onduleurs (Reset onduleurs)

FIN SI

FIN SI

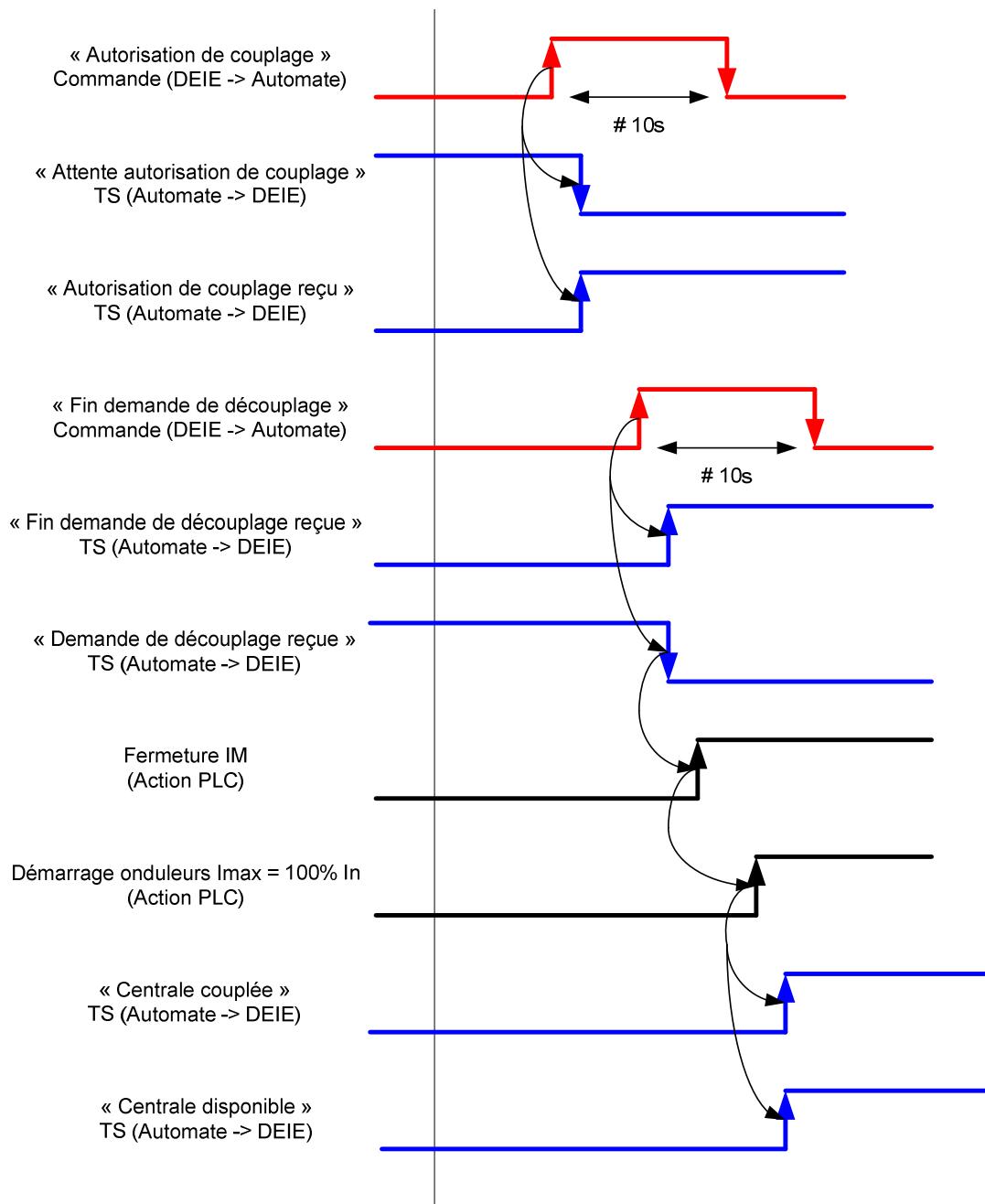
Notes : Lorsqu'un défaut C13-100 survient, deux flags internes à l'automate sont mémorisés à 1(mem défaut C13-100 IMPV1, mem défaut C13-100 IMPV2), ces flags inhibent la fermeture automatique des IM PV. Ce flag est remis à 0 lorsque l'IM est détecté fermé. De cette façon, la fermeture d'une l'IM PV après un défaut C13-100 est une opération manuelle..

Les variables suivantes sont lues dans la mémoire du SEPAM

- défaut C13-100
- défaut GTE
- Local
- Défaut GTE définitif

La variable « Mode Manuel » (= PAS Mode Automatique) est un flag qui est activé par l'opérateur à distance (à partir du serveur Kerweb), ce flag inhibe la fermeture automatique du disjoncteur DM2 et de l'IMPV

Les commandes « Autorisation de couplage » et « Fin demande de découplage » sont des commandes impulsionales (#10s) venant du DEIE



5.2.3 Couplage après une demande de découplage

Cette séquence de couplage exécutée après une commande de découplage du venant du DEIE

Conditions initiales :

- Variable automate « Autorisation de couplage reçue » = 1
- Disjoncteur DM2 Fermé
- IM PV ouvertes ou fermées
- Tous les onduleurs stoppés (Remote Shutdown)

Logique exécutée par l'automate :

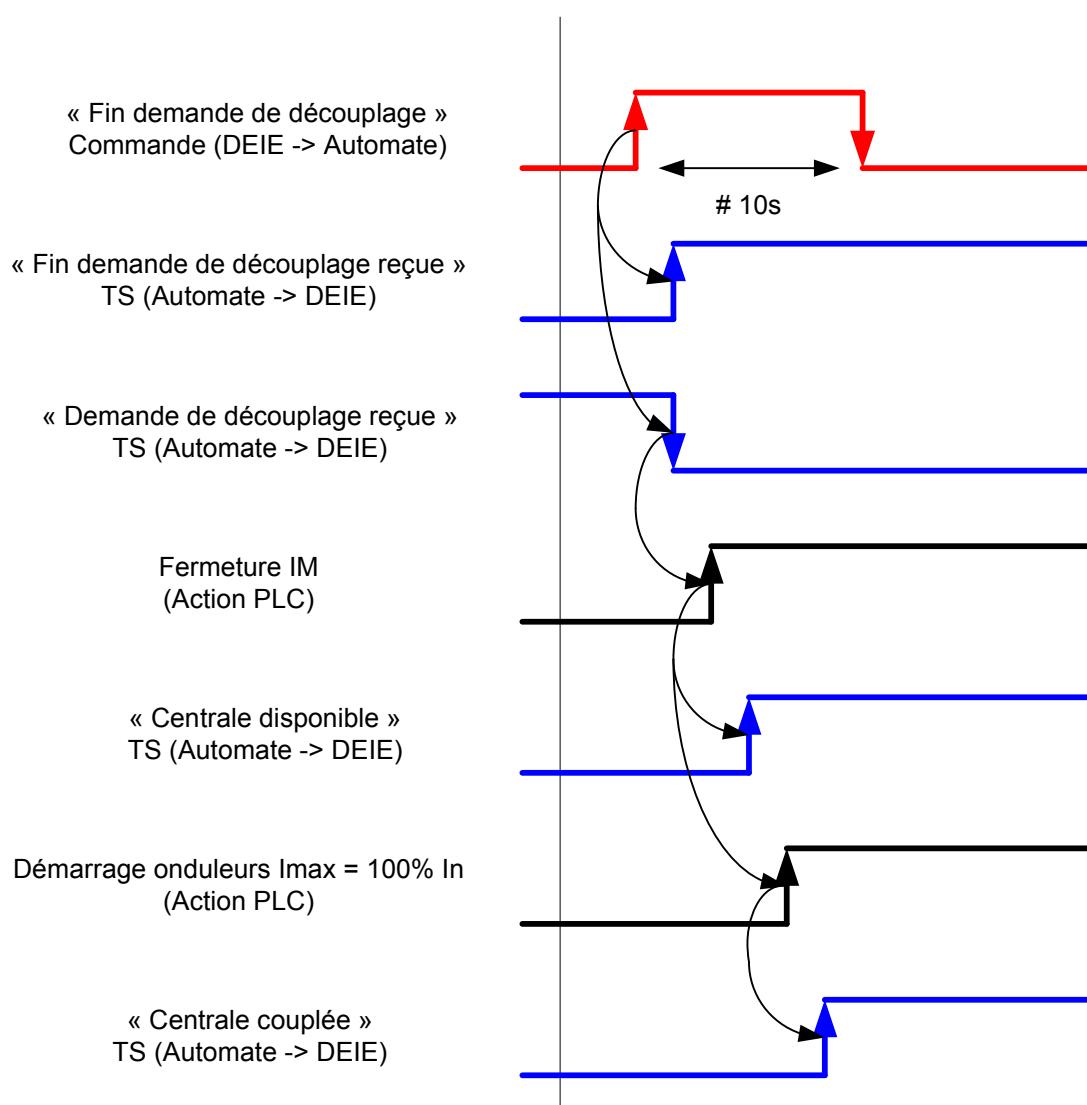
```
SI (Commande « Fin demande de découplage » =1) ALORS
    SET Variable « Fin demande de découplage reçue » = 1
    RESET Variable « Demande de découplage reçue » = 0
FIN SI

SI (« Fin demande de découplage reçue » = 1) ET (« Autorisation de couplage reçue » = 1) ET (DM2
fermé) ALORS
    SI (IM PV ouverte) ET (PAS mem défaut C13100 IMPV) ET (Automatique) ET (PAS Local)
ALORS
    Fermeture IM PV
    FIN SI
    SI (IM PV fermée) ALORS
        Démarrage onduleurs (Reset défaut onduleur)
    FIN SI
FIN SI
```

Notes : Lorsqu'un défaut C13-100 survient, deux flags internes à l'automate sont mémorisés à 1(mem défaut C13-100 IMPV1, mem défaut C13-100 IMPV2), ces flag inhibent la fermeture automatique des IM PV. Ce flag est remis à 0 lorsque l'IM est détecté fermé. De cette façon, la fermeture d'une l'IM PV après un défaut C13-100 est une opération manuelle.

« Automatique » = PAS « Manuel ». La variable « Manuel » est mise à 1 ou à 0 par l'opérateur à distance par la communication. Quand la variable « Manuel » est à 1 les séquences automatiques de fermeture du disjoncteur DM2 et de l'IMPV sont inhibées.

La variable « Local » est l'image d'une entrée SEPAM, l'entrée SEPAM est activée par le sélecteur situé sur la cellule DM2, cette variables est lire dans la mémoire SEPAM.



5.3 Découplage du réseau

Deux cas sont à distinguer :

- o Découplage suite à commande de découplage du DEIE
- o Découplage suite à un défaut réseau (défaut GTE) pendant plus de 3 min (défaut GTE définitif)

Note : Un inter-déclenchement câblé ouvre l'IM PV si le disjoncteur DM2 est ouvert

5.3.1 Découplage par commande de découplage DEIE

Sur réception du signal "Demande de découplage" émis par le gestionnaire du RPD via le coffret DEIE, L'automate RIO effectue la séquence suivante :

– Shutdown distant sur tous les onduleurs

Si l'installation n'est pas découpée 13 min après une demande de découplage (Puissance injectée > 10 kW), l'automate RIO ouvre le disjoncteur DM2.

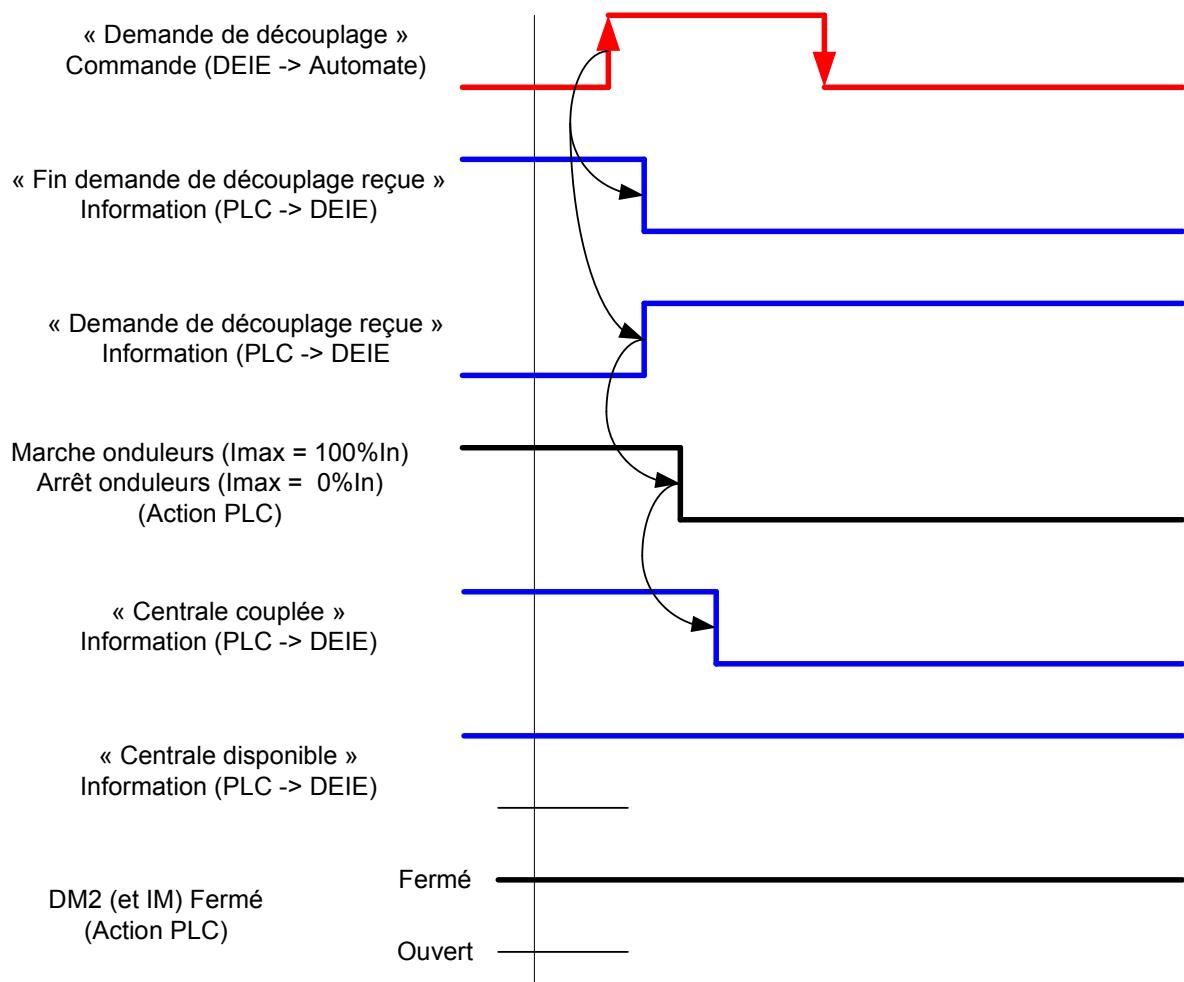
Voici les algorithmes exécutés par l'automate :

```
SI (Commande « Demande de découplage » = 1) ALORS
    SET « Demande de découplage reçue » = 1
    RESET « Fin demande de découplage reçue » = 0
FIN SI
```

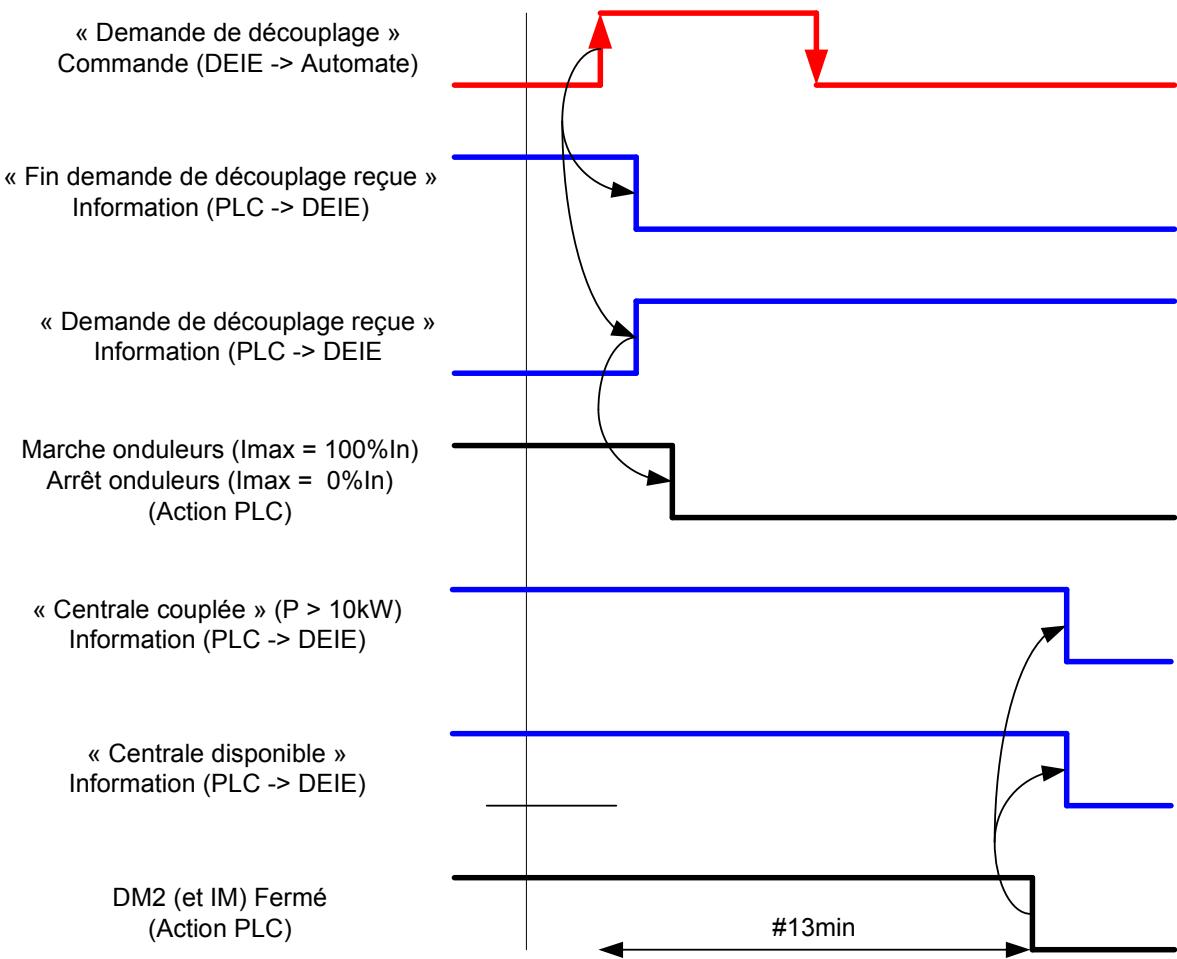
```
SI (« demande de découplage reçue » = 1) ALORS
    Shutdown distant sur tous les onduleurs
    SI (puissance de sortie > 10kW 13 min après commande de découplage) ALORS
        Ouverture disjoncteur DM2
    FIN SI
```

FIN SI

Chronogramme de découplage



Chronogramme en cas de défaillance du découplage : Le disjoncteur DM2 est ouvert si la Puissance injectée sur le réseau est supérieure à 10kW 13 min après avoir reçu une commande de découplage.



Notes : En cas de défaillance de découplage, le disjoncteur DM2 est ouvert puis est refermé immédiatement par l'automatisme. L'IMPV dans ce cas reste ouverte dans l'attente du signal « Fin demande de découplage »

5.4 Gestion défaut C13-100

5.4.1 Protections C13-100

Le défaut C13-100 concerne les protections suivantes :

- Max courant instantané : 50
- Max de courant surcharge : 51
- Max de courant homopolaire : 51N
- Max puissance homopolaire : 32N (ou défaut Wattmétrique homopolaire)

Ces défauts sont à accrochage, c'est-à-dire qu'ils sont mémorisés dans le SEPAM jusqu'à acquittement

5.4.2 Traitement SEPAM

Sur déclenchement d'une protection C13-100, le SEPAM ouvre le disjoncteur DM2 et maintient la commande d'ouverture jusqu'à l'acquittement par l'opérateur.

Un inter déclenchement ouvre les IM PV lorsque le disjoncteur DM2 est ouvert.

5.4.3 Traitement automate

L'inhibition de la fermeture automatique du disjoncteur DM2 et de l'IM PV est maintenu après un défaut C13-100. L'inhibition de la fermeture automatique est remis à 0 lorsque les appareils sont détectés fermés. Cette disposition oblige l'opérateur à refermer chaque appareil manuellement après un défaut C13-100.

5.4.4 Procédure de couplage après défaut C13-100

La procédure de couplage est la suivante :

- Remise en état de l'installation
- Acquittement du défaut en LOCAL par l'opérateur (BP acquittement sur le SEPAM)
- Fermeture manuelle en local ou en distant du disjoncteur DM2
- Fermeture manuelle en local ou distant des IM PV sans défaut flair
- Sur détection IM PV fermée, démarrage onduleurs (Reset défaut onduleurs)

SI (« Fin demande de découplage reçue » = 1) ET (« Autorisation de couplage reçue » = 1) ET (DM2 fermé) ET (IM PV fermé) ET (Onduleurs stoppés) ALORS

Démarrage onduleurs (Reset défaut onduleurs)

FIN SI

Attention, une demande de découplage est toujours prioritaire devant les demandes soit de couplage, soit de ré enclenchement.

Notes :

Lorsqu'un défaut C13-100 survient, un flag interne à l'automate est mémorisé à 1 (mem défaut C13-100 DM2), ce flag empêche la fermeture automatique du disjoncteur DM2. Ce flag est remis à 0 lorsque le disjoncteur est détecté fermé. De cette façon, la fermeture du disjoncteur DM2 après un défaut C13-100 est une opération manuelle même après l'acquittement local sur le SEPAM.

Lorsqu'un défaut C13-100 survient, deux flags internes à l'automate sont mémorisés à 1 (mem défaut C13-100 IMPV1, mem défaut C13-100 IMPV2), ces flag inhibent la fermeture automatique des IM PV. Ce flag est remis à 0 lorsque l'IM est détecté fermé. De cette façon, la fermeture d'une l'IM PV après un défaut C13-100 est une opération manuelle.

5.5 Gestion du défaut GTE

5.5.1 Protections GTE

Le défaut GTE concerne les protections suivantes :

- Max de fréquence 81H
- Min de fréquence 81L
- Max de tension 59
- Min de tension 27

5.5.2 Traitement d'un défaut GTE par le relais de protection SEPAM

Sur détection de défaut GTE, le relais de protection SEPAM ouvre le disjoncteur DM2

SI le défaut GTE disparait dans un laps de temps de 3 min ALORS

- Une temporisation de ré enclenchement (3 min) est lancée,
- La sortie SEPAM O14 est activée (ré enclenchement en cours, adresse MODBUS : bit 0xC20B, Word 0x0C20 Bit 13)

A la fin de la temporisation de 3 min le disjoncteur DM2 est refermé automatiquement par le SEPAM

SI le défaut GTE reste présent plus de 3 min ALORS

- o La sortie O12 du SEPAM est activée (défaut GTE définitif, adresse MODBUS : bit 0xC20C, Word 0x0C20 bit 11), la fermeture automatique du SEPAM est bloqué

5.5.3 Traitement automate

Sur détection du défaut GTE définitif les TS vers le DEIE sont positionnées comme suit :

- TS « Attente autorisation de couplage » = 1 (SET)
- TS « Autorisation de couplage reçue » = 0 (RESET)

Si le défaut GTE n'est pas détecté pendant 10min alors l'automate ferme le disjoncteur DM2 en exécutant les algorithmes suivants :

SI (Défaut GTE définitif) ET (PAS défaut GTE en cours) ET (réseau stable > 10min) ET (IM PV ouverte)
ET (PAS mem. défaut C13100 DM2) ET (PAS défaut C13100) ET (Automatique) ET (Pas Local) ALORS
 Acquittement défaut SEPAM

FIN SI

SI (PAS défaut GTE définitif) ET (PAS défaut GTE en cours) ET (réseau stable > 10min) ET (IM PV ouverte)
ET (PAS mem. défaut C13100 DM2) ET (PAS défaut C13100) ALORS
 Fermeture disjoncteur DM2

FIN SI

Notes :

- La variable « défaut SEPAM non acquitté » est lue dans la mémoire du SEPAM (variable interne V10), elle correspond à un défaut GTE définitif
- La variable « défaut SEPAM en cours » indique qu'une protection est activée (GTE en cours OU C13-100 non acquittée)
- La variable « réseau stable > 10 min » indique qu'aucun défaut GTE n'a été détecté pendant au moins 10min

5.6 Reconfiguration après défaut

5.6.1 Défaut C13-100

L'acquittement d'un défaut C13-100 (ANSI 50, 51, ANSI 50N, 51N, ANSI 32N) est une opération manuelle qui doit être effectuée en LOCAL sur le relais de protection SEPAM (BP acquittement). La fermeture du disjoncteur DM2 après l'acquittement est faite manuellement en local ou à distance.

Traitement chronologique défaut C13-100

1 Défaut C13-100

2 Déclenchement disjoncteur DM2 par relais de protection SEPAM

3 Ouverture IM PV par inter-déclenchement câblé

4 Acquittement manuel en LOCAL (BP reset sur SEPAM) :

=> **L'acquittement distant est invalidé pour les défauts C13-100**

5 Fermeture manuelle disjoncteur DM2 en local OU en distant

6 Fermeture manuelle des IM PV en local Ou en distant

7 Démarrage onduleurs (Reset défaut onduleurs)

Notes :

Lorsqu'un défaut C13-100 survient, un flag interne à l'automate est mémorisé à 1 (mem défaut C13-100 DM2), ce flag empêche la fermeture automatique du disjoncteur DM2. Ce flag est remis à 0 lorsque le disjoncteur est détecté fermé. De cette façon, la fermeture du disjoncteur DM2 après un défaut C13-100 est une opération manuelle même après l'acquittement local sur le SEPAM.

Lorsqu'un défaut C13-100 survient, deux flags internes à l'automate sont mémorisés à 1(mem défaut C13-100 IMPV1, mem défaut C13-100 IMPV2), ces flag inhibent la fermeture automatique des IM PV. Ce flag est remis à 0 lorsque l'IM est détecté fermé. De cette façon, la fermeture d'une l'IM PV après un défaut C13-100 est une opération manuelle.

SI (« Autorisation de couplage reçue »=1) ET (« Fin demande de découplage reçue »=1) ET (DM2 Fermé) ET (IM PV fermé) ET (Onduleurs stoppés) ALORS

Démarrage onduleurs (Reset onduleurs)

FIN SI

5.6.2 Défaut GTE définitif

L'acquittement d'un défaut GTE définitif (ANSI 27, ANSI 59, ANSI 81L, ANSI 81H, ANSI 59N) est effectué automatiquement par l'automate si les conditions suivantes sont vérifiées :

- o Pas de défaut GTE en cours
- o Pas de défaut C13-100 en cours
- o Pas de défaut GTE définitif (Reset 3min après disparition défaut GTE)
- o Tension réseau stable pendant 10 min
- o Mode automatique (Pas Manuel)
- o Pas Local

Sur déclenchement GTE définitif, l'automate RIO remet à 0 la TS « Autorisation de couplage reçue » et active la TS « Attente autorisation de couplage » vers le DEIE

Traitement chronologique

1 Défaut GTE définitif (sortie SEPAM O12 = 1)

2 Traitement automate:

- TS « Autorisation de couplage reçue » = 0
- TS « Attente autorisation de couplage » = 1
- Arrêt onduleurs (Shutdown distant)

3 SI (PAS défaut GTE définitif) ET (PAS défaut GTE en cours) ET (réseau stable > 10min) ET (IM PV ouverte) ET (PAS mem. défaut C13100 DM2) ET (PAS défaut C13100) ET (Automatique) ET (PAS Local) ALORS

Fermeture DM2 (Action automate)

FIN SI

4 SI (« Commande autorisation de couplage » = 1) ET (DM2 Fermé) ALORS

TS « Attente autorisation de couplage » = 0

TS « Autorisation de couplage reçue » = 1

FIN SI

5 SI (« Autorisation de couplage reçue » = 1) ET (disjoncteur DM2 fermé) ALORS

SI (IM PV ouverte) ALORS

Fermeture IM PV

FIN SI

SI (IM PV fermé) ALORS

Démarrage onduleurs (Reset onduleurs)

FIN SI

FIN SI

5.7 Option Gestion du RSE

L'ordre « RSE » venant du DEIE est mémorisé par un relais bi stable (situé dans la cellule SM6). Ce bi-table est ensuite mis en série avec le bouton RSE de la DM2 et câblé sur le Sepam (entrée sepam S48 I22).

Le Sepam inhibe les temporisations des protections dans l'état « En RSE ».

L'état « RSE » est pris en Com par l'automate M340 pour mettre à jour les TSD « mise en/hors RSE » en fonction des TCD « mise en/hors RSE »

5.8 Option Gestion de la télé action (type H4) [OPTION]

Environnement matériel:

Un boîtier TGS installé dans le PDL possèdant 3 sorties :

- Déclenchement
- Information de déclenchement
- Défaillance du boîtier TGS

Un relais bistable installé dans le caisson BT de la DM2

Principe de fonctionnement :

L'ordre « déclenchement» est envoyé directement à la DM2 pour s'ouvrir.

L'information de déclenchement est câblée sur une entrée du SEPAM 48

L'information de défaillance est câblée sur une entrée du SEPAM 48.

Les TCD du DEIE « téléaction en service » / « téléaction hors service » activent ou désactivent le relais bistable. Un contact de ce bistable, inhibe par son ouverture, l'action du déclenchement de la DM2; un autre contact de ce bistable est câblé sur une entrée du SEPAM 48 :

L'information « télé action en service » est utilisée par le Sepam pour inhiber les temporisations des protections.

L'état « télé action en / hors service » est pris par le M340 via sa communication avec le SEPAM 48. Le M340 gère ainsi la mise à jour des TSD du DEIE « mise en/hors TGS ».

Cette fonction est une option non implémentée sur le projet Les Mées 1.

5.9 La limitation en Puissance Active

ERDF peut imposer une limitation de la puissance active fournie.

Cette valeur P0 est présentée sur le tableau DEIE sous la forme d'un signal 4-20 mA sous l'appellation « TCV CONSIGNE P0 »

TVC Consigne P0 = 4 mA :

P0 limité par valeur min P0 = $P_{nom} * 10\% = 50 \text{ kW}$ par onduleur

TVC Consigne P0 = 20 mA

P0 = $P_{nom} = 500 \text{ kW}$ par onduleur

Le tableau suivant récapitule quelques valeurs de P0 et le % de IPPTmax correspondant

Cons P0	P0	%IPPTmax
4 mA	50.0 kW	10%
5 mA	78.1 kW	16%
6 mA	106.3 kW	21%
7 mA	134.4 kW	27%
8 mA	162.5 kW	33%
9 mA	190.6 kW	38%
10 mA	218.8 kW	44%
11 mA	246.9 kW	49%
12 mA	275.0 kW	55%
13 mA	303.1 kW	61%
14 mA	331.3 kW	66%
15 mA	359.4 kW	72%
16 mA	387.5 kW	78%
17 mA	415.6 kW	83%
18 mA	443.8 kW	89%
19 mA	471.9 kW	94%
20 mA	500.0 kW	100%

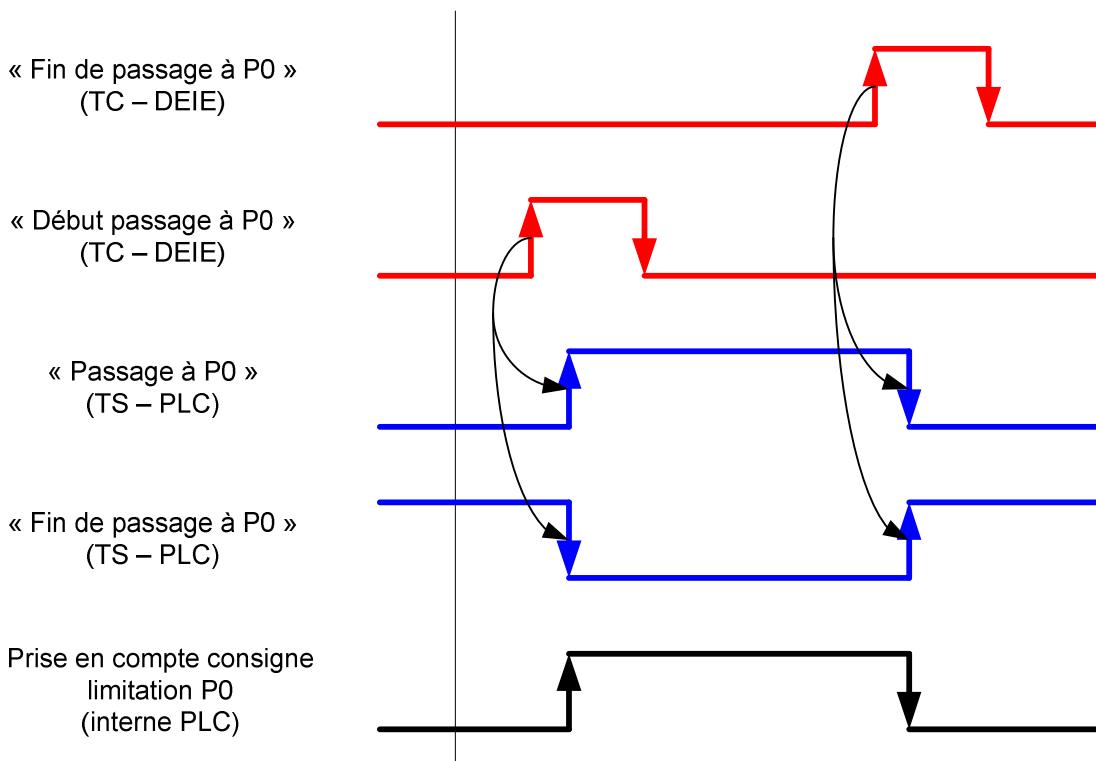
La consigne est prise en compte si le signal « Début de passage à P0 » est activé. L'annulation de la prise en compte de la consigne est commandée par le signal « Fin de passage à P0 »

Les commandes « Début passage à P0 » et « Fin de passage à P0 » sont des commandes impulsionales, l'automate M340 mémorise et positionne en conséquence les Tele-Signalisation (TS) « Passage à P0 » / « Fin passage à P0 »

Cette commande de limitation agit sur la variable IPPTmax sous la forme d'une valeur limite exprimée en %

Ecrit dans le mot de commande Xantrex :
ID42 mot d'écriture de Imax en mode PPT

Tous les onduleurs d'un même site sont pilotés avec la même limite de IPPT max



5.10 La limitation en Puissance Réactive

ERDF peut imposer une limitation de la puissance réactive injectée à la valeur Q0
 Cette valeur Q0 est présentée sur le tableau DEIE sous la forme d'un signal 4-20 mA sous l'appellation
 « TCV CONSIGNE Q0 »
 TVC Consigne Q0 = 4 mA :

$$Q0 \text{ limité par valeur min RDF} = P_{nom} * \tan \phi \text{ min} = 500 * 0,04 = 40 \text{ kVAR par onduleur}$$

TVC Consigne Q0 = 20 mA

$$Q0 \text{ limité par valeur max RDF} = P_{nom} * \tan \phi \text{ max} = 500 * 0,14 = 70 \text{ kVAR par onduleur}$$

Le tableau suivant récapitule quelques valeurs de Q0 et l'angle de phase correspondant

Cons Q0	Q0	tang φ	φ
4 mA	20.0 kVAR	0.040	2.3
5 mA	23.1 kVAR	0.046	2.6
6 mA	26.3 kVAR	0.053	3.0
7 mA	29.4 kVAR	0.059	3.4
8 mA	32.5 kVAR	0.065	3.7
9 mA	35.6 kVAR	0.071	4.1
10 mA	38.8 kVAR	0.078	4.4
11 mA	41.9 kVAR	0.084	4.8
12 mA	45.0 kVAR	0.090	5.1
13 mA	48.1 kVAR	0.096	5.5
14 mA	51.3 kVAR	0.103	5.9
15 mA	54.4 kVAR	0.109	6.2
16 mA	57.5 kVAR	0.115	6.6
17 mA	60.6 kVAR	0.121	6.9
18 mA	63.8 kVAR	0.128	7.3
19 mA	66.9 kVAR	0.134	7.6
20 mA	70.0 kVAR	0.140	8.0

La consigne est prise en compte si le signal « Début de passage à Q0 » est activé. L'annulation de la prise en compte de la consigne est commandée par le signal « Fin de passage à Q0 ». Les commandes « Début passage à Q0 » et « Fin de passage à Q0 » sont des commandes impulsionales, L'automate M340 mémorise l'état de fonctionnement « Limitation à Q0 »

Cette commande agit sur l'angle de phase des onduleurs sous la forme d'un angle exprimé en degrés.
Ecrit dans le mot de commande Xantrex :

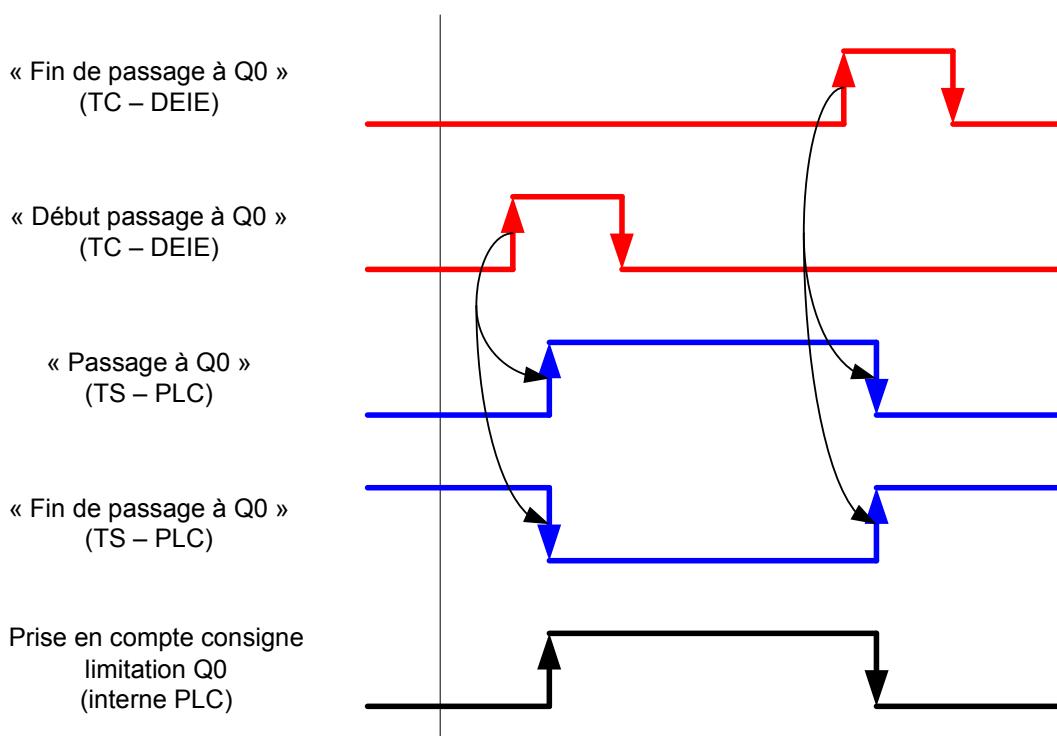
ID56 mot d'écriture de l'angle

ID29 mot de lecture de l'angle

Tous les onduleurs d'un même site sont pilotés avec la même consigne d'angle de phase

L'angle φ correspondant à consigne Q0 est déduit par la formule

$$\varphi = \text{arctan}(\text{Q0}/\text{Pnom}) * 180 / \text{PI}$$



5.11 Echanges avec le DEIE

5.11.1 TS M340 -> DEIE

Signaux TS RIO => DEIE	Condition de mise à 1	Condition de mise à 0
Centrale indisponible	Disjoncteur DM2 ouvert OU Toutes les IM PV ouvertes OU Tous disjoncteurs RM6 ouverts	Disjoncteur DM2 fermé ET au moins une IM PV fermée ET Au moins 1 disjoncteur RM6 fermé
Centrale couplée	Disjoncteur DM2 fermé ET au moins une IM PV fermée ET Au moins 1 disjoncteur RM6 fermé Au moins 1 onduleur en service	Disjoncteur DM2 ouvert OU toutes les IM PV ouvertes OU Tous les disjoncteurs RM6 ouvert et en distant OU Tous les onduleurs hors service
Attente autorisation de couplage	Défaut GTE définitif Signal mémorisé à 1 (SET)	Pas de défaut GTE définitif Dès Réception commande « Autorisation de couplage » du DEIE (RESET)
Autorisation de couplage reçue	Dès réception commande « Autorisation de couplage » du DEIE Signal mémorisé à 1 (SET)	Défaut GTE définitif (RESET)
Fin demande de découplage reçue	Dès réception commande « Fin demande de découplage » du DEIE Signal mémorisé à 1 (SET)	Dès réception commande « Demande de découplage » du DEIE (RESET)
Demande de découplage reçue	Dès réception de la commande « Demande de découplage » du DEIE Signal mémorisé à 1 (SET)	Dès Réception commande « Fin demande de découplage » du DEIE (RESET)
Protections en RSE	Commande DEIE « Mise en RSE » = 1 (lecture SEPAM)	Commande DEIE « Mise Hors RSE » = 1 (lecture SEPAM)
Protection hors RSE	Commande DEIE « Mise Hors RSE » = 1 (lecture SEPAM)	Commande DEIE « Mise en RSE » = 1 (lecture SEPAM)
TGS en Service	Commande DEIE « Mise en Service TGS » = 1 (lecture SEPAM)	Commande DEIE « Mise Hors Service TGS » = 1 (lecture SEPAM)
TGS en Service	Commande DEIE « Mise Hors Service TGS » = 1 (lecture SEPAM)	Commande DEIE « Mise en Service TGS » = 1 (lecture SEPAM)
Passage à Q0	Dès réception commande « Passage à Q0 » du DEIE Signal mémorisé à 1 (SET)	Dès réception commande « Fin passage à Q0 » du DEIE (RESET)
Fin passage à Q0	Dès réception commande « Fin passage à Q0 » du DEIE Signal mémorisé à 1 (SET)	Dès réception commande « Passage à Q0 » du DEIE (RESET)

5.11.2 Télécommandes DEIE -> M340

Signaux TC DEIE => M340	Action PLC / iRIO
Autorisation de couplage (Commande impulsionnelle)	<p>SI (disjoncteur DM2 fermé) ET (Fin demande de découplage = 1) ALORS Fermeture IM PV</p> <p>FIN SI</p> <p>SI (IM PV Fermée) ALORS Mise en service des onduleurs (Reset défaut)</p> <p>FIN SI</p> <p>Mise à 1 signal « Autorisation de couplage reçue » (SET)</p> <p>Mise à 0 signal « Attente autorisation de couplage » (RESET)</p>
Demande de découplage (Commande impulsionnelle)	<p>Arrêt onduleurs (Shutdown distant)</p> <p>Mise à 0 signal « Fin demande de découplage reçue » (RESET)</p> <p>Mise à 1 signal « Demande de découplage reçue » (SET)</p> <p>SI injection de puissance > 10 kW 13 min après réception de la commande « Demande de découplage »</p> <p>ALORS Ouverture DM2</p> <p>FIN SI</p>
Fin demande de découplage	<p>Mise à 1 signal « Fin demande de découplage reçue » (SET)</p> <p>Mise à 0 signal « Demande de découplage reçue » (RESET)</p> <p>SI (« Fin demande de découplage reçue » = 1) ET (« Autorisation de couplage reçue » = 1) ET (DM2 fermé) ALORS</p> <p>SI (IM PV ouverte) ET (pas défaut C13-100 préalable) ALORS Fermeture IM PV</p> <p>FIN SI</p> <p>SI (IM PV fermée) ALORS Mise en service des onduleurs (Reset défaut)</p> <p>FIN SI</p> <p>FIN SI</p>
Passage à P0 (Commande impulsionnelle)	<p>Mise à 1 signal « Passage à P0 » (SET)</p> <p>Prise en compte de la consigne 4-20 mA de limitation de puissance active P0, le courant maximum des onduleurs est limité comme suit :</p> <p>4 mA : I max = 10% In</p> <p>20 mA : I max = 100% In (pas de limitation)</p>

Fin de passage à P0 (Commande impulsionnelle)	<p>Mise à 0 signal « Passage à P0 » (RESET)</p> <p>Fin de prise en compte de la consigne de limitation P0, le courant des onduleurs n'est plus limité</p> <p>20 mA : I max = 100% In (pas de limitation)</p>
Passage à Q0 (Commande impulsionnelle)	<p>Mise à 1 signal « Passage à Q0 » (SET)</p> <p>Prise en compte de la consigne 4-20 mA de limitation de puissance réactive Q0, l'angle de phase est modulé comme suit :</p> <p>4 mA : phi = 0 (puissance réactive = 0)</p> <p>20 mA : phi = 7,9° angle de phase maximal</p>
Fin de passage à Q0 (Commande impulsionnelle)	<p>Mise à 0 signal « Passage à Q0 » (RESET)</p> <p>Fin de prise en compte de la consigne de limitation Q0, l'angle de phase est nominal.</p>

5.11.3 Télécommandes DEIE -> RELAIS BISTABLE - >SEPAM

Mise en / hors RSE	Commandes câblées sur un relais bistable. Un contact du bistable est câblée sur l'entrée « Mise en RSE » du relais SEPAM Sur réception du signal RSE le SEPAM rend les protections instantanées
--------------------	--

Mise en / hors service TGS	Commandes câblées sur un relais bistable. Un contact du bistable est câblée sur l'entrée « Mise hors service TGS » du relais SEPAM Sur réception du signal « Mise hors service TGS » le SEPAM rend les protections instantanées
----------------------------	--

5.11.4 Initialisation des variables

Lors de la première mise sous tension, d'un changement d'automate ou d'une réinitialisation de la mémoire, les variables DEIE sont pré positionnés comme suit :

Attente autorisation de couplage = 1

Centrale indisponible = 1

Centrale couplée = 0

Arrêt onduleurs (Shutdown distant)

RSE En Service = 1

Demande de découplage reçue = 0

Demande de couplage reçue = 0

Limitation à P0 = 0

Fin de limitation à P0 = 0

Limitation à Q0 = 0

Fin de limitation à Q0 = 0

5.12 Adresses MODBUS des variables SEPAM

5.12.1.1 Entrées logiques

Adresse Mots 0x010B

- Entrée I11	bit 0	Disjoncteur ouvert	(=1)	Adresse bits 0x01B0
- Entrée I12	bit 1	Disjoncteur fermé	(=1)	0x01B1
- Entrée I13	bit 2	Déclenchement automate	(=0)	0x01B2 (non utilisée / l'entrée SEPAM est pontée)
- Entrée I14	bit 3	Mise hors service TGS	(=0)	0x01B3 (commande envoyée par le DEIE sur relais bi-stable, un contact relais sur entrée)
- Entrée I21	bit 4		(=1)	0x01B4
- Entrée I22	bit 5	RSE	(=0)	0x01B5 (commande envoyée par le DEIE sur relais bi-stable, un contact relais sur entrée)
- Entrée I23	bit 6	Info Déclenchement TGS	(=1)	0x01B6 (Commande venant du boîtier TGS)
- Entrée I24	bit 7	Etat Défaillance TGS	(=1)	0x01B7 (Information venant du boîtier TGS)
- Entrée I25	bit 8	NC	(=0)	0x01B8
- Entrée I26	bit 9	Local	(=1)	0x01B9 (Commutateur Local / distant sur cellule SM6 DM2)

5.12.1.2 Bits internes SEPAM

Adresse Mots 0x010C

- V1	bit 0	Déclenchement TGS (15s)	(=1)	Adresse bits 0x01C0 (prolongation information venant du boîtier TGS)
- V2	bit 1		(=X)	0x01C1
- V3	bit 2		(=X)	0x01C2
- V4	bit 3		(=X)	0x01C3
- V5	bit 4		(=X)	0x01C4
- V6	bit 5	Inhibition réenclenchement GTE (15s)	(=1)	0x01C5 (prolongation information interne inhibition ré enclenchement)
- V7	bit 6	Défaut GTE Max U, Max U0 (15s)	(=1)	0x01C6 (prolongation information interne protection Max de U / U0)
- V8	bit 7	Défaut GTE Min U (15s)	(=1)	0x01C7 (prolongation information interne protection Min de U)
- V9	bit 8	Défaut GTE Min F, Max F (15s)	(=1)	0x01C8 (prolongation information interne protection Max / Min de Fréquence)
- V10	bit 9	Défaut GTE définitif	(=1)	0x01C9 (information interne défaut GTE définitif)

5.12.1.3 Sorties logiques

Adresse Mots 0x010D

			Adresse bits
- Sortie O1	bit 0	Déclenchement	(=1) 0x01D0
- Sortie O2	bit 1	Inhibition enclenchement	(=1) 0x01D1
- Sortie O3	bit 2		(=X) 0x01D2
- Sortie O4	bit 3	Chien de Garde	(=0) 0x01D3
- Sortie O11	bit 4	Enclenchement disjoncteur	(=1) 0x01D4
- Sortie O12	bit 5	Déclenchement GTE définitif (15s)	(=1) 0x01D5
- Sortie O13	bit 6		(=X) 0x01D6
- Sortie O14	bit 7	Ré enclenchement en cours (3 min)	(=1) 0x01D7

5.12.1.4 Défauts C13-100

Adresse Mots 0x0101

			Adresse bits
- TS1	bit 0	Protection 50/51 ex 1	(=1) 0x1010
- TS2	bit 1	Protection 50/51 ex 2	(=1) 0x1011
- TS3	bit 2	Protection 50/51 ex 3	(=1) 0x1012
- TS4	bit 3	Protection 50/51 ex 4	(=1) 0x1013
- TS5	bit 4	Protection 50N/51N ex 1	(=1) 0x1014
- TS6	bit 5	Protection 50N/51N ex 2	(=1) 0x1015
- TS7	bit 6	Protection 50N/51N ex 3	(=1) 0x1016
- TS8	bit 7	Protection 50N/51N ex 4	(=1) 0x1017

Adresse Mots 0x0103

			Adresse bits
- TS45	bit 12	PWH ex 1	(=1) 0x103C
- TS46	bit 13	PWH ex 2	(=1) 0x103D

5.13 Contrôle et monitoring

L'état normal de fonctionnement est :

- IM EDF fermée ; elle n'est manœuvrable que par EDF
- DM2 fermée et en distant
- IM PV fermée et en distant

5.13.1 Commande opérateur des équipements électrotechniques

Appareils	Manuel / Local	Manuel / Distant	Automatique
IM EDF	non manœuvrable	non manœuvrable	non manœuvrable
DM2	Ouverture Fermeture Mise en RSE Mise hors RSE	Ouverture Fermeture	Ouverture (SEPAM - protection) Ouverture (RIO/M340) Fermeture (SEPAM – fin GTE) Fermeture (RIO/m340) Mise en RSE (*1) Mise hors RSE
IM PV	Ouverture Fermeture	Ouverture Fermeture	Ouverture (*2) Fermeture
Disjoncteurs RM6	Ouverture Fermeture	Ouverture (*3) Fermeture (*3)	Ouverture (RM6 - protection) Fermeture (RM6 – retour tension) (*3)
Interrupteurs Array box	Ouverture Fermeture		

Note :

(*1) : La commande du DEIE « Mise en RSE » est prioritaire sur la commande locale

(*2) : L'ouverture à distance est possible même si le commutateur de la cellule IM PV est positionné sur « LOCAL »

(*3) : pour les RM6 motorisés

En local, l'opérateur peut ouvrir ou fermer toutes les cellules.

L'état local est remonté sur la supervision comme alarme.

Attention la fermeture des organes ne doit pas connecter plus de 1 MW à la fois au réseau EDF.

5.14 Système

5.14.1 Mise à l'heure

Les iRIOs sont mis à l'heure par SNTP via le serveur KERWIN.

6. Variables et Alarmes configurées dans les iRIO

6.1 Poste de Transformation

Cf document 02 980 959

6.2 Poste de Livraison

Cf document 02 980 960

7. Calcul de la disponibilité

7.1 Généralités

L'objectif du client est la vente de l'énergie électrique produite par la centrale sur le réseau public. Ainsi, la perte du côté client se caractérise par la part d'Energie Non Distribuée (END).

On définit le taux de disponibilité opérationnelle comme suit:

$$Tx_disponibilité = \frac{E_{Prod}}{E_{Prod} + END}$$

Avec :

E_{Prod} : Energie électrique effectivement produite au PDL (mesure PM810+autoconsommation)

END : Energie Non Distribuée pendant les défaillances.

7.1.1 Principe de calcul de l'END

Les principaux constituants qui conduisent à une perte de production sont surveillés par le système de monitoring. L'état de ces constituants est pris en compte pour le calcul de L'END.

Le calcul de l'END est effectué uniquement lorsqu'une défaillance causant une perte significative de production est détectée.

$$END = E_{théorique\ productible} - E_{Prod}$$

Avec :

E_{Prod} : Energie électrique effectivement produite au PDL (mesure PM810+autoconsommation)
Energie théoriquement productible ($E_{théorique\ productible}$) définit par :

$$E_{théorique\ productible} = RP_{ref} \times \frac{H_i}{G_{ref}} \times P_c$$

Avec :

RP_{ref} = indice de performance de référence

H_i = énergie solaire en kWh/m²

G_{ref} = puissance d'éclairement de référence W/m²

P_c = puissance crête de l'installation

7.1.2 Calcul du Taux de Rendement Synthétique ($TR_{synthétique}$)

Le Taux de Rendement Synthétique reflète le rendement global de l'installation photovoltaïque. Il prend donc en compte les pertes des éléments électrotechniques (rendement des panneaux, perte dans les câbles, transformateurs, onduleurs, connexions) et les pertes dues aux pannes.

$TR_{synthétique}$ = Taux de rendement synthétique

$$TR_{synthétique} = \frac{E_{Prod} \times Gref}{Pc \times Hi}$$

7.1.3 Principe de calcul du Ratio de Performance de référence (RP_{réf})

Le RP (réf) est calculé à partir des données d'énergie des 30 derniers jours.
La valeur initiale du RP de référence pendant les 30 premiers jours sera préfixée à 89%.

7.1.4 Principe de calcul du Ratio de Performance Jour (RP_{jour})

Le RP_{jour} est calculé comme suit :

$$RP_{jour} = \frac{E_{Prod_jour} + END_{jour}}{E_{théoriquechamps_jour}}$$

Avec :

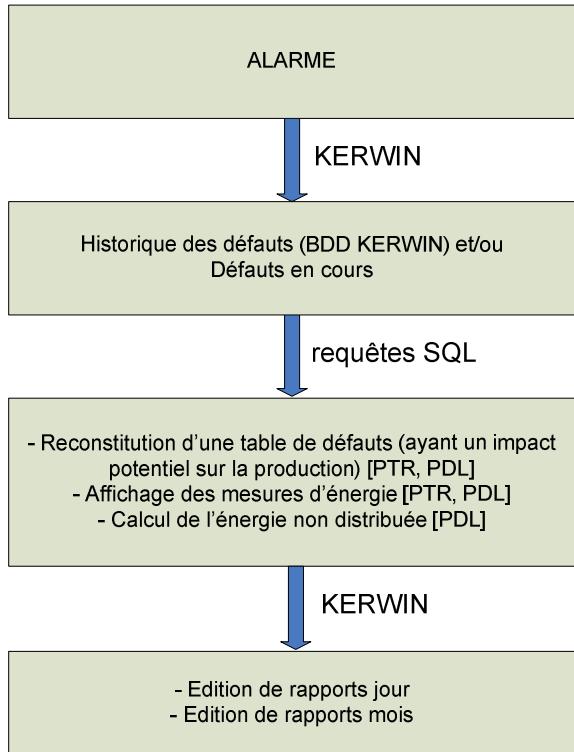
E_{prod_jour} : Energie électrique effectivement produite au PDL (mesure PM810+autoconsommation)

END_{jour} : Energie Non Distribuée pendant les défaillances.

$$E_{théoriquechamps_jour} = \frac{H_i \times P_c}{G_{ref}}$$

7.2 Mise en œuvre

7.2.1 Principe



7.2.2 Défauts pris en compte

Les défauts qui sont pris en compte pour le calcul de l'énergie non distribuée sont les suivants :

Alarmes	Description
AL_dR6_DJ	RM6 – Disjoncteur ouvert
AL_dR6_Pres_U_HTA	RM6 – Absence Presence tension HTA (VD3H)
AL_INVxFAULT_STATE	Xantrex No x - Fault Status
AL_INVxRED PUISS	Xantrex No x – réduction de puissance
AL_dABxx_Inter	ABxx - Interrupteur ouvert
AL_ABxx_I_Min	ABxx - Détection I mini
AL_ABxx_U_Min	ABxx - détection U DC Min
AL_IMPV1	SM6 – IM arrivée PV1
AL_IMPV2	SM6 – IM arrivée PV2

Ces défauts sont historisés dans la base de données de KERWIN

7.2.3 Traitements et Rapports

Dans Kerwin on reconstitue une table de défauts et on associe des mesures d'énergie délivrées pendant les défaillances
Un calcul de l'Energie Non Distribuée est effectué sur la durée d'une ou des défaillances.

7.2.3.1 RAPPORT JOUR de détails

DEBUT	FIN	DUREE (S)	Postes	Nature des Défauts	E_{PDL} (kWh)	$E_{autocons}$ (kWh)	Hi_{PDL} (kWh)	$RP_{ref PDL}$ (%)	$E_{théo. productible}$ (kWh)	END (kWh)
...	...	180	P1, P2	P1_INV1 ,P2_INV1						
		1440	P1	P1_INV1						
		120	P3	P3_INV2						

7.2.3.2 RAPPORT MOIS

Date	Energie PDL (kWh)	$Hi PDL$ (kWh/m ²)	$RP_{ref PDL}$ (%)	$E_{Théorique. productible}$ (kWh)	END (kWh)	Disponibilité (%)	$TR_{synthétique}$ (%)	RP_{jour} (%)
jj/mm/aaaa								
...								
jj/mm/aaaa								
TOTAL	somme	somme	moyenne	somme	somme	Dispo mois	moyenne	RPmois

Un graphe permet de visualiser le taux d'indisponibilité journalière

Téléchargeable à l'adresse suivante : <http://www.energypolis.be> - page 15-16

Disponibilité Normale

DATE	Energie PDL (MWh)	HP PDL (MWh/h)	HP val PDL (%)	E Réserve producible (MWh)	EDS (MWh)	Disponibilité (%)	TR Opérationnel (%)	HP pour (S)
01/06/2019	27857,05	7492,37	87,86	28125,77	0,00	100,00	87,02	87,02
02/06/2019	26512,32	7344,57	87,78	28426,66	0,00	100,00	88,08	88,08
03/06/2019	26758,34	7395,58	87,78	28521,06	0,00	100,00	84,88	84,88
04/06/2019	27394,88	7353,36	87,58	28582,58	28,46	99,22	93,24	94,03
05/06/2019	25826,48	7171,74	87,45	28258,31	116,53	99,54	93,32	93,25
06/06/2019	26745,38	5257,91	87,26	21470,54	98,59	99,52	84,23	84,73
07/06/2019	20285,65	5351,69	87,11	26586,33	2,83	99,28	85,75	85,79
08/06/2019	19226,54	5128,31	88,99	19005,90	154,45	99,31	87,73	88,38
09/06/2019	15467,84	4109,96	88,97	15272,19	73,44	99,53	88,23	88,62
10/06/2019	19155,24	5194,35	88,92	18296,44	98,58	99,49	86,34	86,78
11/06/2019	16009,92	5049,05	89,92	18742,33	128,79	99,29	83,62	84,22
12/06/2019	22758,88	6719,19	89,83	23442,97	3,49	99,98	84,33	84,31
13/06/2019	19485,92	5392,34	88,69	19971,02	101,59	99,48	84,58	85,05
14/06/2019	19842,04	5401,43	89,63	19891,44	94,33	99,52	85,11	85,52
15/06/2019	2916,37	7392,35	88,56	2850,28	122,24	95,87	86,14	86,78
16/06/2019	16912,81	5395,34	88,42	18610,38	2,13	99,03	88,12	88,13
17/06/2019	17000,32	4394,02	88,25	17886,84	20,31	99,83	85,82	85,91
18/06/2019	26156,44	7016,68	88,13	25819,01	1,81	99,91	87,18	87,19
19/06/2019	26255,45	5016,11	88,01	16181,17	120,44	99,29	84,46	84,46
20/06/2019	16225,38	2393,87	88,24	14463,34	1,17	99,88	91,53	91,25
21/06/2019	26902,22	6321,21	89,53	28245,21	0,05	100,00	96,55	96,45
22/06/2019	26435,78	7149,72	88,36	28555,24	0,50	100,00	87,09	87,28
23/06/2019	27798,28	7449,76	86,45	27514,25	1,84	99,98	96,51	96,51
24/06/2019	27112,07	7567,32	88,48	27725,73	40,34	99,85	84,53	84,25
25/06/2019	27166,88	7499,42	88,47	27854,63	32,78	99,45	88,17	88,29
26/06/2019	24661,91	6901,47	86,47	25127,07	131,35	99,47	84,87	85,52
27/06/2019	26600,92	7304,57	86,47	27254,93	63,35	99,89	84,11	84,38
28/06/2019	24629,07	6310,86	88,36	25726,84	121,92	99,55	83,37	83,78
29/06/2019	25626,57	7164,62	89,23	26358,04	95,05	99,64	84,37	84,67
30/06/2019	18330,53	4332,04	86,20	15853,44	263,20	98,33	93,91	93,91
Total	670009,28	532001,35	88,74%	678447,82%	100,14	99,37	88,92	88,24

% Indisponibilité



7.2.3.3 RAPPORT ANNUEL

Date	Energie PDL (kWh)	Hi PDL (kWh/m ²)	RP PDL (%)	$E_{\text{Théorique.}}^{\text{productible}}$ (kWh)	END (kWh)	Disponibilité (%)	$TR_{\text{synthétique}}$ (%)
mm/aaaa							
...							
mm/aaaa							
TOTAL	somme	somme	moyenne	somme	somme	Dispo ans	TR ans