



### S.5.1-1. ASSESSING THE IMPACT OF WIDE-AREA PROTECTION SCHEMES ON PERFORMANCE AND RELIABILITY OF ELECTRICAL POWER SYSTEMS

**Iony Patriota de Siqueira**  
**Tecnix Engenharia e Arquitetura Ltda.**  
**Brazil**

#### **Summary**

Power system performance and reliability indexes are expected to change due to the contribution of wide-area protection schemes. This paper introduces a new technique to evaluate these changes, using previously published graph models of forced and planned outages, and their cascade propagation through the topology of the electrical grid. Besides primary equipment outage and maintenance rates, other aspects are modeled like security and dependability of local and wide-area protection schemes, breaker failures, and operator time to restoration or automatic reclosing after a disturbance. The model is enhanced by additional nodes and links representing wide-area protection and automation schemes to the adjacency of electrical nodes. The resulting model is capable of estimating the impact of these schemes to not only grid resilience and inoperability as shown previously (14), but also reliability and availability metrics, like Expected Energy and Demand Not Supplied (EENS, EDNS) and Loss of Load Probability (LOLP), for each bus, agent, consumer and distributed generator. Contribution of each wide-area scheme to these metrics can be evaluated as a measure of their contribution to the power system performance. A small example power system, with a wide-area protection system is used to illustrate the concept.

**Keywords:** *Wide-Area Protection Systems, Power System Performance, Power System Reliability*

#### **1. Introduction**

The concept of Smart Grids is based on the widespread integration of distributed generation and high-speed communication to protection and automation, bringing new opportunities for enhanced performance and reliability of electrical power systems. The transmission of synchrophasor, sensor measurements and command controls in real-time across the grid is now not only feasible, but also necessary for deploying the required wide-area protection and control systems expected in the future. This is a requirement for the deep penetration of distributed generation, with their distributed control, responsibility and unpredictability, increasing the necessity of such wide-area systems, while raising concerns about their impact on power system performance and reliability. Contrary to the past practice, continuity and reliability of power delivery is now the result of a distributed effort of several players and wide-area protection systems. Blackouts, disturbances and control actions can reach far away from their original cause, affecting distant markets and grid agents, and be affected by wide-area distributed protection and control systems. Failures on customer installations, distributed generation and wide-area protection systems can also affect the continuity of faraway network nodes, raising questions of agent responsibilities beyond their own load or generation, and operator responsibilities regarding wide-area automatic systems.

To address these issues, system analysts, operators, owners, investors, regulators and other stakeholders need information about the gains in performance and reliability of current and planned wide-area control systems, to avail their economic viability and impact on system performance and reliability. Information can be provided by simulation of the impacts expected from such wide-area systems to the grid using adequate models.

To avail these models, the remaining sections of this paper reviews a vector representation of forced and programmed outage of components in a power grid, including protection reliability and dependability, connected loads and outage duration, partitioned among asset owners. This is exemplified in the paper by a small, multi-



(a) Typical Power System                      (b) Forced Adjacency Graph                      (c) Matrix I

Figure 1: Graph and Forced Adjacency Matrix of Typical Electrical Power Grid

An analogous principle can be used to model the operational dependency among items by relating those whose planned outage will always occur at the same time. A Planned (Outage) Adjacency Matrix **P** can also be defined by:

$$\mathbf{P} = [P_{ij}] = p_i P p_j = \begin{cases} 1, & \text{if a trip of } p_i \text{ requires or determines a trip of } p_j \text{ in a planned outage} \\ 0, & \text{otherwise,} \end{cases} \quad (8)$$

where  $p_i \in p_j$  ( $i, j \leq n$ ) are components of the grid, as exemplified by the graph and associated matrix of Fig. 2 (a and b). The operational dependency among protection systems, breakers and protected components can be modeled also by relating those items whose faults are detected by each protection or affected by breaker trips. It applies, for instance, to items located on the same protection zone, or on adjacent zones at the reach of the protection, when it acts as a backup protection. For any grid, it is possible to define a Protective Adjacency Matrix **T**, by the expression

$$\mathbf{T} = [T_{ij}] = p_i T p_j = \begin{cases} 1, & \text{if } p_i \text{'s protection protects also against faults on } p_j \\ 0, & \text{otherwise,} \end{cases} \quad (9)$$

exemplified by the graph and matrix of Fig. 2 (c and d).

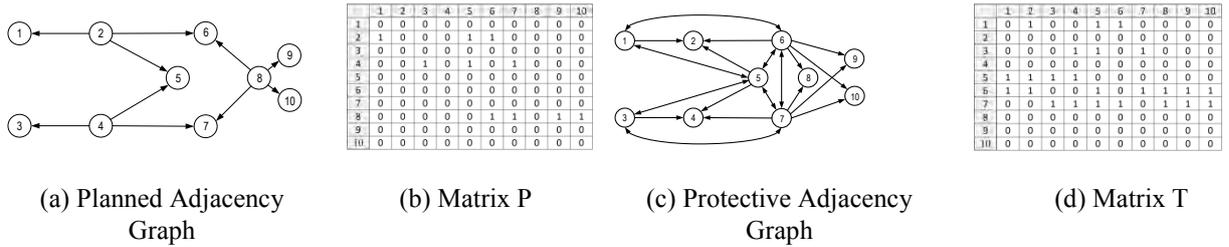


Figure 2: Graphs of Planned and Protective Adjacency Matrices

In these models, Boolean matrices, **P**, **I** e **T**, model the grid topology for the propagation of planned and forced events. The cascade reach of every outage is determined by Forced and Planned Reachability Matrices ( $\mathbf{A}_f$  e  $\mathbf{A}_p$ ), and Protective Vulnerability Matrix ( $\mathbf{T}_c$ ) given by the following operations (Boolean for  $\mathbf{A}_f$  and  $\mathbf{A}_p$ , and algebraic for  $\mathbf{T}_c$ ) in equations (10)(11)(12):

$$\mathbf{A}_f = (\mathbf{I} + \mathbf{U})^r = (\mathbf{I} + \mathbf{U})^{r-1} \neq (\mathbf{I} + \mathbf{U})^{r-2}, \quad (10)$$

$$\mathbf{A}_p = (\mathbf{P} + \mathbf{U})^r = (\mathbf{P} + \mathbf{U})^{r-1} \neq (\mathbf{P} + \mathbf{U})^{r-2}, \quad (11)$$

$$\mathbf{T}_c = \mathbf{C}_D (\mathbf{T} - \mathbf{C}_D \cdot \mathbf{T})^T + \mathbf{V}_D \mathbf{T}, \quad (12)$$

where the subscript *D* denotes the diagonal matrix and *r* (the smallest positive integer that satisfies the above equations) is the maximum extension of (forced or planned) cascading outages originated from any grid item, and **U** is the unit diagonal matrix.

Notice that matrices  $\mathbf{A}_f$  e  $\mathbf{A}_p$ , cascade the consequences of each outage through the grid topology. Matrix  $\mathbf{A}_p$  also defines the items that must wait the restoration of a faulted component, before they can be returned to operation. These matrices will be used to avail the system performance, by its interruption frequencies and duration, and the reliability of the system, measured by the impact on these metrics from a proposed Wide-Area Protection System.

#### 4. Interruption Frequencies

Interruption frequencies are among the traditional performance indexes used by power system utilities and regulators to avail the quality of the service. Having defined these parameters and models, it is possible to avail the vectors with Total Forced and Planned Outage Frequencies ( $\mathbf{F}_f$  and  $\mathbf{F}_p$ ) and Total Outage Frequency from Protection Failure ( $\mathbf{F}_c$ ) for all components, partitioned by *N* players in equations (13)(14)(15):

$$\mathbf{F}_I = [F_{Ii}] = \mathbf{A}_I^T \mathbf{f}_I, \quad i \leq n, \quad (13)$$

$$\mathbf{F}_P = [F_{Pi}] = \mathbf{A}_P^T \mathbf{f}_P, \quad i \leq n, \quad (14)$$

$$\mathbf{F}_C = [F_{Ci}] = \mathbf{T}_C \mathbf{f}_I, \quad i \leq n, \quad (15)$$

giving the expected frequencies of forced and planned outage of each item, from intrinsic causes, or originated in other grid component or protection/breaker failure.

### 5. Interruption Duration

Interruption duration complements the traditional performance indexes used by power system utilities and regulators to avail the quality of the service. Interruption duration of each grid element results from the combined frequency and duration of forced and planned outages, and restoration times, measured by the vectors of Total Forced Outage Duration ( $\mathbf{D}_{AI}$ ), Total Planned Outage Duration ( $\mathbf{D}_{AP}$ ), Total Time to Restore after a Forced Outage ( $\mathbf{R}_{AI}$ ), Total Time to Restore after a Planned Outage ( $\mathbf{R}_{AP}$ ), and Total Outage Duration due to Protection Failure ( $\mathbf{D}_{AC}$ ), partitioned by  $N$  players respectively in equations (16)(17)(18)(19)(20)(21):

$$\mathbf{D}_{AI} = [D_{Aii}] = \mathbf{A}_I^T * (\mathbf{d}_I * \mathbf{f}_I), \quad i \leq n, \quad (16)$$

$$\mathbf{D}_{AP} = [D_{APi}] = \mathbf{A}_P^T * (\mathbf{d}_P * \mathbf{f}_P), \quad i \leq n, \quad (17)$$

$$\mathbf{R}_{AI} = [R_{Aii}] = \mathbf{A}_I^T * (\mathbf{r} * \mathbf{f}_I), \quad i \leq n, \quad (18)$$

$$\mathbf{R}_{AP} = [R_{APi}] = \mathbf{A}_P^T * (\mathbf{r} * \mathbf{f}_P), \quad i \leq n, \quad (19)$$

$$\mathbf{D}_{AC} = [D_{ACi}] = \mathbf{T}_C * (\mathbf{r} * \mathbf{f}_I), \quad i \leq n, \quad (20)$$

$$\mathbf{D}_A = \mathbf{DIC} = \mathbf{D}_{AI} + \mathbf{D}_{AP} + \mathbf{R}_{AI} + \mathbf{R}_{AP} + \mathbf{D}_{AC}. \quad (21)$$

Using these expressions, the Mean Outage Duration, for each grid item is derived by dividing the Total Outage Duration by the corresponding Outage Frequency, for each type of outage:

$$\mathbf{D}_I = \mathbf{D}_{AI} ./ \mathbf{F}_I, \text{ for forced outages,} \quad (22)$$

$$\mathbf{D}_P = \mathbf{D}_{AP} ./ \mathbf{F}_P, \text{ for planned outages,} \quad (23)$$

$$\mathbf{D}_{RI} = \mathbf{R}_{AI} ./ \mathbf{F}_I, \text{ for forced reconnections,,} \quad (24)$$

$$\mathbf{D}_{RP} = \mathbf{R}_{AP} ./ \mathbf{F}_P, \text{ for planned reconnections,} \quad (25)$$

$$\mathbf{D}_C = \mathbf{D}_{AC} ./ \mathbf{F}_C, \text{ for protective outages,} \quad (26)$$

$$\mathbf{D} = \mathbf{D}_A ./ \mathbf{F}, \text{ for all outages,} \quad (27)$$

where (./) is the MatLab® scalar division operator.

The system reliability, measured by its Expected Energy Not Supplied and Loss of Load Probability of each item can now be estimated from these data and their definitions.

### 6. System Reliability

Traditionally, several indicators have been used to measure grid reliability, such as Expected Energy Not Supplied (**EENS**) and Expected Power Not Supplied (**EPNS**), for each component and outage type in a period. The following expressions show how they are derived from the models:

$$\mathbf{EENS}_I^E = [EENS_{Ii}^E] = [\mathbf{EENS}_{Ii}^E] = \mathbf{D}_{AI} * [\mathbf{1}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \text{ for forced outages,} \quad (28)$$

$$\mathbf{EENS}_C^E = [EENS_{Ci}^E] = [\mathbf{EENS}_{Ci}^E] = \mathbf{D}_{AC} * [\mathbf{1}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \text{ for protective outages,} \quad (29)$$

$$\mathbf{EENS}_P^E = [EENS_{Pi}^E] = [\mathbf{EENS}_{Pi}^E] = \mathbf{D}_{AP} * [\mathbf{1}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \text{ for planned outages,} \quad (30)$$

$$\mathbf{EPNS}_I^E = [EPNS_{Ii}^E] = [\mathbf{EPNS}_{Ii}^E] = \mathbf{F}_I * \mathbf{D}_I * [\mathbf{1}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \text{ for forced outages,} \quad (31)$$

$$\mathbf{EPNS}_C^E = [EPNS_{Ci}^E] = [\mathbf{EPNS}_{Ci}^E] = \mathbf{F}_C * \mathbf{D}_C * [\mathbf{1}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \text{ for protective outages,} \quad (32)$$

$$\mathbf{EPNS}_P^E = [\mathbf{EPNS}_{P_i}^E] = [\mathbf{EPNS}_{P_j}^E] = \mathbf{F}_P \cdot \mathbf{D}_P \cdot [\mathbf{1}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \text{ for planned outages,} \quad (33)$$

$$\mathbf{EENS}^E = [\mathbf{EENS}_i^E] = [\mathbf{EENS}_j^E] = \mathbf{EENS}_I^E + \mathbf{EENS}_P^E + \mathbf{EENS}_C^E, \text{ for all outages,} \quad (34)$$

$$\mathbf{EPNS}^E = [\mathbf{EPNS}_i^E] = [\mathbf{EPNS}_j^E] = \mathbf{EPNS}_I^E + \mathbf{EPNS}_P^E + \mathbf{EPNS}_C^E, \text{ for all outages,} \quad (35)$$

where  $i \leq n, j \leq N$ , and  $\mathbf{1} = [1, 1, \dots, 1]^T$ .

In addition, the Loss of Load Probability (**LOLP**) of all grid points can be evaluated by defining the contribution of each outage duration to each point. The contributions are estimated by matrixes relating the transferred outage duration of each item to other items across the grid:

$$\mathbf{D}_{Aij} = (\mathbf{f}_{ID} \cdot \mathbf{d}_{ID}) \cdot \mathbf{A}_I, \text{ for forced outages,} \quad (36)$$

$$\mathbf{D}_{APij} = (\mathbf{f}_{PD} \cdot \mathbf{d}_{PD}) \cdot \mathbf{A}_P, \text{ for planned outages,} \quad (37)$$

$$\mathbf{R}_{Aij} = (\mathbf{f}_{ID} \cdot \mathbf{r}_D) \cdot \mathbf{A}_I, \text{ for forced reconnections,} \quad (38)$$

$$\mathbf{R}_{APij} = (\mathbf{f}_{PD} \cdot \mathbf{r}_D) \cdot \mathbf{A}_P, \text{ for planned reconnections,} \quad (39)$$

$$\mathbf{D}_{ACij} = (\mathbf{f}_{ID} \cdot \mathbf{r}_D) \cdot \mathbf{T}_C^T, \text{ for protective outages,} \quad (40)$$

$$\mathbf{D}_{Aij} = \mathbf{D}_{Aij} + \mathbf{D}_{APij} + \mathbf{R}_{Aij} + \mathbf{R}_{APij} + \mathbf{D}_{ACij}, \text{ for all outages} \quad (41)$$

From these metrics, it is possible to estimate the contribution of each item  $i$  on the interruption of each load  $j$  by accumulating the interruption time:

$$\mathbf{DL}_{Aij} = \mathbf{D}_{Aij} \cdot [\mathbf{1} * (\mathbf{1} > \mathbf{0})^T], \quad (42)$$

where  $\mathbf{1} = \mathbf{ones}(n, 1) = [1, \dots, 1]^T$ , using MatLab® notation.

Convoluting all duration interruptions, gives an estimation of the fraction of time or probability of load curtailment at each grid point:

$$\mathbf{LOLP} = [\mathbf{LOLP}_i] = [\mathbf{LOLP}_j] = \mathbf{1} - \prod_{\text{column}} (\mathbf{1} - \mathbf{DL}_{Aij}^T), \quad i \leq n, \quad j \leq N, \quad (43)$$

where  $T$  = time span of analysis.

These models and corresponding metrics can be used to avail the impact of Wide-Area Protection Systems on the performance of any power system, as exemplified on the following case study.

### 7. Case Study

A simple case study was run to avail the impact of a proposed Wide-Area Protection System to the example power system of Fig. 1(a) on these indicators. The proposed WAPS will used a wide-area communication system to promote instantaneous selective remote trips of loads 9 and 10 on bus 8 during forced outages of generators 1 and 3, respectively, to avoid the cascade outage of each power plant due to overload. The scheme is modeled by the dotted lines added to the forced adjacency graph of Figure 4(a), and the removal of the links indicated by an "X" in the same graph (Fig. 4(b)). These changes are modeled by the yellow cells of the corresponding Forced Adjacency Matrix, showing how WAPS can be introduced in the mathematical model.

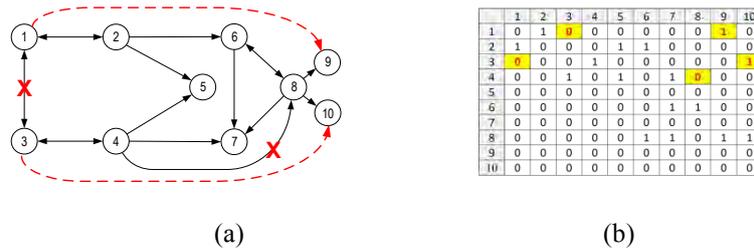


Figure 4: Graph and Forced Adjacency Matrix of Wide-Area Protection System

Table I shows the values of the performance and reliability indexes of this sample system, as seen from the loads

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation  
01 – 05 June 2015, Sochi**

9 and 10, evaluated in the original system (with no WAPS) and the modified system (with a WAPS), using a MatLab® computer program that implements these equations. All figures are expressed as per unit (pu) values of an unspecified base system.

Table I – Impact of a WAPS on Grid Performance and Reliability

Index	With No WAPS		With WAPS	
	Load 9	Load 10	Load 9	Load 10
<b>F</b>	0.2876	0.2876	0.2576	0.2876
<b>D<sub>A</sub></b>	0.6190	0.6190	0.0527	0.6190
<b>EENS</b>	0.1138	0.1138	0.0978	0.1138
<b>EPNS</b>	0.1138	0.1138	0.0978	0.1138
<b>LOLP</b>	0.0605	0.0605	0.0518	0.0605

This example shows that all performance and reliability indexes of load 9 benefit from the proposed WAPS, with reduced Outage Frequency and Duration, and increased reliability as measured by the Expected Energy and Power Not Supplied, and Loss of Load Probability, when compared with the original system at these points. These same indexes remain unchanged for Load 10. Even with the addition of this WAPS, Load 10 remains vulnerable to forced outages of generators 1 and 3, showing that this WAPS is benefic for Load 9 but indifferent for the performance and reliability of Load 10.

## 8. Conclusions

Modeling and measuring the impact of Wide-Area Protection Systems will be a requirement for the full application and benefit of future automated smart grids. The following aspects distinguish the proposed method, in evaluating the performance and reliability indexes of power systems with the addition of WAPS:

- (a) Consideration of maintenance, operation and protection of power systems;
- (b) Simulation of grid topology, with forced and planned functional dependencies;
- (c) Graphical representation of functional dependencies by directed graphs;
- (d) Modeling of protection reliability and reach;
- (e) Inclusion of remote causalities from teleprotections and wide-area protection systems;
- (f) Use of traditionally available data from maintenance and operation;
- (g) Formalization by matrix algebra, with trivial implementation on computers.

## 9. Bibliography

- [1] BASILEVSKY, A., “Applied Matrix Algebra in the Statistical Sciences”, Dover Publications, New York, 2005.
- [2] BHATTACHARYA, K., BOLLEN, M. H. J., DAALDER, J. E., “Operation of Restructured Power Systems”, Kluwer Academic Publishers, Boston, 2001.
- [3] BILLINTON, R., ALLAN, R., “Reliability Assessment of Large Electric Power Systems“, Technology, 1988.
- [4] BROWN, R. E., “Electric Power Distribution Reliability”, Second Edition, CRC Press, 2009.
- [5] DOBSON, I., CARRERAS, B. A., LYNCH, V. E., NKEI, B, NEWMAN, D. E., “Estimating Failure Propagation in Models of Cascading Blackouts”, 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems, Ames, Iowa, September 2004.
- [6] ENDRENYI, J., “Reliability Modeling in Electric Power Systems”, John Wiley & Sons, 1978.
- [7] KIM, C. J., OBAH, O. B., “Vulnerability Assessment of Power Grid Using Graph Topological Indices”, International Journal of Emerging Electric Power Systems, Volume 8, Issue 6, Article 4, 2007.
- [8] NEWMAN, M. E. J., “Networks – An Introduction”, Oxford University Press, Oxford, 2010.

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 – 05 June 2015, Sochi**

- [9] PHADKE, A.G., “Role of protection systems in cascading blackouts”, CRIS International Workshop on Power System Blackouts - Causes, Analyses, and Countermeasures, Lund, Sweden, 2004.
- [10] SIQUEIRA, I. P., “Probabilistic Risk Assessment of Protection Systems for Large Electric Power Plants”, International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Jeju Island, Korea, 2009.
- [11] SIQUEIRA, I. P., “Risk Analysis of Cascading Disturbances among Power System Players”, X SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Florianópolis, 2006.
- [12] SIQUEIRA, I. P., “Probabilistic Risk Assessment of Large Electric Power Plants: A Case Study”, XI SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Florianópolis, 2009.
- [13] SIQUEIRA, I. P., SOUZA, B. A., “Risk Assessment of Major Accidents in Large Electric Power Plants”, 2010 IEEE PES Transmission and Distribution, New Orleans, 2010.
- [14] SIQUEIRA, I. P., “Resilience and Inoperability Indexes for Electrical Power Systems”, XII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, 2012.
- [15] SIQUEIRA, I. P., “Redes de Infraestruturas Críticas – Análise de Desempenho e Risco nos Setores de Energia, Petróleo, Gás, Água, Finanças, Logística e Comunicações”, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2014.
- [16] SIQUEIRA, I. P., “Estimating the Impact of Wide-Area Protection Schemes on Performance and Reliability of Electrical Power Systems”, XIII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Foz do Iguaçu, 2014.



### S.5.1-2. Utility experiences with Phasor Measurement Units in Wide Area Monitoring Systems.

Hans-Udo Faubel, Stefan Steger  
EM EA PRO S PROM, Tennet TSO GmbH  
Siemens AG  
Germany  
[Udo.Faubel@siemens.com](mailto:Udo.Faubel@siemens.com)

#### KEYWORDS

- Phasor Data Processor (PDP)
- WAM (Wide Area Monitoring)
- Analyze and Learn
- Network Dynamics
- EMS Integration
- WAC (Wide Area Control)
- WAP (Wide Area Protection)

#### ABSTRACT

Interconnection of adjoining networks is beneficial in terms of operation and economy, but it also bears the risk of uncontrollable, cascading outages, especially when networks are operated close to their limits.

Beside the current static view to the HV / EHV transmission networks the consideration of dynamic behavior becomes a more vital role.

This paper will show the experience and practical examples TenneT TSO GmbH has made during the running pilot project with SIGUARD PDP WAM system.

It will further introduce a view to possible future application to an assessment of dynamic network security.

#### 1 INTRODUCTION

The increasing consumption of electric energy during the last decades led to an extension and a spatial expansion of synchronous operated AC systems.

Technological developments like wind energy and de-centralized generation cause a demand on controllable energy and reactive power. Networks are operated more and more at their limits.

That makes dynamic effects important to observe. To avoid network shortages increasing re-dispatch measures are necessary, e.g. by use of minutes reserve.

This results in radically changing role and tasks of TSOs.

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation  
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**



Fig 1: Changing role of TSOs [4]

More changing than predictable flows are the challenge for development of future SCADA-EMS systems.

The trend is from day ahead operational planning towards intra day planning with continuously running processes and hourly repetitions possibly close to real time.

Wide Area Monitoring Systems, based on Phasor Measurement Units (PMUs), are available and able to provide a online picture of the dynamic behaviour of networks.

Voltage and current phasors (magnitude & angle), Frequency and Rate of Change of Frequency are measured and provide with precise time synchronization based on GPS (<10 $\mu$ s accuracy).

In accordance to IEEE C37.118 (2011) this data are reported in the range of up to 60 samples per second and archived in Phasor Data Concentrator.

Selected Phasor Measurement data are evaluated with Fast Fourier Transformation in Phasor Data Processor unit; e.g. active power ( $\Delta P$ ) on a line, angle difference ( $\Delta \Phi$ ) between two locations.

This data are then available for visualization as well as online and offline (post-mortem) analysis of the dynamical behaviour of the system.

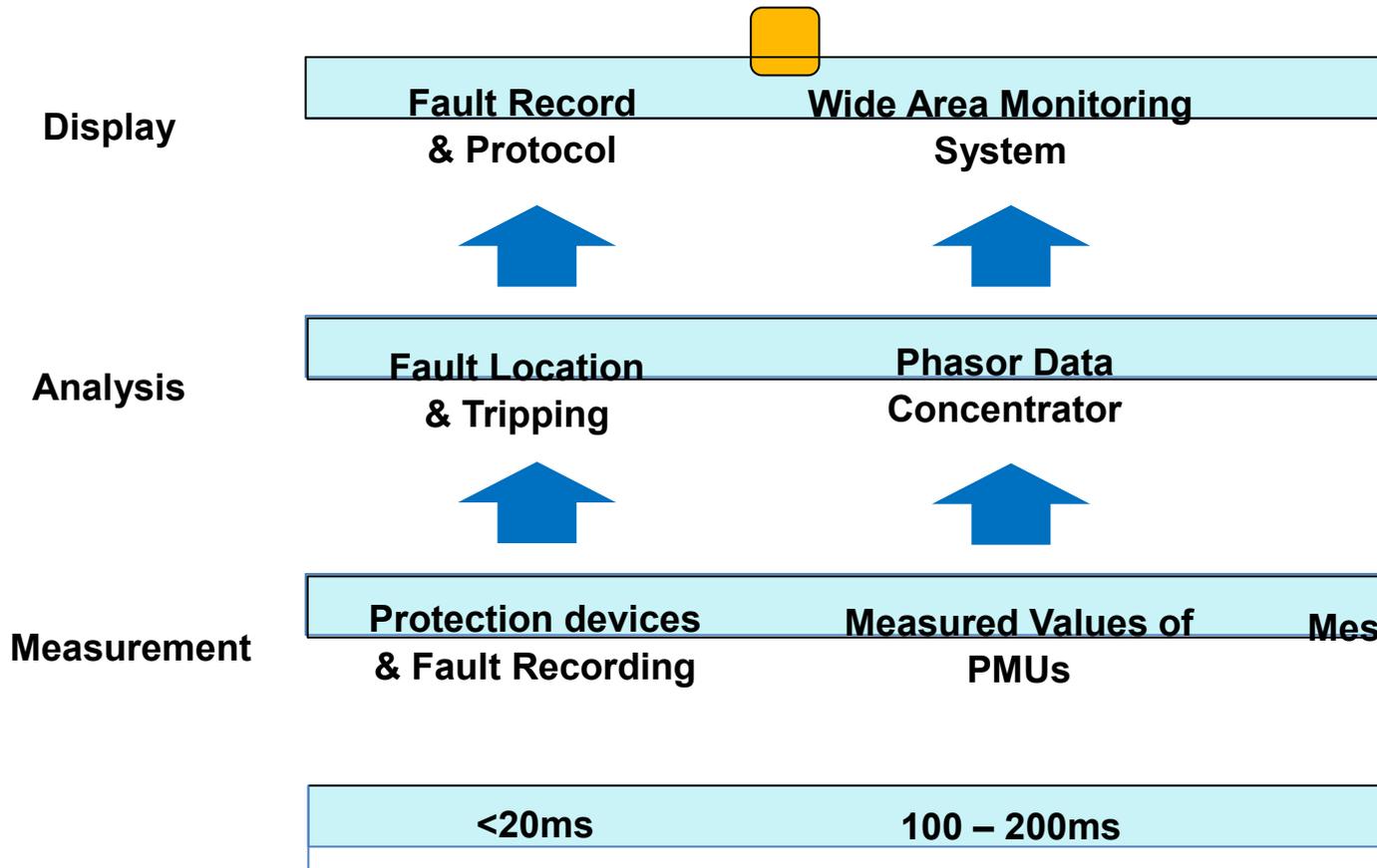


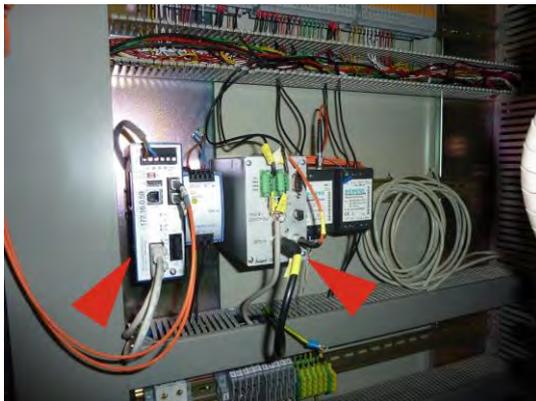
Fig 2: Operational Position of WAM Systems [2]

#### PROJECT STATUS

TenneT TSO, GmbH is Europe's first cross-border grid operator for electricity [3]. With approximately 20.000 km of (Extra) High Voltage lines and 36 million end users in the Netherland and Germany.

In 2007 TenneT TSO, GmbH started with 5 units of SIMEAS R Fault Recorders which got the PMU functionality implemented for Power Swing Recognition and Disturbance Analysis. Today the system contains of 48 PMUs devices in 17 substations on 400kV level in Germany.

Installed in related substations are the Fault Recorder Devices with PMU-functionality, GPS receiver and Antennas for time synchronization [Pict.1-2].



Picture 1: GPS Receiver for PMU Device [2]



Picture 2: GPS Outdoor Antenna [2]

The environment in substations might cause GPS receiving problems: unwanted screening, HF-disturbances by disconnectors, corona, etc.

Based on experience there is optimization potential!

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation  
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**

The supervised network is spreading from North Sea Coast, with installed 400MW off shore Wind Power, and the border to Denmark over the area of Germany down to the border of Austria (approx 1000km).

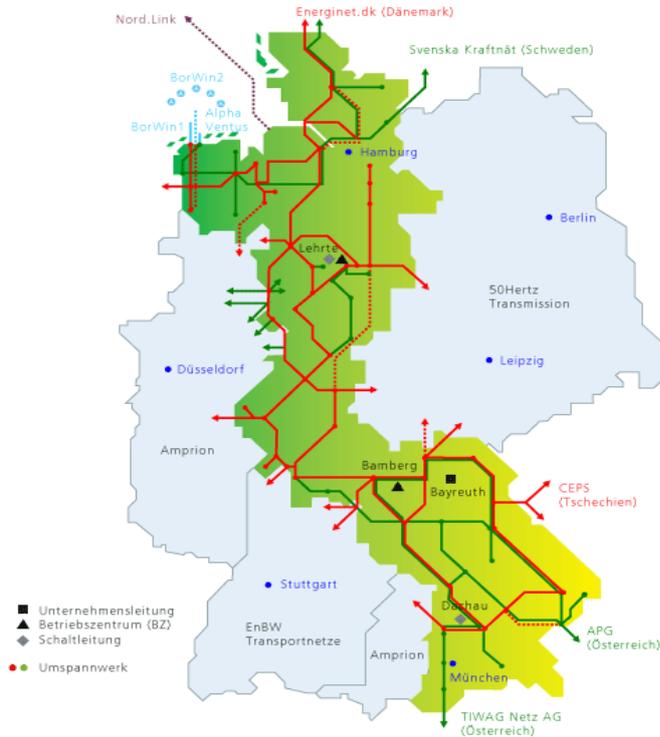


Fig. 3: TenneT TSO Network; Germany [6]

The central office with Phasor Data Concentrator, Archive and main User Interface is located in Bayreuth; North Bavaria. For optimized visualization two monitors are used to displays e.g. alarm list, time charts, phasor diagram, etc.

Data of northern PMUs are collected with 2MB in SS Lehrte and transferred via 10MB communication link to Bayreuth.

Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation  
1–5 June 2015, Sochi (Russia)

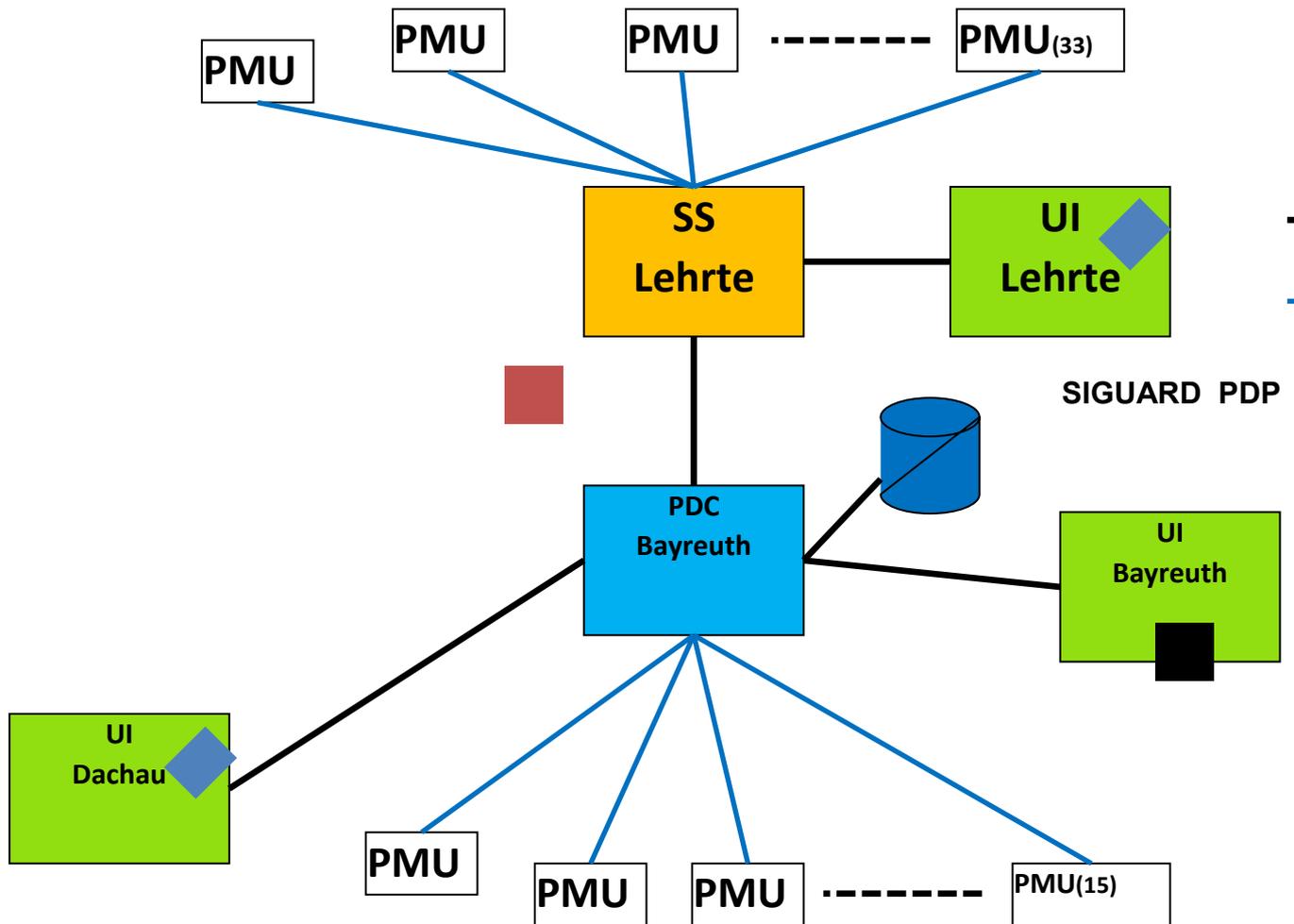


Fig. 4: WAM Scheme of TenneT TSO, Germany

Data of the southern PMUs are collected with 2MB communication link in Bayreuth. The WAM System is currently operated with a reporting rate of 10 Hz and a storage capacity of 1TByte which comes to its limits due to increased number of PMUs and storage time (archive).

**Power Swing Modes**

The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) has defined limitation values for Power Swing Conditions in 400kV networks.

Weak system condition	approx 0,15 Hz
East West 1	approx 0,2 Hz
East West 2	approx 0,3 Hz
North South	approx 0,4 Hz
Central Eastern Europe	approx 0,5 Hz
Power Plant Control	approx 0,9 Hz

These are used in WAM system of TenneT TSO.

Due to the network topology there were found several corridors with typical resonances. [3]

**Location of PMUs:**

The placing of PMU devices in a network is always a subject of discussion. In most cases the TSO know the weak points or areas. Depending on value which shall be measured some different locations are advisable.

## **For angle dynamics/ power oscillations:**

**At each or near (inside the influencing area) relevant power plants,  
to monitor stress of a line corridor.**

**- Network Interconnection lines**

## **For frequency:**

**Close to the power plant with the largest inertia, e.g. >500MW.**

**Near heavily loaded tie-lines (e.g. tie-lines presenting higher  
sensitivity to generation variation)**

## **For voltage stability:**

**Near critical load areas (busbar with lower loadability margin)**

**Near generation (if reaching reactive injection or absorption limit)**

**Nodes equipped with FACTS (e.g. SVCs)**

Fig 5: Advice for PMU locations [4]

## **2 EXAMPLES AND EXPERIENCES**

### **Visualization**

The User Interface is designed to provide a transparent view to the network dynamics. A power system status curve on top of the UI screen represents an artificial value which indicates the distance to critical status of the monitored system (Fig. 6).

It is calculated from the distances of all measurements from their limits. It has the function of a traffic light, but additionally shows the tendency of the state of the system.

## Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation 1–5 June 2015, Sochi (Russia)

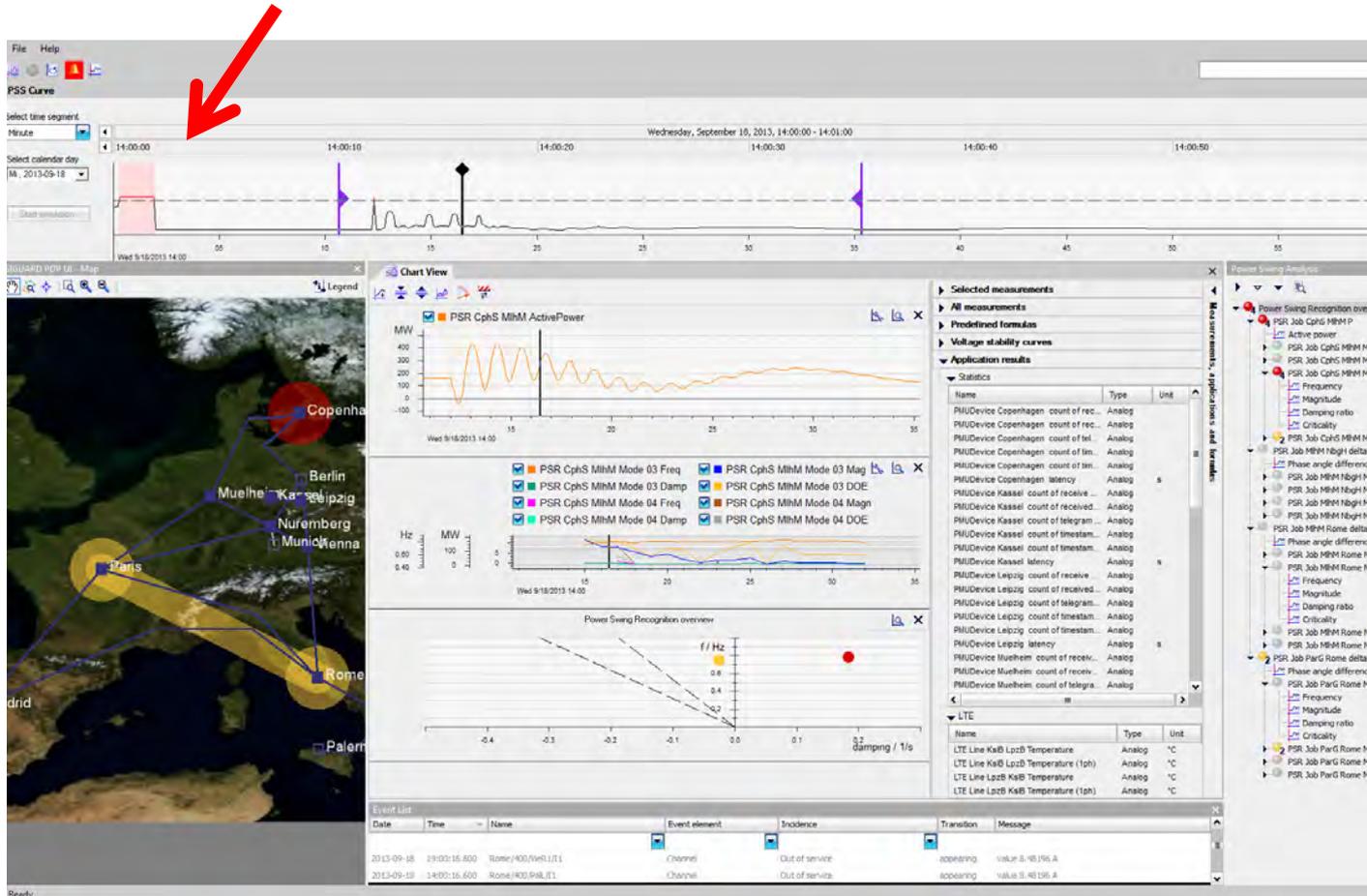


Fig 6: User Interface Display of Phasor Data Processor [5]

In the following the use and experience of main applications of the Phasor data Processor System are discussed.

### **Power Swing Recognition (PSR)**

With this function it is possible to detect occurring swings in the network and evaluate the related damping. The detection of power swing and their possibly low or even not existing damping is displayed (Alarm list).

Two different types of observing objects are selectable.

- A pair of PMU measured voltages, thus observing the phase angle difference between two PMU locations.
- Voltage and Current of one PMU location, thus observing the active power measured on one particular line / of one particular generator. [5]

### **Power Swing Recognition from Delta Phi**

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation  
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**

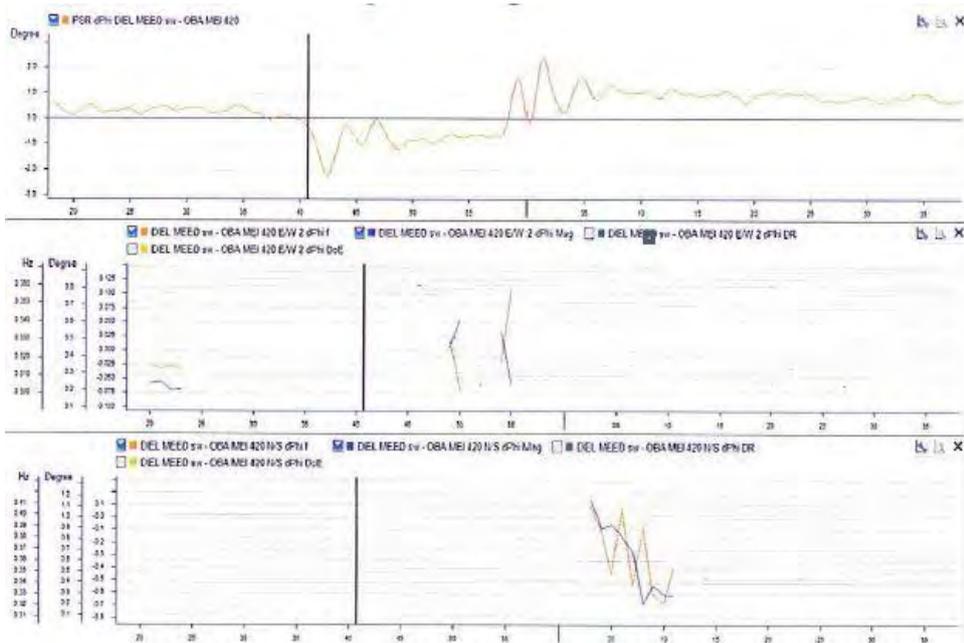
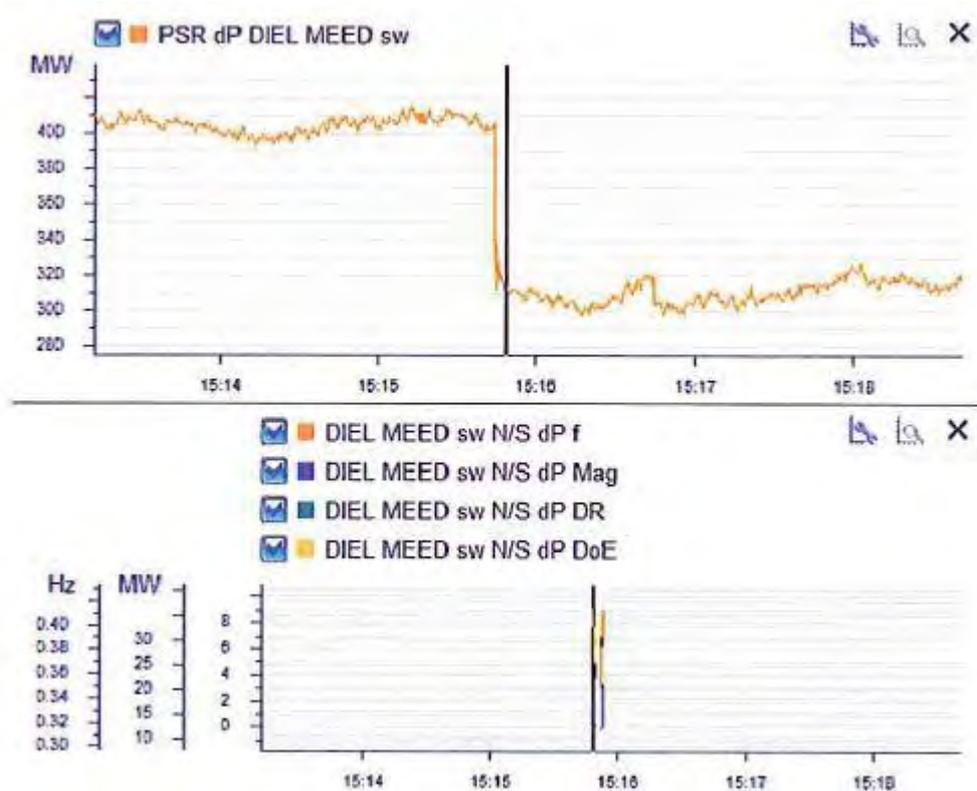


Fig.7 Power swings between two remote stations.

Power supply loss in east europe with network separation.

**Power Swing Recognition from Delta P**



Active Power  
Swing on a  
400kV line

Reason:  
Disturbance in  
underlaid 110kV  
network

Fig. 8: PSR based on Delta P [3]

**Disturbance in underlaid 110kV with influences to 400kV network**

Powers wing recognition with delta Phi and delta P

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation  
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**

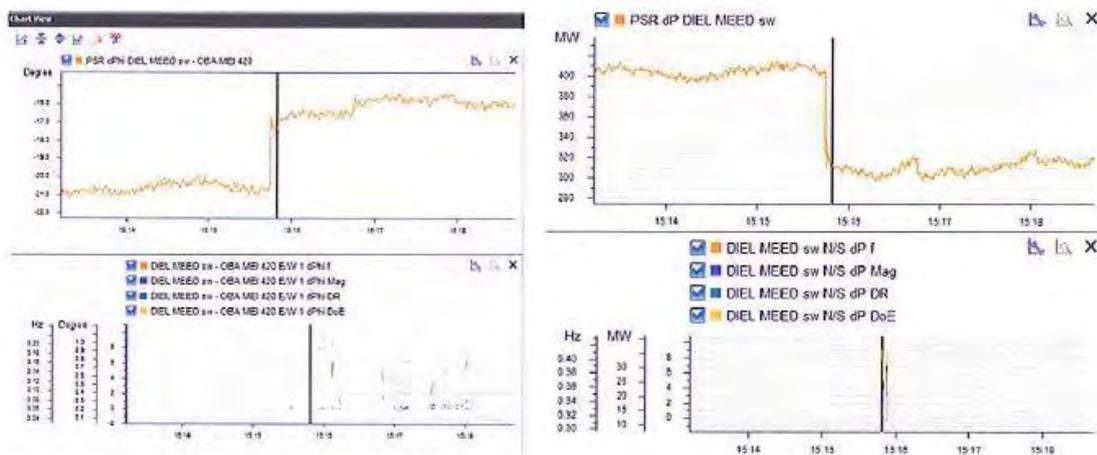


Fig. 9: Influence from 110kV to 400kV [3]

Effect: Change of load flow in 400kV net. Typically frequency 0,1 to 0,4 Hz.

Power swing overview with damping diagram

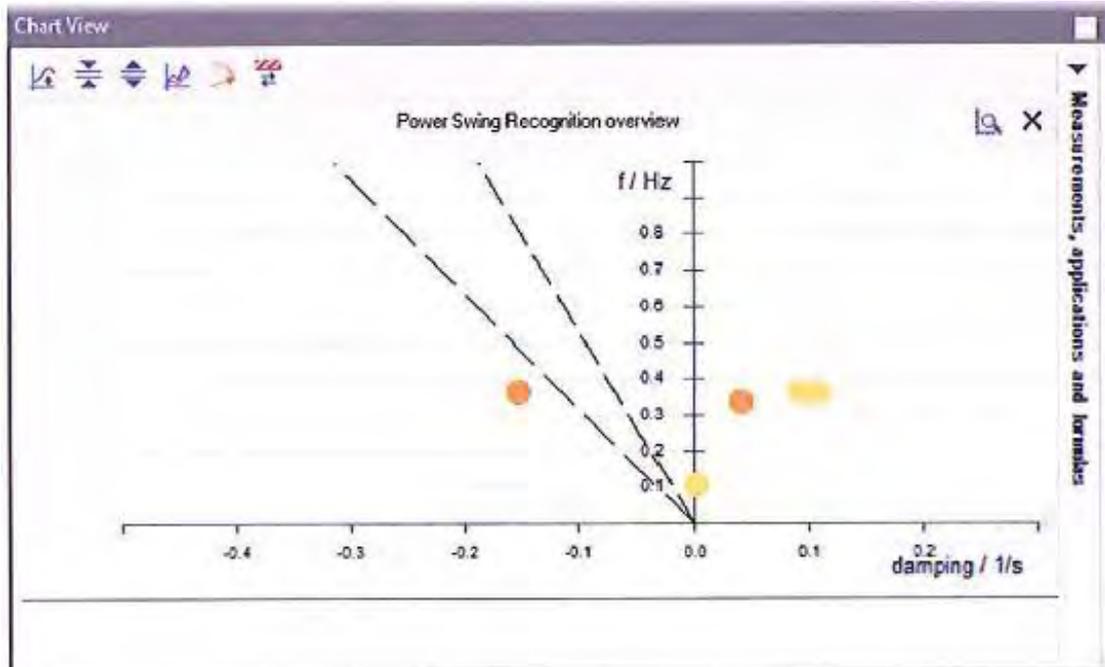


Fig. 10: PSR overview [3]

This chart shows the frequency over the damping. The dotted line represents the damping ratio (of 3% and 5%).

The left quadrant is the uncritical area. Color is set by degree of exposure (DOE).

Several Fast Fourier Transformations (FFT) are running in parallel to quickly detect on the one hand power swings and on the other hand to be able to provide precise information about e.g. magnitude, frequency and damping ratio.

Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation  
1–5 June 2015, Sochi (Russia)

**Power Swings after loss of Power Plant Heiden/2012,**

This was not detected by current recordings.

As shown in Fig 11, the frequency drop of 120mHz refers to a power loss of around 1850MW. Recovering time: approximately 15 min.



Fig. 11: Loss of PP Heiden in 2012 [6]

**Over frequency Dez 2011; 23:20**

Upper limit of 50,15Hz violated, North–South in-feed (transportation)

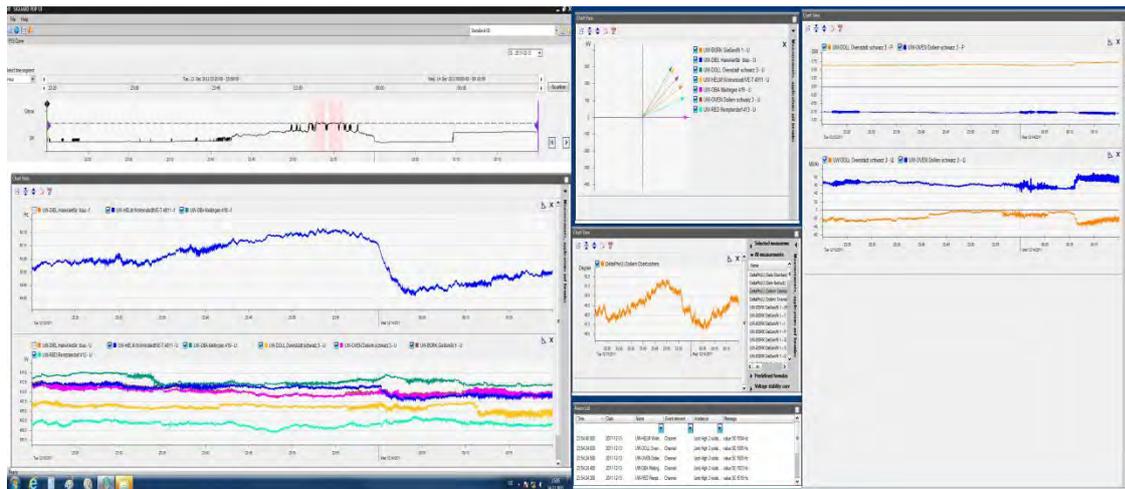


Fig. 12: Over frequency due to low demand [6]

Too much power in the network, caused by much wind energy, but no consumer let to violation of frequency limits

**Loss of DC cable**

The voltage and power flow changes due to the loss of a DC cable is displayed in Fig 13.

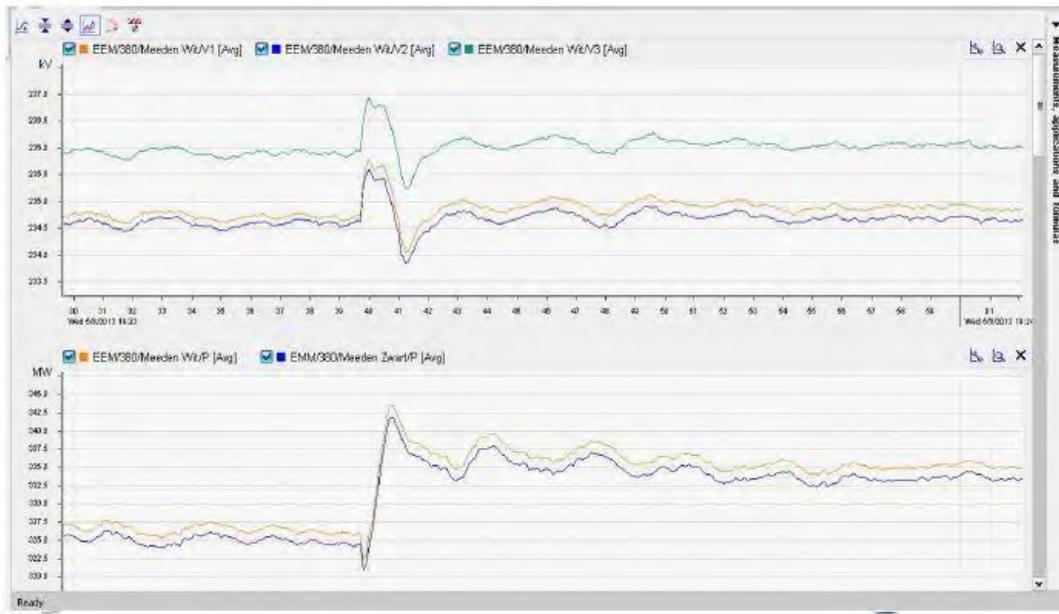


Fig. 13: Loss of DC Cable [4]

**Loss of Power in Eastern Europe** (post mortem analysis).

This was caused by a busbar protection failure (possibly protection setting problem). Because of the meshed network in Europe failure was recognized even on the long distance. This record of dynamic effect was not recognized or measured by current SCADA systems.

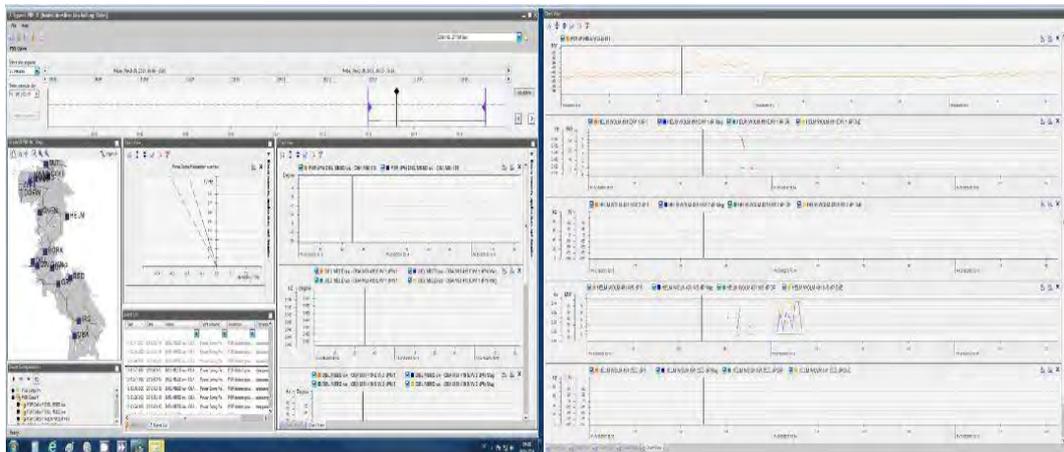


Fig. 14: Loss of Power due to Busbar Protection Failure [6]

**Network power transfer at your finger tips.**

High Power Transportation is indicated by phase angle difference between North and South-measuring points.

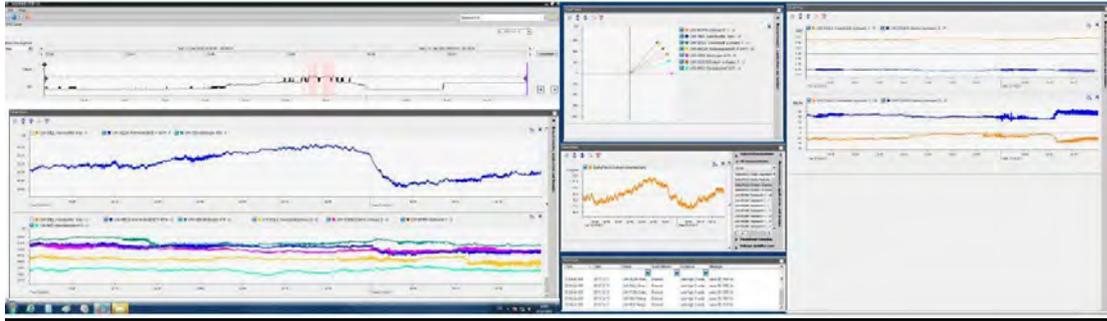


Fig. 15: North-South Angle Difference [6]

This was caused by disconnection of 1.5 to 2GW power supply in France with impact to the frequency stability. Restoration time was approximately 5 min.

The network time constant which can be calculated from angle difference (e.g. north-south) might be used as stability value for control of power plants.

In accordance to ENTSO-E:

Frequency difference of 0,2HZ is approximately 3GW.

**Voltage Stability Curve (VSC)**

The Voltage Stability Curve, an application integrated in the UI, is especially usable to display the current load of a Transmission corridor. It is measured with PMU at the beginning and end of a line is used [2].

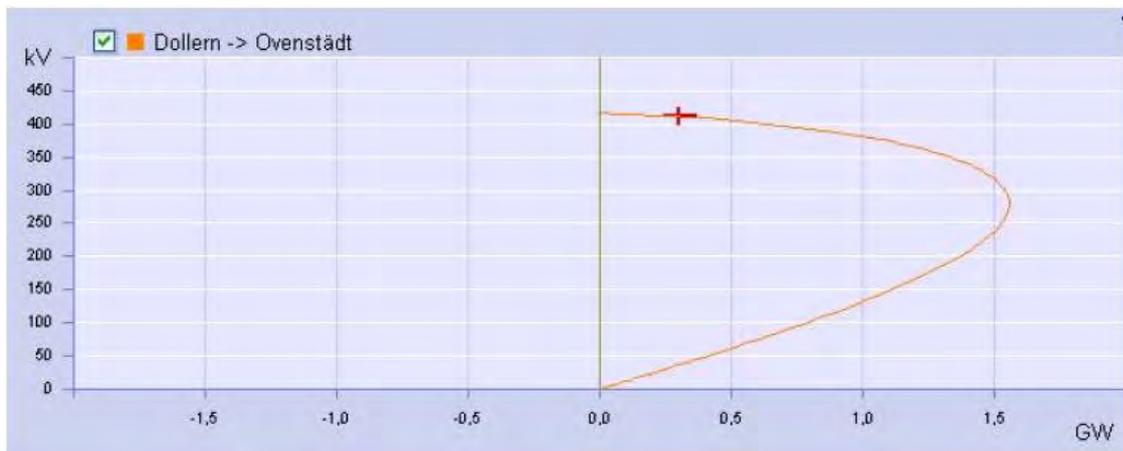


Fig. 16: Voltage Stability Curve [2]

A red cross marks the current operating point in the shown V-PV-Diagram (voltage over active power).

If the critical point on the outer right edge is reached, the stability criteria are violated and a network split can result.

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation  
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**

**EVENT on Wednesday, 28.05.2014; 10:01**

During my visit at TenneT TSO in Bayreuth I witnessed the following measuring results.

Voltage drop, Frequency jump and 20MW Network swing between North-South (between station Diele and Meeden/NL) indicates loss of power.

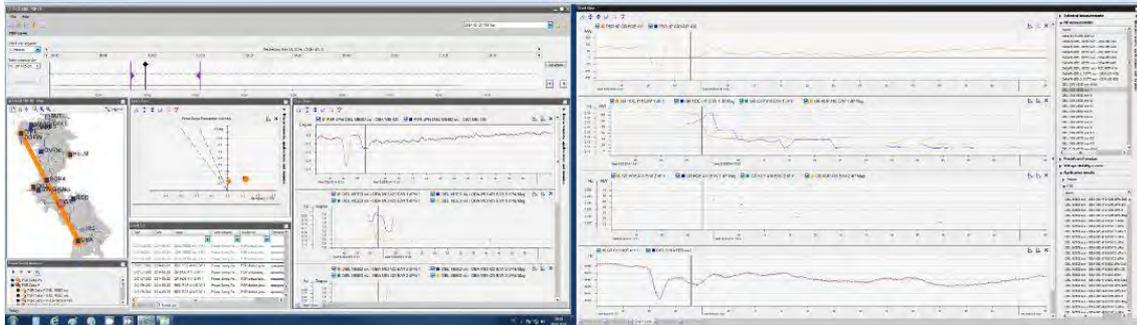


Fig. 17: Voltage drop, Frequency jump, Power swings [6]

Further measurements were check with following result:

- a) 40MW active power swing on line (Diele)
- b) 200MW power swing close to PP Grafenrheinfeld
- c) 150MW power swing at SS Oberbachern

Current and voltage at PP Grafenrheinfeld are measurable

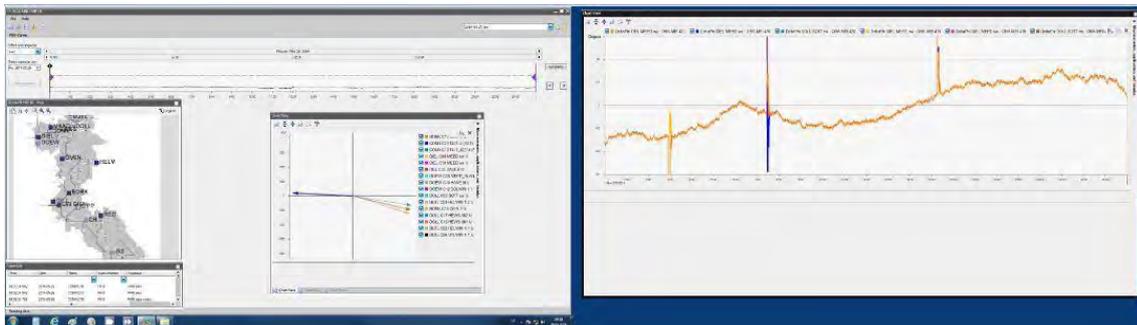


Fig. 18: Angle differences, Frequency [6]

The reason for Angle difference currently not identifiable.

Fault Recorder Trigger at 10:02:

Showed no records respectively no violation of limitation values.

First quick analysis:

-> NO SHORT CIRCUIT in Network!

Due to the frequency change (Fig. 14) of approximately 50mHz we can assume a loss of power of around 750MW. This is assumed to be in South-West Germany or possibly Western Europe

With sufficient installed PMU devices – also in adjoining networks - it would be possible to generate a better and detailed analysis.

### **3 CONCLUSION**

This paper points out the experiences with useful applications and advantages:

- PDP displays active power P and angle delta Phi from nearly any distance of the network.
- Several power swings caused by faults and scheduled operations could be observed in real time with damping and frequency.
- Monitoring change of power flow, caused by wind power in-feed, in real time without using any topology information.
- Changing phase angles between different parts of the grid caused by changing load flows could be observed.
- Rapid frequency variations caused by scheduled and sometimes unscheduled outages of power stations and loads

First intention is to monitor and learn about dynamic network behavior by post mortem analysis.

PMUs and Phasor Data Processor provide an improvement in recognition of critical power network situations for a reasonable investment.

In order to increase number of PMUs in the grid it is necessary to identify the need for more PMUs, dependent on application/goal.

Connection of PMU devices to PDCs from other TSOs would improve the view to the interconnected network.

An important role in growth of WAM system will be Assessment of Risks & Challenges. The need of reliable communication channels and the security of data transmission (communication to PDC) are very important for the whole system.

Integration of PMU information in system operations, means integration of system dynamics simulations in operational planning and control room (EMS integration) would offer a new level of performance; e.g. verification of network data compared to the network model.

Necessary for all this is a comprehensive training of operators on dynamics.

In the Future it will be possible to design a “Wide Area Protection and Control System” on the basis of above mentioned higher observability, assumed that sufficient fast power electronics equipment (FACTS and HVDC) are available to close the loop.

It might be - as configurable functionality – an integrated part of Grid Security Expert System, to reduce costs.

### **REFERENCES**

- [1] Praktische Erfahrungen mit Phasor Measurement Units und Wide Area Monitoring Systemen.  
Dipl.-Ing. Stefan Steger, TenneT TSO GmbH
- [2] Messergebnisse, Netzdynamik ausgewählter Ereignisse;  
at Expertenforum Netzstabilität 19.-20.06.2013;  
Dipl.-Ing. Stefan Steger, TenneT TSO GmbH
- [3] EMS an Phasor Measurement Units;  
at NextGenScadaEurope, Amsterdam, 20th March 2014; Jan Vorrink of TenneT TSO BV
- [4] Actual and New Applications of Wide Area Monitoring with Synchrophasors.  
Dipl.-Ing. Hans-Udo Faubel, Siemens AG
- [5] Measuring results from SIGUARD PDP archive of TenneT TSO; 28.05.2014  
Dipl.-Ing. Stefan Steger, TenneT TSO GmbH

## Biographie

### Author



**Hans-Udo Faubel** graduated 1981 from Fachhochschule in Aachen, Germany, in electrical engineering (power engineering) with the Dipl.-Ing. Degree. Since 1981 he is working at Siemens AG. Until 1999 he worked in the field of engineering, project management and sales for machine protection systems at Siemens AG. From 1999 to 2013 taking on the role as Senior Business Development Manager of Protection and PQ products for Asia Pacific Region. Since 2013 Promoter of Siemens Energy Automation Products.

### Co Author



**Stefan Steger** graduated 1981 from Technical University in Munich, Germany, in electrical engineering (power engineering) with the Dipl.-Ing. (Univ) degree. From 1982 until 1989 working at ABB AG in Mannheim, Germany as sales engineer for export of switchgears. In 1989 he moved to regional utility Isar- Amperwerke AG (today EON Netz GmbH) worked in the field of protection and automation in high and medium voltage networks. From 2005 to 2009 taking on a leading role in the system technology department for information systems in EON Netz GmbH. Since 2009 Executive Manager for System technology in substations and Information systems in the field of TSO of EON Netz. Today Executive manager in the same field at TenneT TSO GmbH.



### С.5.1-3. Опыт разработки, внедрения и эксплуатации системы мониторинга переходных режимов в ЕЭС России

А.В. ЖУКОВ, Е.И. САЦУК, Д.М. ДУБИНИН, О.Л. ОПАЛЕВ, Д.Н. УТКИН  
ОАО «СО ЕЭС»  
РОССИЯ  
[dubinin@so-ups.ru](mailto:dubinin@so-ups.ru)

#### **Ключевые слова:**

система мониторинга переходных режимов, векторные измерения параметров электрического режима, АС СИ СМПР, PMU, PDC, WAMS.

#### **ВВЕДЕНИЕ**

ОАО «СО ЕЭС» ведет работы по внедрению и развитию Системы мониторинга переходных режимов Единой энергетической системы (СМПР ЕЭС) начиная с 2005 года. Исследования российских специалистов и изучение зарубежного опыта показывают преимущества применения синхронизированных векторных измерений для решения задачи повышения адаптивности управления и надежности работы ЭЭС. Но для того, чтобы обеспечить применение данных векторных измерений в приложениях реального времени необходимо решить целый ряд технологических задач.

В системе мониторинга переходных режимов сконцентрирован набор технологий, обеспечивающих:

- измерение и вычисление параметров электроэнергетического режима с высоким разрешением и привязкой измерений к меткам единого времени с точностью 1 мкс;
- передачу в режиме реального времени большого объема данных в коммуникационной среде с высокой надежностью и низким уровнем задержек в автоматизированную систему сбора диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»;
- обработку и архивирование в режиме реального времени большого объема данных;
- анализ данных с целью выявления отклонений контролируемых параметров электроэнергетического режима от допустимых значений по заданным критериям;
- функционирование расчетных алгоритмов, позволяющих в режиме реального времени выявлять возникновение технологических нарушений, аварийных ситуаций, некорректную работу энергетического оборудования, диагностировать неисправность систем регулирования, производить оценивание состояния электроэнергетического режима, определять параметры схемы замещения оборудования и т.п.;
- визуализацию динамики изменения режимных параметров в режиме реального времени, а также наглядное представление диспетчерскому и технологическому персоналу результатов расчетных задач.

Изучение мирового опыта при развитии СМПР, известной за рубежом как WAMS (Wide Area Measurement System), и ее применение при построении активно-адаптивной сети (Smart Grid) показывает преимущества интеграции синхронизированных векторных измерений в задачи автоматического и диспетчерского управления ЭЭС [1, 2]. Реализация качественно нового функционирования активных элементов в электроэнергетике возможна только при применении технологии синхронизированных векторных измерений, выполняемых с более высокой точностью и дискретизацией по сравнению со стандартными средствами телеизмерений. Качественно новая информация предоставляет специалистам дополнительный инструмент для решения задачи

повышения надежности управления электрическими режимами энергосистемы [3, 4]. В статье рассмотрены практические вопросы, связанные с внедрением, эксплуатацией программно-технических комплексов СМПР (далее – ПТК СМПР) и применением данных синхронизированных векторных измерений (далее – СВИ) в технологиях оперативно-диспетчерского и автоматического управления режимами работы ЕЭС России.

## РАЗВИТИЕ СМПР В РОССИИ

В настоящее время ОАО «СО ЕЭС» контролирует все стадии разработки и согласования проектов создания и внедрения ПТК СМПР на объектах электроэнергетики, формирует требования к характеристикам и функциональности устройств синхронизированных векторных измерений (далее – PMU, Phasor measurement unit) и концентраторов векторных данных (далее – PDC, Phasor data concentrator), разрабатывает нормативно-техническую документацию и обеспечивает мониторинг эксплуатации ПТК СМПР. В настоящее время в ЕЭС России введено в эксплуатацию 68 ПТК СМПР, количество PMU составляет 396 устройств. Размещение PMU и PDC в ЕЭС/ОЭС показано на рис.1.

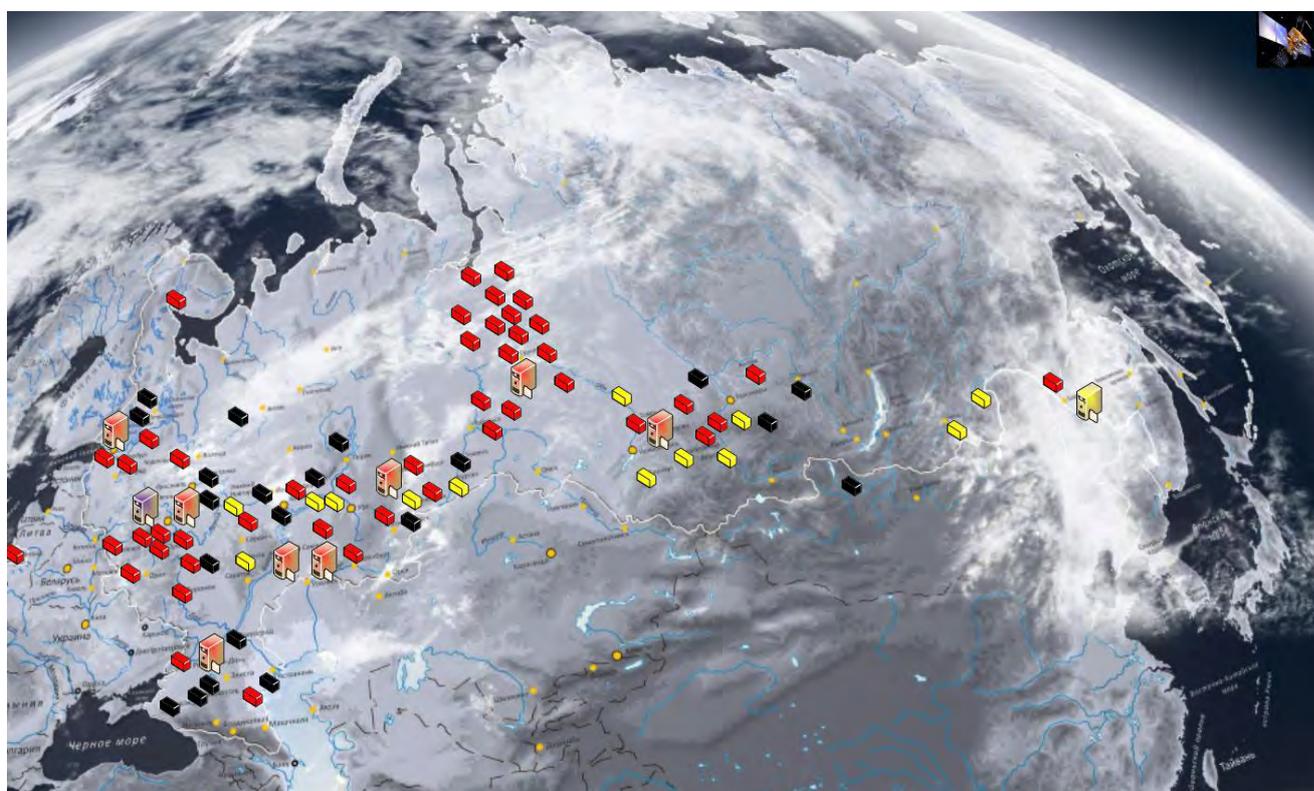


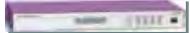
Рис.1. Размещение ПТК СМПР в ЕЭС/ОЭС

-  - АС СИ СМПР в главном диспетчерском центре (SuperPDC);
-  - АС СИ СМПР в ОДУ Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири, Тюменском и Саратовском РДУ (ПАК АС СИ СМПР введены в эксплуатацию в 2010-2012 гг.);
-  - АС СИ СМПР в ОДУ Востока (ввод в эксплуатацию в 2015 г.);
-  - ПТК СМПР, функционирующие в режимах on-line и off-line;
-  - ПТК СМПР, функционирующие в режиме off-line;
-  - планы по вводу в эксплуатацию ПТК СМПР в 2015 году.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем  
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

Модификации PMU и PDC различных производителей, функционирующих в составе СМПР ЕЭС сведены в таблицу 1.

Таблица 1 Модификации PMU и PDC, функционирующих в составе СМПР ЕЭС

№ п.п.	Компания-производитель	модель PMU		модель PDC
		Модель	Изображение	
1	ЗАО «РТСофт»	МИП-01-00		Smart WAMS
		МИП-02-10		
		МИП-02А-40.01		
2	ООО «Парма»	ПАРМА РП 4.11		программная реализация
3	ООО «Прософт-Системы»	РЭС-3 СМПР		-
		ТПА-02		
4	ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»	ЭНИП-3 СМПР		ЭНКС-4
5	Arbiter Systems, USA	Power Sentinel 1133A		-
6	ООО «АльтероПауэр»	-	-	APDC

В развитии СМПР в ЕЭС России начиная с 2005 года принимало участие большое количество компаний, проектных организаций и системных интеграторов. В связи с значительным ростом темпов ввода ПТК СМПР на объектах электроэнергетики в настоящее время в данном процессе задействовано уже более 30 компаний и получен большой практический опыт. В то же время несмотря на предполагаемую однотипность, совершенствование программно-аппаратной базы Автоматической системы сбора информации от регистраторов СМПР (АС СИ СМПР), PMU и PDC, выполнение в ОАО «СО ЕЭС» специализированных расчетных задач требует при реализации каждого проекта поиска оптимальных проектных и технических решений. Динамика увеличения количества оснащенных ПТК СМПР объектов электроэнергетики и установленных PMU в ЕЭС России приведена на диаграмме 1.

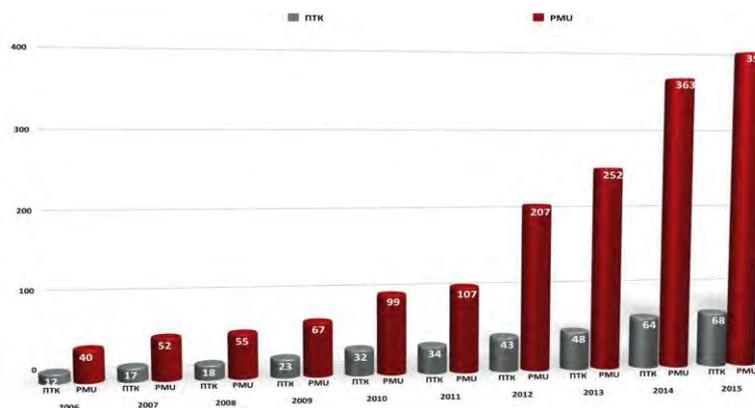


Диаграмма 1 Динамика увеличения количества оснащенных ПТК СМПР объектов электроэнергетики и установленных УСВИ

### ТЕНДЕНЦИИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОЙ БАЗЫ

На стадии разработки технических требований к ПТК СМПР ОАО «СО ЕЭС» формирует технические требования к комплексу, его функциональности, количеству PMU и составу передаваемой информации с учетом следующих факторов:

- расположение объекта в энергосистеме с точки зрения системной значимости (расположение в системообразующем узле, наличие контролируемых сечений или слабых связей и т.п.);
- информационное обеспечение решения специализированных технологических задач (мониторинг корректности работы системных регуляторов, мониторинг низкочастотных колебаний (межмашинных, локальных, межзональных), идентификация параметров схемы замещения линий электропередач,

идентификация аварийных ситуаций, мониторинг разделения энергосистемы на части и т.п.);

- тип объекта электроэнергетики (электростанция или подстанция);
- количество отходящих линий от РУ высшего и среднего класса напряжения;
- наличие межгосударственных линий напряжением 110 кВ и выше;
- наличие гидрогенераторов (турбогенераторов) мощностью 100 (200) МВт и выше;
- наличие каналов передачи данных от объекта электроэнергетики в диспетчерский центр;
- наличие ограничений по пропускной способности каналов передачи данных;
- общее количество присоединений, на которых должен быть организован мониторинг;
- необходимость совмещения в рамках создаваемой системы функций векторной и аварийной регистрации;
- степень интеграции ПТК СМПР в АСУ ТП объекта электроэнергетики и т.п.

Перечисленные факторы и то, что компания-интегратор, модификация PMU и PDC, особенности привязки системы к действующему объекту становятся известными уже после выдачи технических требований, оказывают существенное влияние на формирование как технических требований к ПТК СМПР, так и технического задания на создание комплекса.

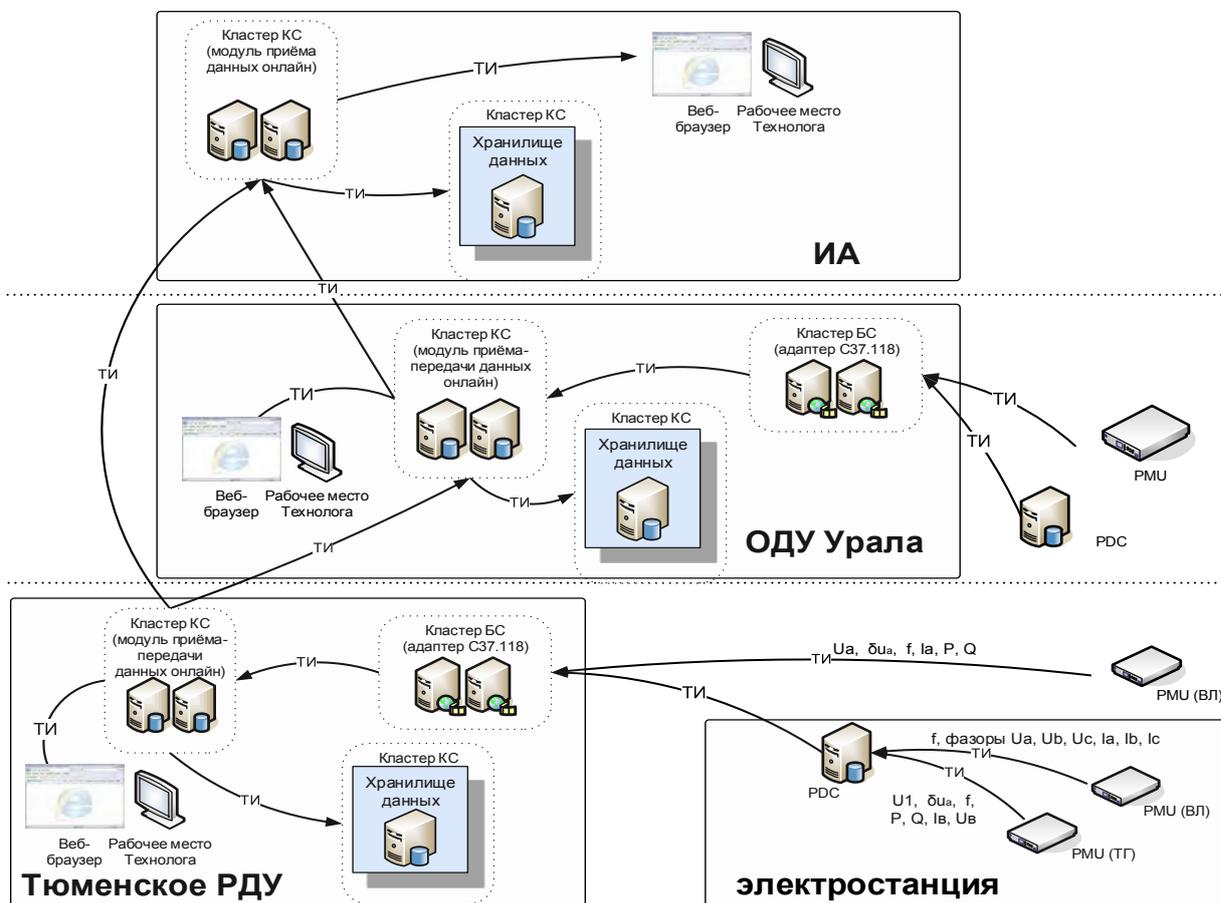


Рис.2. Организация сбора данных в Тюменском РДУ, ОДУ Урала и ГДЦ в режиме реального времени

Также следует принимать во внимание повышение технических возможностей АС СИ СМПР, что в итоге приводит к оптимизации использования пропускной способности каналов передачи данных и увеличению объема данных, передаваемых по тракту объект – диспетчерский центр. На рис.2 показана организация сбора данных и ретрансляции данных в Тюменском РДУ, ОДУ Урала и главном диспетчерском центре в режиме реального времени.

В связи с реализацией в АС СИ СМПР приложения мониторинга низкочастотных колебаний и вводом в эксплуатацию в главном диспетчерском центре программного комплекса PhasorPoint начат этап активного использования СВИ в режиме реального времени. Можно констатировать как факт, что качество данных играет критически важную роль для эффективного и корректного функционирования расчетных алгоритмов. Основными показателями качества

данных является точность измерений, особенно в переходных режимах, уровень шума в сигнале (рис.3), целостность данных, точность и корректность привязки измерений к UTC, особенности программной реализации алгоритмов в различных модификациях PMU различных производителей, скорость и надежность передачи данных в главный диспетчерский центр в режиме реального времени.

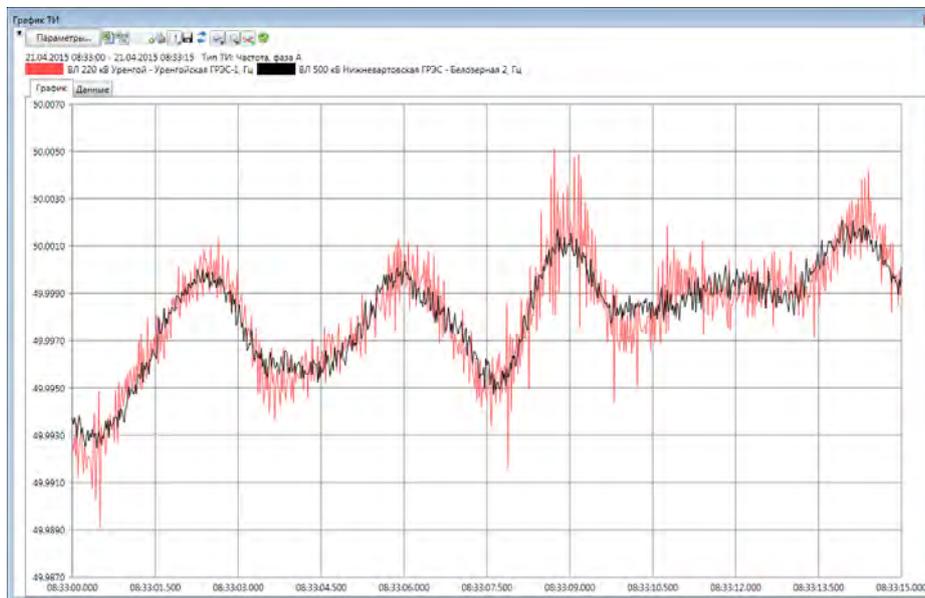


Рис.3. Пример сигналов с разным уровнем шума

С целью создания технических возможностей для применения унифицированных решений и повышения качества СВИ ОАО «СО ЕЭС» совместно с производителями устройств и разработчиками ПО планомерно ведется работа по совершенствованию программно-аппаратной базы, а именно:

- включение в состав ПТК СМПР объекта электроэнергетики PDC;
- организация испытаний характеристик PMU;
- организация испытаний информационного обмена между PMU и PDC;
- организация испытаний функциональности PDC и работ по ее расширению;
- модификация АС СИ СМПР (сокращение времени доставки данных с уровня объекта с 7-10 секунд до 200-300 мсек, реализация сбора данных в формате integer, реализация дорасчета параметров электроэнергетического режима в режиме реального времени и т.п.);
- разработка протокола передачи данных между PDC объектов и АС СИ СМПР для повышения эффективности передачи данных и оптимизации использования пропускной способности каналов передачи данных;
- стандартизация требований к PMU и PDC, формирование нормативно-технической базы разработки, проектирования и эксплуатации PMU и PDC в ЕЭС России.

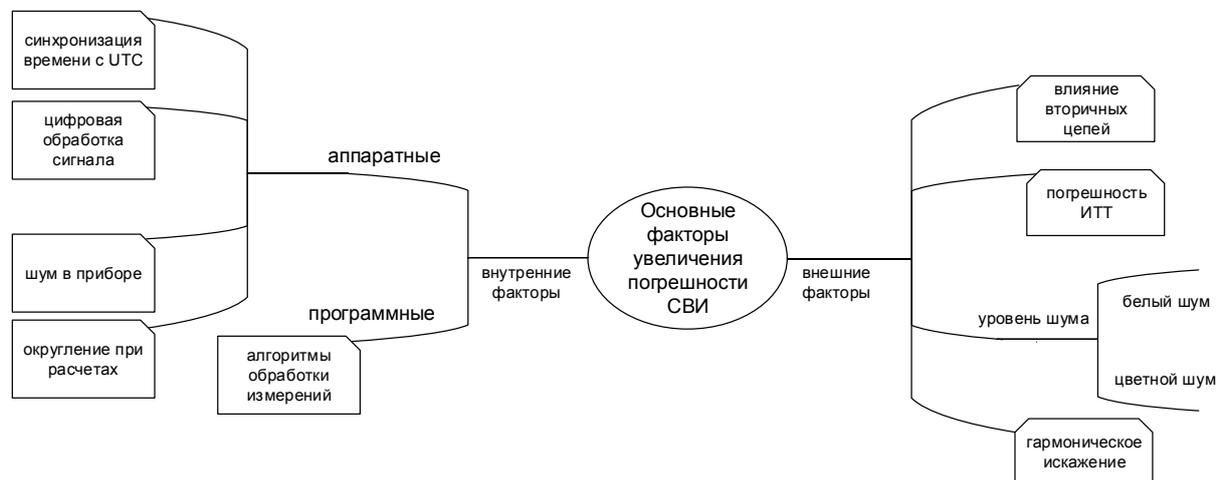
С одной стороны, постоянное развитие повышает эффективность функционирования системы, а с другой затрудняет формирование унифицированных требований к ПТК СМПР, в частности, к объему передаваемой в режиме реального времени информации и пропускной способности каналов передачи данных до диспетчерского центра.

Значительные усилия, предпринятые разработчиками устройств, по реализации эффективных алгоритмов обработки аналоговых сигналов, обеспечили высокую точность выполнения измерений УСВИ в лабораторных условиях. В то же время для обеспечения точности измерений необходимо также оценивать и общую точность измерительного канала, включая измерительные трансформаторы и вторичные цепи, а также точность синхронизации времени при развертывании ПТК СМПР непосредственно на объектах. Основные факторы увеличения погрешности измерений приведены на рис.4.

Актуальной задачей, решение которой может существенным образом увеличить итоговую точность измерений, является интеграция в PMU алгоритмов компенсации погрешности

измерительного тракта и задержки распространения сигналов синхронизации. Для этого должны быть разработаны и апробированы соответствующие методики.

Измерительные каналы вносят существенные погрешности в векторные измерения. Уровень погрешности зависит от класса точности измерительных трансформаторов (далее – ИТ), типов, длины и сечения контрольных кабелей, а также вторичной нагрузки. Непосредственно ТН вносит очень малую угловую погрешность (до 0,01 градуса), а кабель длиной порядка 150 метров, в свою очередь, может внести погрешность до 0,5 градуса. При суммировании всех факторов получим дополнительную погрешность, превышающую погрешность РМУ практически на порядок.



**Рис.4.** Основные факторы увеличения погрешности измерений

Также важно принимать во внимание, что в процессе эксплуатации метрологические характеристики ИТ подвержены изменению по причине старения и усталости магнитных материалов сердечника. К тому же в реальных условиях их погрешность может выйти за допустимые пределы, вследствие перегрузки (недогрузки) вторичных цепей. В этом случае целесообразно ее определить на стадии разработки проектной документации и затем учесть при выполнении измерений. Внесение поправок в результаты измерений возможно вследствие того, что погрешности измерительного тракта в основном являются систематическими. Таким образом, рассчитав значения поправок, компенсирующих систематические погрешности, можно значительно повысить достоверность измерений. Допустимые значения погрешностей определяются расчетным путем на основе измерений. Для этого необходимо знать классы точности ИТ, параметры и значения нагрузок вторичных измерительных цепей, потери напряжения в цепях присоединения РМУ к ТН. Систематические погрешности со знаком «минус» возникают при перегрузке вторичных цепей ТТ (до 5%) и вторичных цепей ТН (до 3%), из-за потерь напряжения во вторичных цепях (1–2%).

Также присутствуют следующие факторы появления отрицательных систематических погрешностей измерений:

- наличие температурной погрешности РМУ;
- влияние на устройства постоянного или переменного магнитных и высокочастотного электромагнитного полей;
- малое значение коэффициента мощности вторичной нагрузки  $\cos\varphi$  (менее 0,5);
- неравномерность нагрузки ТТ и ТН по фазам.

Положительные систематические погрешности возникают при недогрузке ТН (до 1,5 %), перегрузке вторичной цепи ТТ, малом рабочем токе и малом значении  $\cos\varphi$  (до 5%).

Таким образом, многочисленные систематические составляющие погрешности (в общей сложности около 20-ти) могут значительно ухудшить показатели точности измерений.

Функциональные возможности РМУ позволяют реализовать автоматическую компенсацию погрешностей и введении поправок в результат измерений с учетом заранее рассчитанных значений систематических погрешностей. Данный способ потребует предварительных расчетов погрешностей и других метрологических параметров ИТ на этапе проектирования и проведения пуско-наладочных работ. Это позволит значительно (в 3-5 раз) повысить достоверность и точность измерения параметров электроэнергетического режима.

Еще одним важным фактором, ухудшающем точность измерений, является воздействие на

ТТ в процессе эксплуатации многочисленных внешних факторов, которые оказывают влияние на их метрологические характеристики. Одним из них являются токи короткого замыкания. При коротком замыкании ток, протекающий через ТТ, характеризуется следующими особенностями:

- большая кратность тока, протекающего через первичную обмотку (ток короткого замыкания может превышать номинальный первичный ток в десятки-сотни раз);
- наличие апериодической составляющей в кривой тока;
- отключение тока короткого не в момент перехода тока через 0.

Ток КЗ содержит апериодическую составляющую, которая затухает по экспоненте с постоянной времени, определяемой мощностью энергосистемы и реактансом до места аварии. Изменение потокоцепления в магнитопроводе ТТ при наличии апериодической составляющей в первичном токе короткого замыкания неизбежно приводит к насыщению магнитопровода и к несимметричному искажению формы кривой вторичного тока ТТ. Насыщение магнитопровода ТТ возможно вплоть до максимальной индукции насыщения. После ликвидации КЗ, при работе в сети переменного тока магнитопровод ТТ через некоторое время размагнитится и погрешности восстановятся. Время размагничивания зависит, как от внешних факторов – значения первичного тока, мощности вторичной нагрузки, так и от конструктивных особенностей ТТ – материала магнитопровода, числа первичных витков и др. Исследования показали, что остаточное намагничивание оказывает значительное влияние на погрешности ТТ с магнитопроводом из электротехнической стали. Погрешности ТТ в состоянии намагничивания не соответствуют заявленному классу точности. Поскольку насыщение магнитопровода ТТ апериодической составляющей тока КЗ вытекает из физического принципа действия трансформатора, этот недостаток исправлен быть не может [5].

Одним из вариантов повышения устойчивости метрологических характеристик ТТ при возникновении короткого замыкания является применение сердечников обмоток ТТ из аморфных или нанокристаллических сплавов. Поскольку эти сплавы обладают более высокими магнитными свойствами, такими как начальная магнитная проницаемость, линейность характеристик намагничивания, узкая петля гистерезиса, то погрешность измерений уменьшается в несколько раз и практически не зависит от влияния первичного тока и токов КЗ в первичной цепи.

Таким же по важности фактором снижения интегральной векторной погрешности является обеспечение высокоточной синхронизации измерений РМУ со спутниковыми глобальными навигационными системами (GPS/ГЛОНАСС). Для обеспечения синхронизации процесса сбора данных, необходим источник точных сигналов времени (то есть, синхрогенератор), который может быть встроен в РМУ либо быть внешним устройством. От внешнего источника (локального или глобального) сигнал времени поступает в РМУ, для встроенного синхрогенератора требуется внешняя GPS антенна. Сигнал времени должен быть достаточно точным, чтобы РМУ мог поддерживать синхронность с точностью, достаточной для поддержания TVE в пределах, определенных в стандарте IEEE C37.118.1-2011 (далее – Стандарт).

Точность выбора времени ограничивается приемом краткосрочного сигнала, основная погрешность которого составляет приблизительно 0,2 мкс. Эта погрешность может быть уменьшена с помощью усовершенствованного декодирования и методов обработки. Сигнал времени, генерируемый синхрогенератором, в соответствии с требованиями Стандарта должен быть привязан к UTC. Точность устройства синхронизации может меняться с течением времени в связи с производственными дефектами, изменением температуры, электрическими и магнитными помехами, сроком службы тактового генератора и высотой. Кроме того, даже небольшие погрешности в хронометрировании могут суммироваться и достигать существенных значений. Сигнал синхронизации также должен быть доступен без перерыва во всех местах измерения. Сигнал времени должен характеризоваться доступностью, надежностью и точностью, соответствующей требованиям энергосистемы.

В соответствии со Стандартом при организации векторных измерений и в целях обеспечения величины TVE в пределах 1%, характеристики применяемого источника точного времени должны обеспечивать в 10 раз меньшие значения погрешностей следующих параметров:

- угловая погрешность – 0,57 градуса электрического (0,01 радиан);
- погрешность синхронизации времени  $\pm 31$  мкс;
- погрешность частоты источника точного времени – 0,1 мГц.

Для обеспечения точности синхронизации времени в ПТК СМПР объекта следует принимать во внимание ряд следующих факторов:

1. Наличие задержки при передаче сигналов.

Задержки при передаче сигналов PPS по длинным медным и оптическим линиям связи могут достигать существенных значений – порядка 0,5 мкс на каждые 100 метров кабеля. Величину погрешностей можно оценить путем деления электрической длины кабеля на скорость распространения сигнала по кабелю. При расчете задержек также необходимо учитывать время обработки при последовательном подключении устройств.

Распределенная структура ПТК СМПП предполагает появление критичных для обеспечения необходимого уровня точности задержек при передаче сигналов PPS по длинным линиям связи. В соответствии с данными выше рекомендациями источник точного времени должен обеспечивать погрешность синхронизации времени не хуже  $\pm 3,1$  мкс. Такая погрешность может быть вызвана задержкой при передаче сигнала по линии длиной порядка 630 метров. При удаленности преобразователей от источника синхронизации на расстояние до нескольких километров требуется принятие дополнительных мер по обеспечению требуемой точности синхронизации времени и, соответственно, точному измерению абсолютных углов тока и напряжения на каждом РМУ. Другими словами, для минимизации погрешности сигнал PPS должен поступать на все устройства одновременно, а, главное, задержка при его передаче, в конечном итоге, должна компенсироваться.

Функционал ряда источников точного времени на базе спутниковых навигационных систем GPS и ГЛОНАСС предусматривает в определенных пределах компенсацию задержки при передаче сигналов по длинным линиям связи, однако, для каждого РМУ требуются индивидуально рассчитанные значения времени для компенсации задержки. Таким образом, программное обеспечение РМУ должно поддерживать возможность установки подобных настроек.

Также следует внимательно относиться к рекомендациям производителей оборудования об ограничении длины кабельных линий (не более 50 м). В случае необходимости использования кабельных линий большей длины существуют альтернативы, например, применение антенны с высоким коэффициентом усиления или промежуточных усилителей, а также кабелей с малыми потерями.

## 2. Возможность кратковременной потери сигнала синхронизации от спутника.

Еще одной причиной снижения точности синхронизации является потеря сигнала от одного или нескольких спутников или из-за проблем с антенной по различным причинам, но поскольку расположение приемника известно, можно настроить устройство таким образом, что точное время можно будет обеспечить даже с одним видимым спутником («заблокировать» положение).

Даже при том, что часы могут быть заблокированы в течение более 1000 с, ряд генераторов временных параметров способны поддерживать точность более 1 мкс за этот период. Обычно данная характеристика указана в документации производителя.

## 3. Обнаружение потери синхронизации времени

В случае нарушения синхронизации времени РМУ должен обнаруживать потерю синхронизации, которая может привести к превышению допустимого предела по TVE. В этом случае в выходных данных РМУ (слово STAT бит 13) должна появиться отметка до восстановления синхронизации сбора данных с требуемым уровнем точности. В дополнение к STAT слова Бит 13, Стандарт определяет дальнейшие сигналы, предназначенные для описания показателя качества временных параметров синхрогенератора. В каждом определенном выходном сообщении РМУ есть поле показателя качества параметров времени 4 бита. Это поле позволяет РМУ указать качество источника времени от заблокированных часов с неопределенностью от 1 нс до 10 с (оцененная наихудшая погрешность) или отказ часов. Кроме того, сообщение данных STAT имеет два бита для указания продолжительности периода, когда часы были разблокированы.

Таким образом, для повышения надежности работы подсистемы синхронизации определяющее значение имеет корректный выбор и настройки аппаратного обеспечения, месторасположение антенны, качество прокладки кабеля и соответствие проектных и технических решений рекомендациям производителей оборудования.

В целях контроля исправности функционирования СОЕВ специалистами ОАО «СО ЕЭС» проводятся периодический мониторинг по достоверности измерений и проверке корректности синхронизации РМУ. Для проверки производится сбор значений абсолютных углов со всех измерительных преобразователей, выбора базового узла с последующим вычислением относительных углов в каждой точке энергосистемы, где на объектах электроэнергетики развернуты ПТК СМПП. Аналогичные вычисления производятся в ПК «Космос» для того же

момента времени. Максимальная погрешность подобных вычислений в масштабах ЕЭС России не превышает 3-4 градусов, а между узлами системы в одной ОЭС менее 1 градуса. На рис.5 показана 3D-радарная диаграмма на карте с условной географической привязкой в ЕЭС России на основе реальных СВИ.

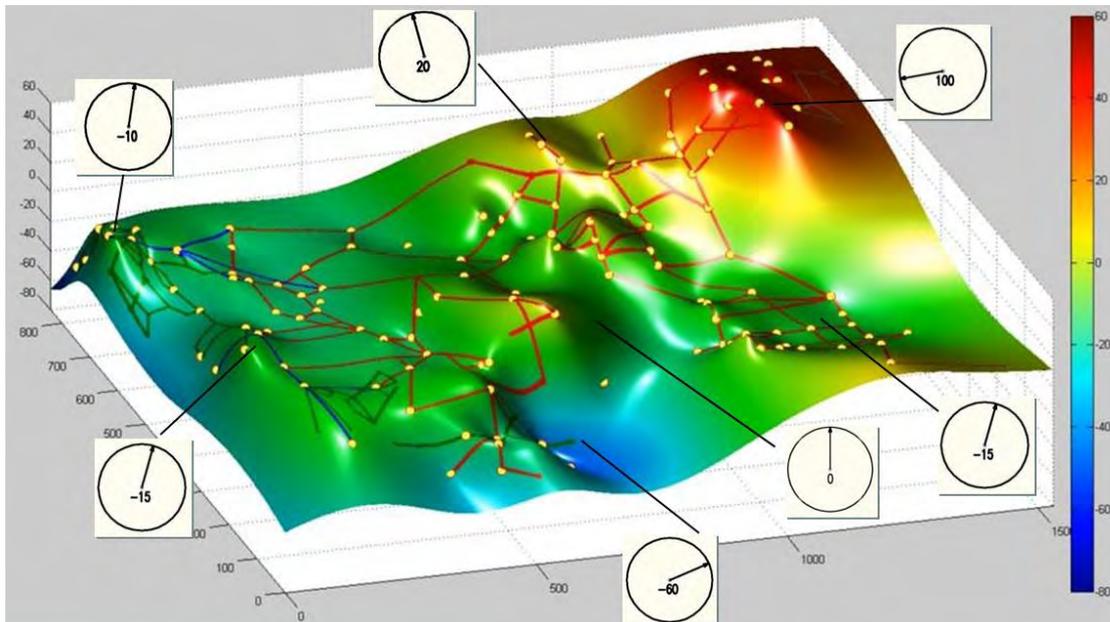


Рис.5. 3D-радарная диаграмма ЕЭС России

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В энергообъединении ЕЭС/ОЭС успешно развивается Система мониторинга переходных режимов, реализующая технологию векторной регистрации параметров режима энергообъединения.
2. Первоочередная задача – реализация потенциала технологии для улучшения надежности и качества управления энергосистемой.
3. Влияние технологии векторных измерений на развитие электроэнергетики в России, как и во всем мире, постоянно возрастает. Для эффективного развития и применения технологии необходимо развитие удовлетворяющей требованиям технологии коммуникационной инфраструктуры (низкие задержки передачи данных, обеспечение кибербезопасности, быстрая обработка информации и т.д.).
4. В связи с применением СВИ в приложениях реального времени резко возросли требования к качеству синхронизированных векторных измерений.
5. Инициирован процесс разработки Стандартов с требованиями к применению устройств синхронизированных измерений и концентраторов векторных данных в ЕЭС России.
6. С созданием СМПР возникли предпосылки создания принципиально новых систем автоматического регулирования и управления режимами энергообъединения.
7. В целях поддержания надежного и корректного функционирования ПТК СМПР ЕЭС России необходимо проведение постоянного мониторинга получаемых в диспетчерских центрах синхронизированных векторных измерений.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов / Энергорынок, №2, 2006.
- [2] Н. Шульгинов, Л. Кощеев, А. Жуков, А. Демчук Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления – Материалы 43-ей сессии СИГРЭ, 2010г.
- [3] А.В. Жуков, А.Т. Демчук, Д.М. Дубинин. Развитие технологий векторной регистрации параметров для противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем / РЗА 2012 // Тез. докл. XXI междунар. науч.-техн. конф. М., ВВЦ, 2012. С. 232-245.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем  
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

- [4] Куликов Ю.А. Использование технологии векторного измерения параметров в ЕЭС России для информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления / «Энергетик», №1, 2009.
- [5] Гречухин В.Н. Электронные трансформаторы тока и напряжения. Состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110–750 кВ станций и подстанций энергосистем / «Вестник ИГЭУ» Вып. 4 2006 г.



#### **С.5.1-4. Развитие Автоматической системы сбора информации от регистраторов СМПР. Программно-технические решения**

**ГАЙДАМАКИН Ф.Н.  
КИСЛОВСКИЙ А.А.  
ООО «АльтероПауэр»,  
Россия  
[gfn@alteropower.ru](mailto:gfn@alteropower.ru)**

#### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

Система мониторинга переходных режимов, АС СИ СМПР, WAMS, PMU, низкочастотные колебания, CIM, WEB, nosql, HTML5, облачные вычисления.

#### **1 ВВЕДЕНИЕ**

Синхронизированные векторные измерения (СВИ) являются ценным источником информации о динамике поведения энергосистемы. Для того, чтобы получить максимум пользы от измерений, необходимы мощные средства визуализации в режиме реального времени. В рамках серии проектов по созданию Автоматической системы сбора информации с регистраторов СМПР в ОАО «СО ЕЭС» созданы и развиваются технические решения, позволяющие повысить ситуационную осведомлённость для технологов ОАО «СО ЕЭС» и предупредить о возможных проблемах нарушения устойчивости энергосистемы.

Развитие Автоматической системы сбора информации с регистраторов СМПР осуществляется в ОАО «СО ЕЭС» с 2008 года. Пилотный проект по внедрению системы автоматического сбора данных СМПР был реализован в составе Системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в Северном регионе Тюменской области (Тюменское РДУ).

В рамках проекта решалась задача автоматического онлайн-расчета текущих пределов по статистической устойчивости – максимально-допустимых перетоков. Использование данной системы увеличить пропускную способность линий электропередач в Северные районы Тюменской области в некоторых случаях на 100 МВт. СМЗУ являлось относительно небольшой системой по числу измерителей, работающих в режиме онлайн – всего к системе было подключено 10 векторных измерительных преобразователей (Phasor Measurement Unit, PMU).

В тоже время в количество PMU, функционирующих в ЕЭС России, уже тогда достигало десятков, а в настоящее время превышает 400 устройств, причем более 10 из них работают в режиме реального времени.

Для решения задач по сбору и хранению информации СМПР в 2009-2011 гг. была создана и запущена в промышленную эксплуатацию Автоматическая система сбора информации от регистраторов СМПР (АССИ). В рамках проводимой в 2012-2015 гг. модификации АССИ были значительно расширены возможности системы в части визуализации и обработки измерений а также переработаны решения по хранению и транспортировке измерений. Кроме того, были реализованы новые алгоритмы мониторинга низкочастотных колебаний.

В данной статье рассказывается о технических решениях, применяемых в системе.

## 2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Общая архитектура

При разработке и создании АССИ СМПП использовалась классическая архитектура систем типа Super PDC Network, которая представлена на рис.1.

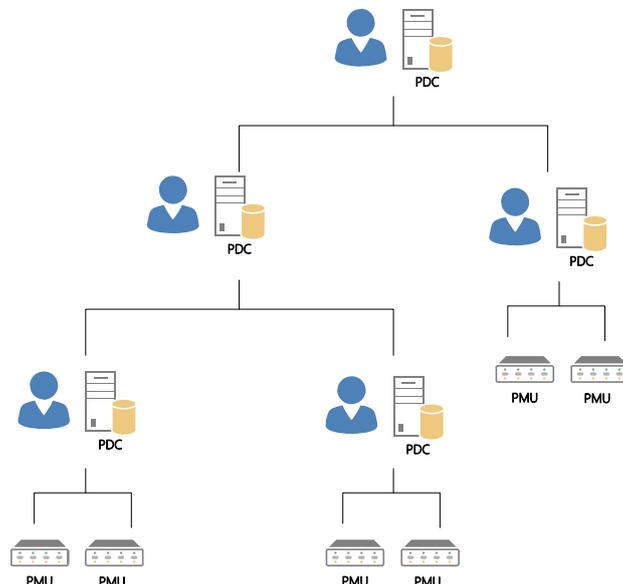


Рис. 1: Классическая архитектура SPDC Network

PMU осуществляют передачу СВИ в систему по протоколу С37.118-2008/2011. Данные измерений собираются в концентраторах (Phasor Data Concentrator, PDC) и в дальнейшем используются для расчетных задач, задач визуализации поведения энергосистемы либо передаются в смежные расчетные задачи (EMS).

Передача СВИ на вышестоящий уровень диспетчерского управления осуществляется с помощью ретрансляции на соответствующий суперконцентратор по иерархии управления. Обмен данными между концентраторами обычно осуществляется по протоколу С37.118-2008/2011. Данная архитектура простая, надёжная и отлично подходит для решения задач при отсутствии ограничений вычислительной и телекоммуникационной инфраструктуры.

При этом отличительной особенностью АССИ является встроенный механизм транспортировки исторических архивов по запросу пользователя. При обращении пользователя или задачи за историческими данными они доставляются с нужного сервера или концентратора. Таким образом отпадает необходимость хранить весь объём измерений на всех узлах системы, что значительно экономит вычислительные ресурсы.

При развитии систем механизм запросов исторических данных был дополнен аналогичным механизмом для онлайн-подписки на данные реального времени. При необходимости получения оперативных данных потребитель регистрирует подписку на текущие измерения, и они начинают передаваться через систему кратчайшим маршрутом с минимальными задержками.

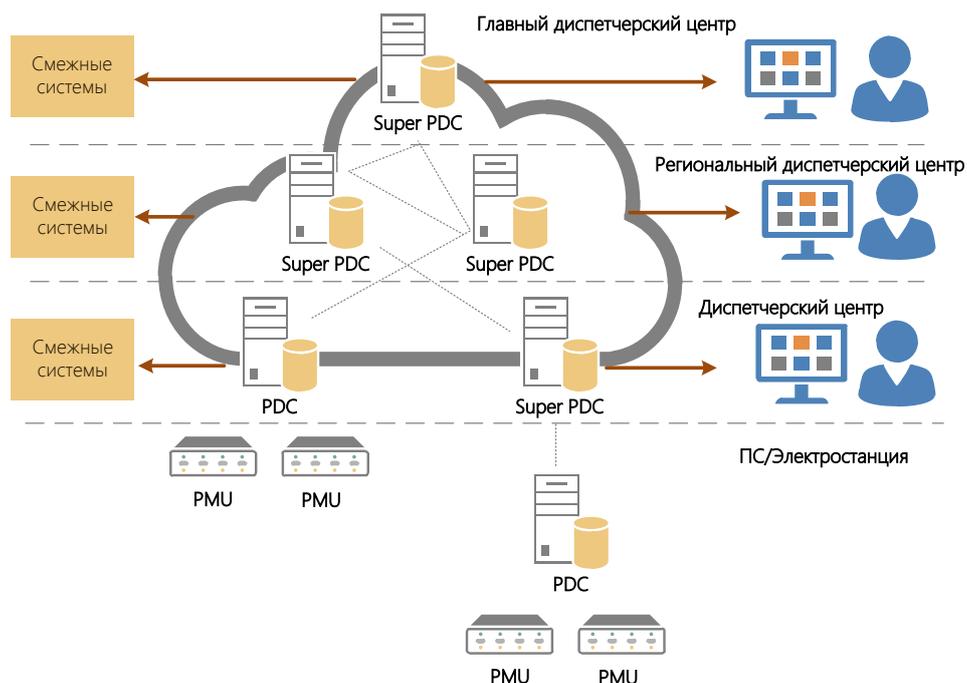


Рис. 2: Архитектура АССИ

Переработанная архитектура АССИ (рис.2) также является формально иерархической – с серверами, расположенными на всех уровнях диспетчерского управления, но в то же время облачной, распределённой. Место хранения данных в системе и маршруты их передачи между узлами не закреплены жестко. Поставщики данных (PMU) и потребители СВИ (пользователи и внешние системы) взаимодействуют с АССИ в рамках идеологии «публикация-подписка».

При обращении пользователя или задачи за историческими данными они доставляются с нужного сервера или запрашиваются с PMU (при отсутствии в системе). При необходимости получения оперативных данных потребитель регистрирует подписку на текущие измерения, и они начинают передаваться через систему кратчайшим маршрутом с минимальными задержками.

Для транспортировки онлайн-данных с минимальными задержками и накладными расходами был реализован собственный протокол на основе широковежательного UDP. Для реализации протокола использовалось открытое программное обеспечение очередей ZMQ.

## 2.2 Облачное хранилище измерений

Данные измерений сохраняются в базе данных собственной разработки на основе открытого ПО Apache Cassandra. Данное ПО представляет собой nosql базу данных, которая идеально подходит для хранения информации типа «ключ-значение» (в данном случае временных рядов), и обработки огромных массивов информации. БД позволяет совмещать в одном хранилище данные реального времени и исторические. Обеспечивается высокая производительность записи и мгновенный доступ к историческим данным за любой период. Средства обеспечения отказоустойчивости в составе системы позволяют создавать кластеры от 2 и более серверов. Хранилище масштабируется на практически неограниченное количество серверов (до 65535).

Данные технические решения позволяют разворачивать систему сбора в публичных или частных облаках. Таким образом обеспечивается гибкость и масштабирование по производительности.

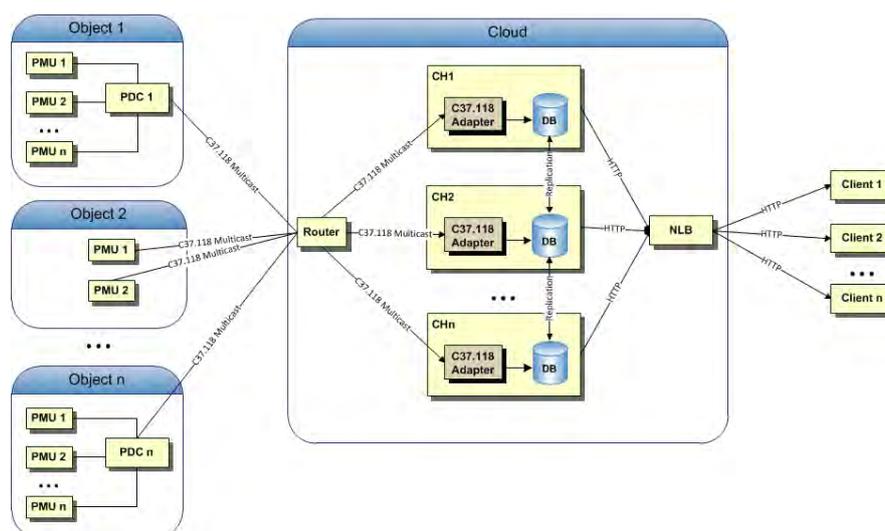


Рис. 3: Облачная архитектура

Сервера системы объединяются в кластер, работающий синхронно. Сервера взаимодействуют друг с другом и обмениваются информацией с источниками данных и клиентами.

Источниками данных выступают серверы C37.118. Это могут быть PMU и PDC. Сервера облака инициируют взаимодействие путём отправки команды START протокола C37. После этого начинается передача измерений. Предпочтительней является схема с использованием протокола C37.118 поверх широковещательного UDP. Таким образом можно достичь повышения производительности и обеспечить отказоустойчивость. Каждый пакет данных путешествует по каналам передачи данных в единственном экземпляре, а внутри локальной сети облака распределяется с помощью маршрутизаторов по всем серверам, подписанным на групповещательный адрес.

Базы данных, включенные в кластер, синхронизируются между собой. Процессом синхронизации управляет настройка «replica factor». Эта настройка задаёт баланс между требованиями производительности и отказоустойчивости. Например, если в кластере из 4 серверов replica factor установлен в 3, это означает, что любое измерение хранится в трёх копиях на разных серверах. Таким образом выход из строя любых двух серверов не приведёт к потере информации. При использовании replica factor 1 каждая потеря сервера будет приводить к потере данных, но будет обеспечиваться оптимальное использование дискового пространства и распределение нагрузки между серверами. Использование данного механизма позволяет строить очень большие WAMS системы с миллионами записей в секунду.

Для обеспечения балансировки нагрузки клиентских запросов используется технология NLB (network load balancing). Каждое новое подключение маршрутизируется на новый сервер из облака по алгоритму round-robin. После того, как HTTP-сессия установлена, новые обращения маршрутизируются на тот же сервер. Таким образом обеспечивается контекст взаимодействия клиента и сервера.

### 2.3 Подсистема визуализации

Средства визуализации реализованы с учетом последних тенденций в ИТ. В качестве клиента используется веб-браузер, что обеспечивает множество преимуществ:

- Не требуется установка какого-либо ПО на компьютер пользователя. За счет этого упрощается эксплуатация и техническая поддержка – нет необходимости обновлять ПО. Все исправления вносятся централизованно и каждый пользователь имеет последнюю версию системы.
- Доступ к данным можно получить с любого устройства, имеющего браузер (компьютер, ноутбук, планшет, смартфон).

- Пользователь может быть подключен к системе как через локальную сеть, так и с использованием медленных Интернет-соединений.

Веб-приложение реализовано с широким использованием JavaScript, HTML5 и WebGL. Это позволяет минимизировать обмен с сервером, повысить отзывчивость и удобство пользования клиентом. По возможной функциональности средств визуализации и отзывчивости современные веб-приложения не уступают нативным.

Визуализация информации осуществляется с помощью следующих основных инструментов: графики, диаграммы, мнемосхемы и географические схемы.

В системе реализована функция проигрывания любого отрезка данных с исходной, замедленной или увеличенной скоростью. При этом система ведёт себя таким же образом, как если бы события происходили в реальном времени – т.е. позволяет понять, какая информация выводилась пользователю в момент возникновения.

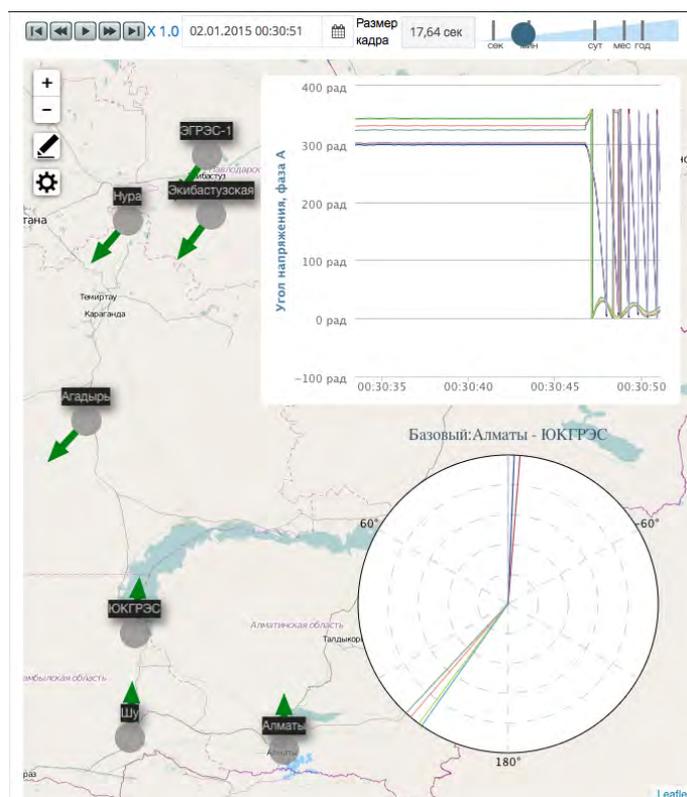


Рис. 4: Векторы относительных углов на географической карте

Географическая карта - это универсальный инструмент наглядного представления информации. При использовании географической карты доступны следующие визуальные возможности: отображение векторов, градиентная заливка, контроль относительных углов между энергообъектами, контроль величины потоков мощности в контролируемых сечениях.

При использовании функции отображения векторов рядом с маркером энергообъекта в виде стрелки отображается значение угла относительно установленного базиса (от -90 до 90 градусов). Чаще всего данный инструмент используется для визуализации относительных углов векторов напряжений. С помощью него можно наблюдать текущую тяжесть режима, интенсивность колебаний, а также в случае разделения системы на острова – локализацию синхронных участков системы. Помимо углов напряжений могут отображаться любые угловые величины, например, фазы низкочастотных колебаний.

Ведется работа над реализацией на карте градиентной раскраски, применяемой для отображения распределения значения какой-либо измеряемой или вычисляемой величины по территории. Цвет участка в местах измерений определяется на основе измеренных или вычисленных (аппроксимированных) значений. Чаще всего данный инструмент используется

## Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем 01 – 05 июня 2015 г., Сочи

для визуализации областей пониженного или повышенного напряжения или для анализа колебаний частоты в динамике.

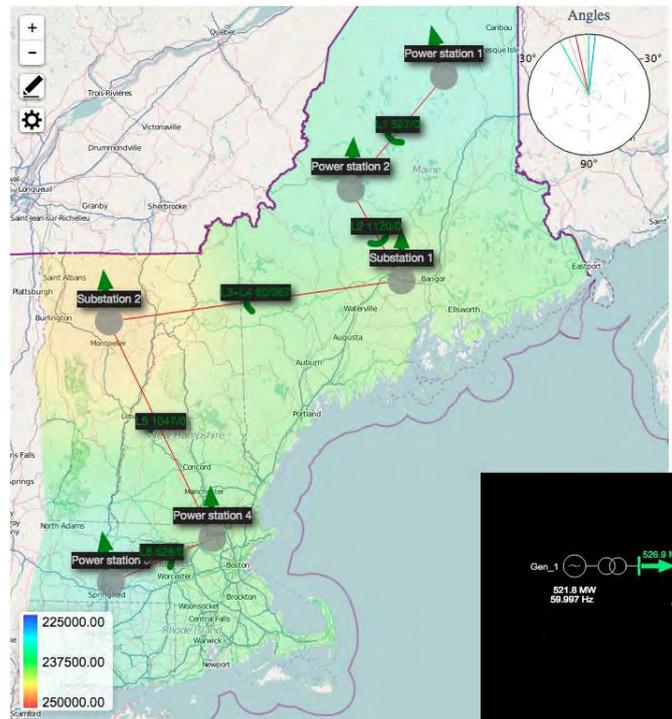


Рис. 5 Градиентная заливка карты по напряжению

Для анализа тяжести режима и пределов устойчивости используется функция визуализации текущих значений относительных углов и величин перетоков активной/реактивной мощности между узлами энергосистемы.

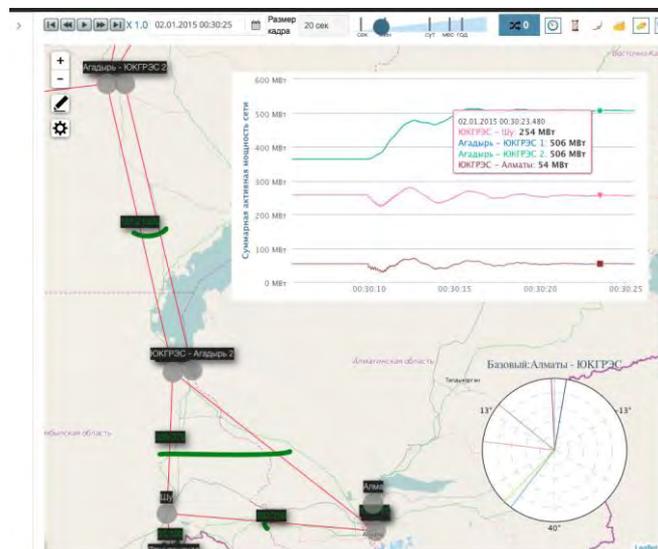


Рис. 6: Контроль перетоков

Отображение информации на однолинейных схемах является классическим способом предоставления информации в SCADA-системах. Аналогичный инструмент применяется в АССИ.



Рис. 7: Отображение текущих измерений

## 2.4 Модель электрической сети

Для хранения модели электрического оборудования (однолинейные схемы, параметры оборудования и т.п.) и модели измерений в составе АССИ реализовано специализированное хранилище.

Модель сети используется для расчетов (хранит информацию о топологии, связности системы, параметрах оборудования) и для визуализации. Модель измерений обеспечивает привязку тегов хранилища измерений к элементам сети. Модель сети полностью соответствует стандартам IEC 61968/61970 CIM. Поддерживается импорт/экспорт модели в формате CIM/XML. Мнемосхемы также хранятся в модели и реализованы основе стандарта IEC 61970-453 (CIM Based Graphics Exchange).

Хранилище модели также реализовано на основе открытого ПО специальной postgresql-БД для хранения графовых структур. Это обеспечивает заметный выигрыш в задачах поиска маршрутов и обходов сети (в отличие от реляционных БД).

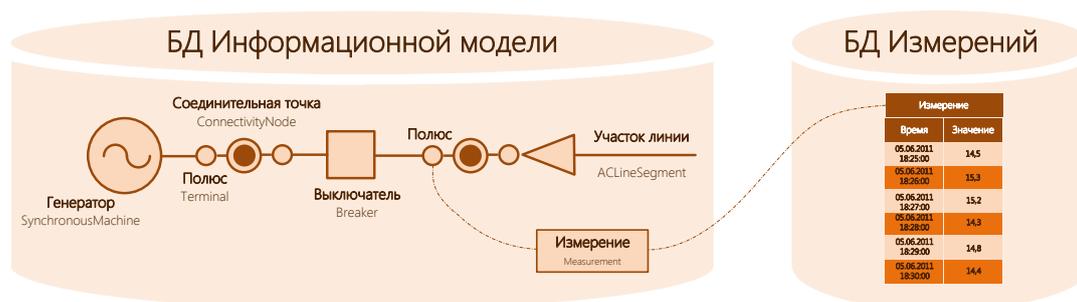


Рис. 10: Информационная модель

## 2.5 Мониторинг низкочастотных колебаний

Для анализа спектра сигнала реализован инструмент «спектрограмма». С помощью него можно визуализировать спектры, рассчитанные последовательно на временном интервале. Данный инструмент позволяет быстро оценить локализацию возмущений по времени и частотам.

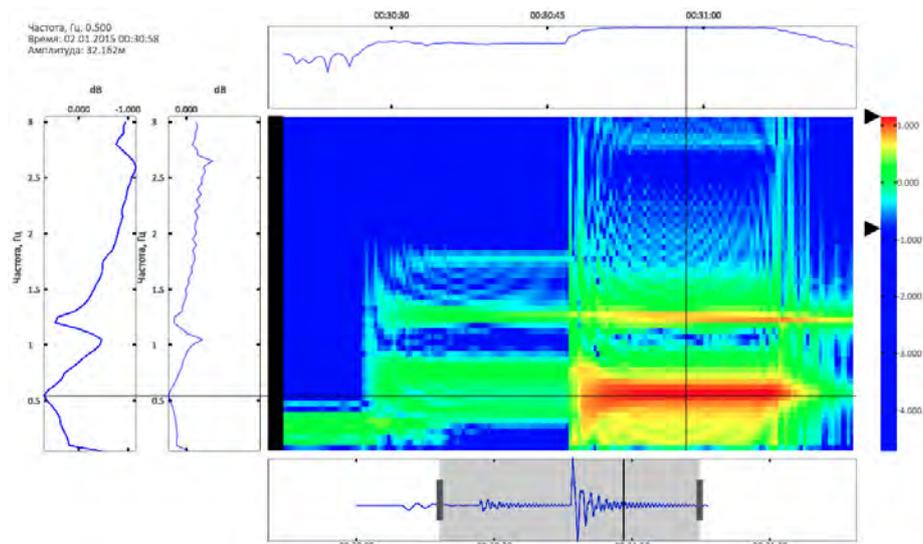


Рис. 11: Спектральный анализ

Диаграмма Ганта позволяет получить сводную информацию о времени и месте возникновения низкочастотных колебаний. Навигация по объектам системы осуществляется с помощью иерархического дерева, а данные располагаются на шкале времени. Найденные НЧК представляются также в виде таблиц и графиков и на мнемосхемах. Доступна информация о частоте и амплитуде колебаний, коэффициенте демпфирования.

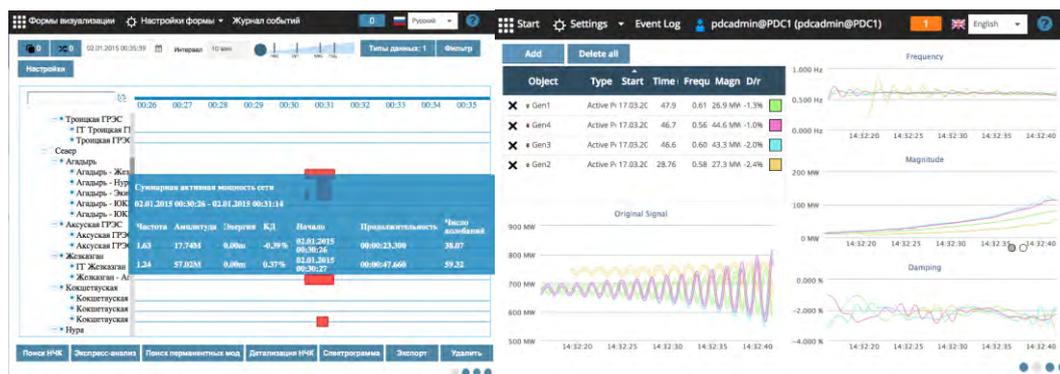


Рис. 12: Информация об идентифицированных НЧК

Разработаны и апробируются средства мониторинга низкочастотных колебаний в режиме онлайн. Алгоритм позволяет выявлять низкочастотные колебания и сигнализировать о них диспетчеру спустя несколько секунд после их возникновения.

Информация об обнаруженных колебаниях фиксируется в БД и доступна для подробного исследования после возникновения события.

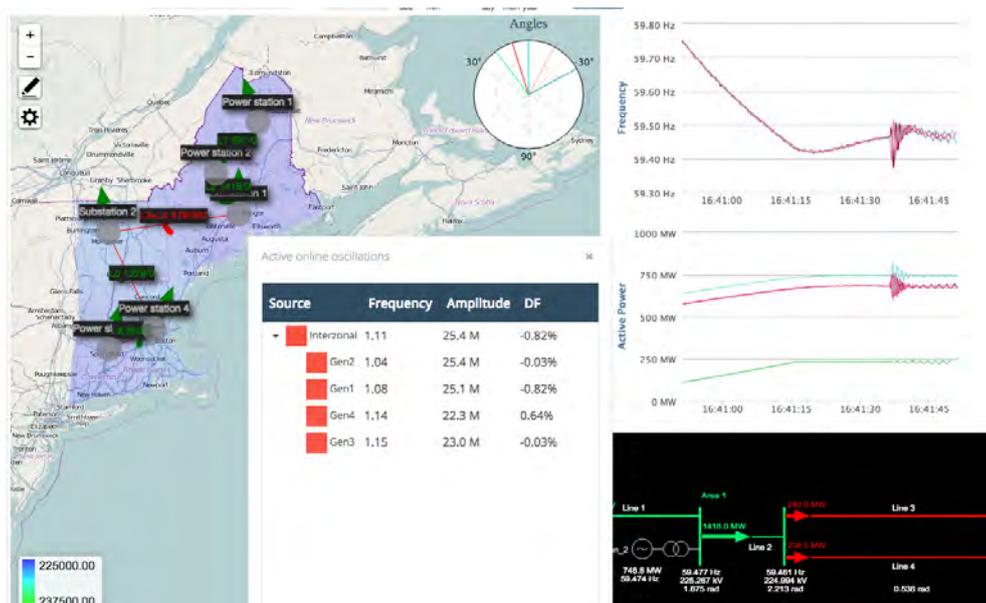


Рис. 13: Форма сигнализации о текущих НЧК

### 3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные технологии разработки, такие как posql базы данных, веб-технологии визуализации (HTML5, JavaScript и др.) позволяют строить эффективные высокопроизводительные WAMS-системы, позволяющие обрабатывать огромные объёмы информации и визуализировать их с помощью широкого спектра графических возможностей, не уступающих классическим решениям для диспетчерских центров. Использование технологии организации распределённых хранилищ позволяет организовывать широкомасштабные WAMS системы, обрабатывающие информацию от тысяч PMUв реальном времени на базе частных или публичных облачных платформ. Переход к веб-технологиям позволяет изменить существующую практику работы с информацией – данные становятся доступны на мобильных устройствах из любой точки Сети.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Гайдамакин Ф.Н., Кисловский А.А. Технические решения по визуализации поведения энергосистемы по данным СМПП. XXII научно-практическая конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2014».
- [2] Демчук А.Т., Жуков А.В., Кац П.Я., Данилин В.А. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров// Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Москва, 2009.
- [3] Ф.Н. Гайдамакин, Д.М. Дубинин, М.Ю. Молвинских Внедрение и перспективы развития СМПП на Сургутской ГРЭС 2 // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем, Екатеринбург, 2013
- [4] Ф.Н. Гайдамакин, Д.Н. Топорков, А.В. Данилин, Д.М. Дубинин Автоматическая система сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов Практический опыт создания WAMS в ЕЭС России // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем, Екатеринбург, 2013
- [5] Жуков А.В., Демчук А.Т., Дубинин Д.М. Развитие технологий векторной регистрации параметров противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем.



### **С.5.1-5. Мониторинг низкочастотных колебаний в ЕЭС России по данным СМПП**

**А.В. ЖУКОВ, Е.И. САЦУК, Д.М. ДУБИНИН, О.Л. ОПАЛЕВ, Д.Н. УТКИН**  
**ОАО «СО ЕЭС»**  
**Россия**  
[opalev@so-ups.ru](mailto:opalev@so-ups.ru)

#### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

LFO, SSSA, WAMS, AC СИ СМПП, НЧК, СМПП

#### **1 ВВЕДЕНИЕ**

Применение современных технологий цифровой обработки сигналов к данным синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима позволяет выявить уникальную информацию о поведении энергосистемы, в частности, идентифицировать и дать количественную оценку электромеханическим колебаниям.

Мониторинг низкочастотных колебаний (НЧК, англ. Low Frequency Oscillation, LFO) является распространенной практикой в крупных электроэнергетических системах и осуществляется на постоянной основе, поскольку одним из наиболее негативных последствий развития слабо демпфированных колебаний является нарушение колебательной устойчивости энергосистемы, приводящее к системной аварии (блэкауту). Именно такой характер носил широко известный блэкаут в западно-американской энергосистеме, произошедший 10 августа 1996г. [1].

Проблематика анализа низкочастотных колебаний охватывает целый комплекс задач, начиная с идентификации НЧК, мониторинга колебательной устойчивости энергосистемы, верификации цифровых моделей энергосистем на основе модальных характеристик и заканчивая адаптивным управлением режимом энергосистемы в целях повышения демпферных свойств через настройку параметров регулирования АРВ синхронных генераторов электростанций, векторное регулирование напряжения и тока вставок и электропередач постоянного тока, а также на управляемых элементах на базе силовой электроники (FACTS).

В течение последних лет ОАО «СО ЕЭС» ведутся разработки по реализации автоматического мониторинга низкочастотных колебаний в режиме реального времени для своевременной идентификации наиболее опасных зон колебаний, предоставления исчерпывающей информации о текущих параметрах НЧК в удобной визуальной форме и проведения статистического анализа изменения модальных свойств ЕЭС России [2].

В статье представлены наиболее интересные практические результаты мониторинга НЧК в ЕЭС России на основе анализа нормальных и ряда аварийных режимов работы энергосистемы по данным Системы мониторинга переходных режимов (СМПП).

## 2 ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НЧК

Основной принцип автоматического мониторинга НЧК состоит в непрерывном мониторинге спектральных свойств параметров электроэнергетического режима (ПЭР) как в нормальных, так и аварийных режимах работы энергосистемы. Такой подход позволяет обеспечивать постоянный контроль уровня НЧК в целях раннего обнаружения опасных нарастающих колебаний, а также выявление высокоамплитудных межзональных низкочастотных колебаний мощности с последующим принятием мер по усилению демпфирования НЧК и, соответственно, снижению ограничений объемов передачи электроэнергии по транзитам.

Источником данных для системы автоматического мониторинга НЧК является Автоматическая система сбора информации от регистраторов СМГР (АС СИ СМГР), введенная в эксплуатацию в ОАО «СО ЕЭС» и обеспечивающая сбор синхронизированных векторных измерений с уровня объектов электроэнергетики и их доставку в диспетчерские центры с низким уровнем задержки и необходимым качеством (высокая точность, требуемая дискретизация, синхронизированность) [3].

В соответствии с указанными целями и результатами анализа мировой практики система автоматического мониторинга НЧК предполагает наличие многомодульной структуры, пример которой представлен на рис. 1, и следующего набора функций:

- предварительная обработка входных данных: контроль выбросов и пропусков в данных, удаление трендовой составляющей, фильтрация данных.

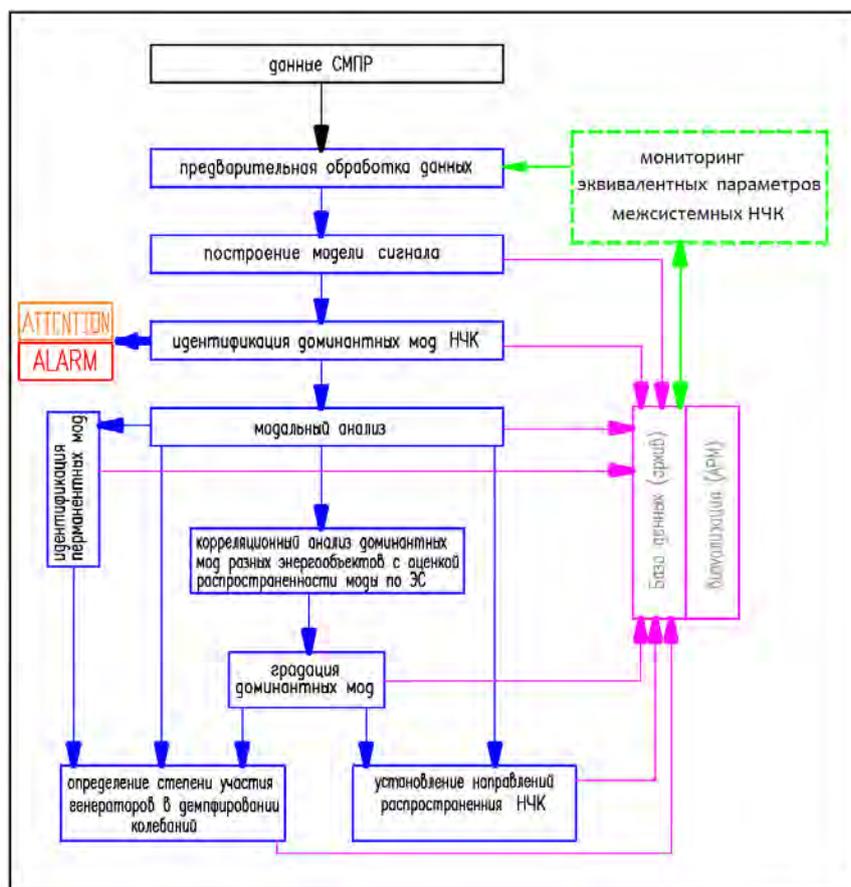


Рис. 1: Блок-схема процесса автоматического мониторинга НЧК

- построение регрессионной или рекурсивной модели сигнала, идентификация доминантных мод колебаний ПЭР на основе ранжирования модальных составляющих сигнала по энергии [4] и перманентности. Доминантные моды должны соответствовать реальным слабо демпфированным НЧК ПЭР, которые

являются отражением собственных значений динамической модели энергосистемы, близких к мнимой оси;

- оценивание уровня демпфирования и амплитуды доминантных мод с градацией этих мод по зонам устойчивости (безопасная зона, зона предупреждения, зона повышенного внимания);
- сигнализация при обнаружении доминантных мод с высокой энергией и положительным по величине коэффициентом демпфирования, поскольку такая ситуация может привести к нарушению колебательной устойчивости и системным авариям;
- модальный анализ ПЭР с выделением доминантных мод НЧК на основе декомпозиции на эмпирические моды (EMD). Для решения проблем конечных эффектов, смещения близких мод и влияния измерительных шумов применяются модификации алгоритма EMD – метод коррекции конечных эффектов, процедура отсеивания по локальным «центроидам» [5], метод частотных гетеродинов [6], метод многократного добавления шумового сигнала [7];
- корреляционный анализ доминантных мод НЧК с оценкой распространенности моды по энергосистеме при учете относительной фазы мод и электрической близости энергообъектов, на которых наблюдаются рассматриваемые моды. Градация колебаний по территориальному расположению (агрегатные, межмашинные, локальные, межзональные) и по фазе колебаний (синфазные, противофазные). Реализация данных функций возможна благодаря тому, что векторные данные синхронизированы по времени через сигналы глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS;
- определение роли и степени участия генераторов (станций) в демпфировании НЧК, установление направлений распространения НЧК, идентификация перманентных доминантных мод.

При построении системы автоматического мониторинга НЧК необходима организация информационного обмена о результатах работы комплекса между уровнями диспетчерской иерархии РДУ – ОДУ - ЦДУ. Транспортировка существенной части функционала на уровень концентраторов векторных данных (Phasor Data Concentrator, PDC) позволит реализовать локальный (станционный) и зональный контроль колебаний ПЭР.

### 3 МОНИТОРИНГ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМНЫХ НЧК

В качестве нетривиальной функции в блок-схему автоматического мониторинга НЧК включен расчет эквивалентных параметров системных НЧК, включающий определение зон колебаний, мониторинг уровня НЧК в контролируемых сечениях электрической сети и межзональных сечениях, визуализацию изменения эквивалентных параметров системных НЧК, а также выполнение статистического анализа поведения системных НЧК.

Основные принципы определения эквивалентных параметров системных НЧК и визуализации их изменения на мнемосхеме сети:

1. Корректная идентификация системных НЧК подтверждается постоянством корреляции модальных составляющих ПЭР энергообъектов, входящих в зоны колебаний. Границы зон колебаний определяются по близости относительных фаз мод.
2. Эквивалентный вектор определяется для каждой зоны системных НЧК и отображается на мнемосхеме сети. Начало эквивалентного вектора фиксируется на энергообъекте с максимальной амплитудой НЧК в рассматриваемой зоне колебаний, а длина эквивалентного вектора соответствует величине данной амплитуды.
3. Величина взаимного угла эквивалентных векторов зон системных НЧК определяется как разность фаз мод НЧК энергообъектов с максимальными амплитудами в каждой зоне.
4. Величина эквивалентного коэффициента демпфирования определяется по минимальному из всех коэффициентов демпфирования НЧК энергообъектов рассматриваемой зоны колебаний. Оценка степени опасности НЧК на основе

коэффициента демпфирования производится посредством цветовой раскраски эквивалентного вектора (зеленый цвет > 7%, желтый цвет 3%-7%, красный цвет < 3%).

5. При активации пользователем эквивалентного вектора на мнемосхеме выделяется полутонном соответствующая зона системных НЧК с одновременным отображением векторов колебаний, входящих в зону энергообъектов с собственными амплитудами и взаимными фазами. Связь между зонами системных НЧК также графически отображается на мнемосхеме сети.

Статистический анализ поведения локальных и системных НЧК необходим для выявления характерных составляющих низкочастотных колебаний режимных параметров в ЕЭС России, определения чувствительности демпферных свойств энергообъектов к изменению схемно-режимных условий работы энергосистемы, и включает в том числе:

- числовые характеристики параметров НЧК (частоты, амплитуды, фазы, коэффициента демпфирования): тип и параметры тренда (линейный, апериодический, колебательный), дисперсия и ее характеристики;
- статистика изменения состава зон системных НЧК и числовых характеристик параметров эквивалентных векторов;
- корреляционный анализ связи параметров локальных и системных НЧК, области распространения колебаний с конфигурацией сети и уровнем загрузки контролируемых сечений сети.

Данная функция может быть востребована диспетчерским персоналом, поскольку позволит отслеживать уровень загрузки актуальных опасных сечений сети с учетом величины НЧК и уровень колебательной устойчивости энергосистемы в целом, а не отдельных объектов сети, а также и режимным персоналом, устанавливая взаимосвязь колебательных свойств энергосистемы и схемно-режимных условий. Кроме того, определение эквивалентных параметров системных НЧК обеспечит минимизацию объема передаваемых данных на верхние уровни иерархии диспетчерского управления.

#### 4 ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА НЧК В ЕЭС РОССИИ

На базе созданной в ОАО «СО ЕЭС» АС СИ СМНР ведется автоматический сбор данных нормальных и аварийных режимов работы энергосистемы с регистраторов СМНР в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС» в режимах on-line и off-line. На основе данной информации выполнен подробный анализ НЧК в ЕЭС России.

Как известно, НЧК делятся на три типа: колебания параметров нормального режима энергосистемы, вынужденные колебания ПЭР с конкретным источником, колебания, вызванные аварийными небалансами мощности или изменениями архитектуры сети.

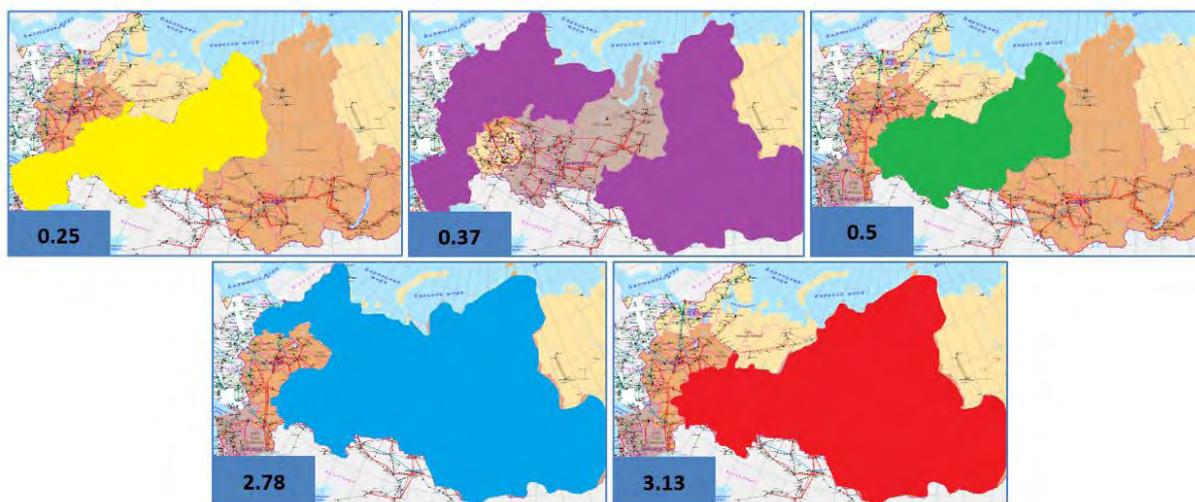


Рис. 2: Распространение системных мод НЧК по операционным зонам ОДУ

С целью анализа НЧК нормального режима ЕЭС России проведен модальный анализ суточных данных ПЭР контрольного замерного дня 17.12.2014. На основе цветковых спектрограмм и интегральных спектров выявлены системные колебания, охватывающие ряд операционных зон ОДУ и представленные на рис. 2. Наиболее широко распространена мода с частотой 0.37 Гц, наблюдаемая во всей энергосистеме за исключением операционных зон ОДУ Центра и ОДУ Урала.

По данным СМПР контрольного замера ПЭР за 1 астрономический час (00:00-01:00) произведена идентификация доминантных мод НЧК нормального режима в операционных зонах ОДУ. В качестве результата сформирована таблица 1, в которой представлены частоты мод, разбитые на диапазоны межзональных (0.1÷1 Гц) и локальных колебаний (1÷4 Гц), а также средние значения амплитуд и времен затухания мод.

Диапазон частот	0.1-1 Гц			1-4 Гц		
	F, Гц	A, мГц	D, с	F, Гц	A, мГц	D, с
ОЭС Северо-Запада	0.27	2.5	5	1.01	0.3	2.5
	0.37	1	3	2.00	0.6	<b>100</b>
				3.80	0.09	2
ОЭС Центра	0.35	0.7	3.5	2.78	0.06	4
	0.60	0.4	4.5	3.80	0.06-0.45	<b>2-60</b>
	0.96	0.23	5			
ОЭС Средней Волги	0.35	0.7	4	2.78	0.08	6.0
	0.50	0.6	3	3.30	0.14	4.3
ОЭС Урала	0.28	2	5	2.78	0.18	30
				3.30	0.03-0.3	<b>4-60</b>
				3.95	1	3.2
				2.20	0.07-2	<b>20-150</b>
			1.36	0.15-2.2	4	
			1.1	0.08	8	
ОЭС Сибири	0.14	2	3	2.78	0.2-1.8	<b>1-130</b>
	0.40	1.5	3.5	3.70	1	3
	0.55	0.7	3			
ОЭС Юга	0.23	1.5	6	3.50	0.2	3
				3.95	0.5	2.5

**Табл. 1:** Сводный перечень доминантных мод ЕЭС России

Данное исследование позволило определить объекты с чрезвычайно низким уровнем демпфирования мод второго диапазона частот по сравнению с другими объектами, на которых данные моды также идентифицировались. Перечень объектов приведен в таблице 2.

Объект	Частота моды, Гц	Время затухания моды, с	Область распространения моды
Кольская АЭС	2	100	ОЭС Северо-Запада
Нововоронежская АЭС	3.8	60	ОЭС Северо-Запада, Центра
Южноуральская ГРЭС-2	3.3	60	ОЭС Средней Волги, Урала
Уренгойская ГРЭС	2.2	150	ОЭС Урала

Богучанская ГЭС	2.78	130	ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Сибири
-----------------	------	-----	--

Табл. 2: Энергообъекты с низким уровнем демпфирования НЧК

Таким образом, указанные объекты либо являются непосредственными источниками НЧК, либо слабо демпфируют рассматриваемые моды вследствие некорректной настройки АРВ генераторов. Необходимо подчеркнуть, что моды 2.78, 3.3 и 3.8 Гц являются доминирующими в целом ряде энергосистем.

Дальнейшее исследование предполагает расчет параметров НЧК отдельных энергоблоков указанных станций с целью более точного определения инициатора колебаний и перечня АРВ, требующих настройки.

Сравнение спектральных характеристик ПЭР по данным СМПР контрольных замерных дней 2013 и 2014 годов позволило определить уровень стабильности модального состава ЕЭС России:

- в диапазоне межзональных колебаний 0.1-1 Гц модальный состав изменился за календарный год на 25%. Наибольший вклад в данную статистику внесли НЧК операционной зоны ОДУ Юга со сменой доминантных мод 0.12 Гц и 0.5 Гц на 0.25 Гц и 0.37 Гц. Основной причиной является проведение проверки параметров АРВ Ростовской АЭС и Волжской ГЭС на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС» и последующей настройки АРВ на станциях;
- в диапазоне колебаний 1-5 Гц модальный состав изменился за календарный год на 34%, наибольшая коррекция произошла в перечне НЧК операционной зоны ОДУ Центра;
- из 24 объектов, участвовавших в сравнительном анализе, наиболее стабильными с точки зрения НЧК ПЭР оказались Берёзовская ГРЭС, ПС 500 кВ Алтай, ПС 750 кВ Ленинградская, ПС 500 кВ Бекетово.

Важным результатом мониторинга нормальных режимов ЕЭС России является идентификация НЧК на ряде крупных транзитов мощности (Кола-Карельский транзит, сечение Братская ГЭС – Красноярская ГЭС) с амплитудами, достигающими 15-25 МВт (рис. 3, 4).

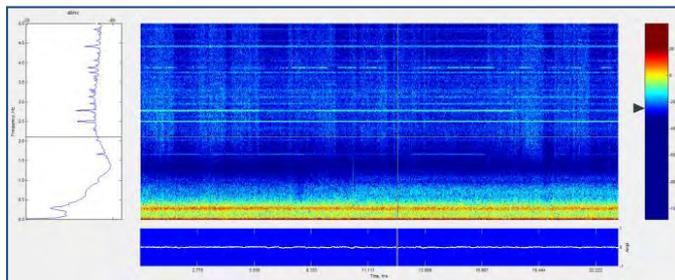


Рис. 3: Суточная спектрограмма частоты Кольской АЭС в диапазоне 0-5 Гц

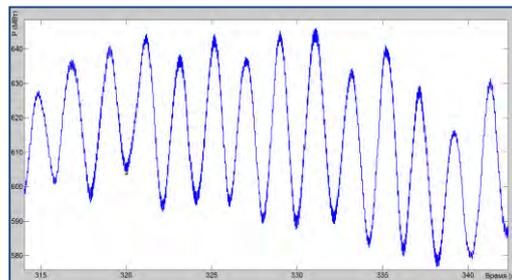


Рис. 4: НЧК активной мощности в сечении Братская ГЭС – Красноярская ГЭС

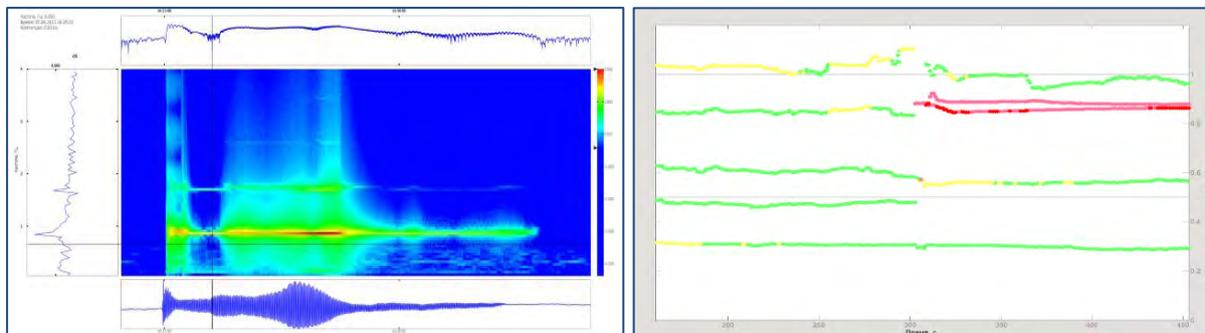
Полноценного анализа вынужденных колебаний в ЕЭС России не проводилось ввиду новизны данной тематики, требующей фундаментальных исследований и разработки программного инструментария для качественной идентификации, определения характеристик и возможных источников вынужденных колебаний.

Несмотря на данный факт, вынужденные колебания мощности уже представляли достаточно серьезную опасность колебательной устойчивости энергосистемы. Один из случаев возникновения высокоамплитудных НЧК произошел в ОЭС Урала 5 июня 2011 года.

Согласно диспетчерскому сообщению в 15:06 при ремонте выключателя 500кВ на ПС Кустовая отключилась ВЛ 500кВ Сургутская ГРЭС-2–Кустовая с неуспешным ОАПВ, а в 16:26 произошло аварийное отключение ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – ПС Пыть-Ях действием защит в результате однофазного короткого замыкания с неуспешным АПВ, что в свою очередь привело к отключению блока №2 Сургутской ГРЭС-2 действием автоматики отключения при

потере связи с системой. В результате сложившейся аварийной ситуации блоки №1 и №3 Сургутской ГРЭС-2 суммарной мощностью 1600 МВт выделились на ВЛ 500кВ Сургутская ГРЭС-2– Магистральная, максимально допустимый переток по которой составлял 2400 МВт.

Сразу после выделения возникли синхронные качания блоков №1 и №3 Сургутской ГРЭС-2 с частотой 0,87 Гц. Спектрограмма частоты и процесс изменения состава доминантных мод НЧК энергоблока №3 Сургутской ГРЭС-2, демонстрирующий смену мод нормального режима на высокоамплитудные моды 0,87 Гц и 0,89 Гц с околонулевым демпфированием, приведены на рис. 5.



**Рис. 5:** Спектрограмма частоты и смена доминантных мод НЧК блока №3 Сургутской ГРЭС-2

Изменение параметров режима блока №3 при синхронных качаниях:

- размах колебаний частоты достигал 600 мГц ( $49,65 \div 50,25$  Гц);
- активная мощность при исходной загрузке блока 800 МВт колебалась в пределах  $580 \div 970$  МВт (49% от номинальной мощности);
- размах колебаний напряжения на генераторе составил 19% от номинального напряжения ( $21 \div 25,6$  кВ);
- реактивная мощность при исходной загрузке блока 55 МВАр колебалась в пределах  $120 \div 270$  МВАр.

Стоит отметить, что ввиду достаточной интенсивности рассматриваемые колебания охватили не только ОЭС Урала, но и остальную часть ЕЭС России.

На рис. 6 представлена форма моды вынужденных колебаний 0,87 Гц на энергообъектах ЕЭС России без учета амплитуды НЧК. Сургутская ГРЭС-2, источник колебаний, находится в фазе с Рефтинской ГРЭС и противофазе с Сургутской ГРЭС-1, электрическая связь с которой значительно ослабла при аварии. Особенностью распространения вынужденных колебаний по ЕЭС России является возникновение разницы фаз в 180 градусов между энергообъектами ОЭС Сибири и ОЭС Средней Волги, Центра.

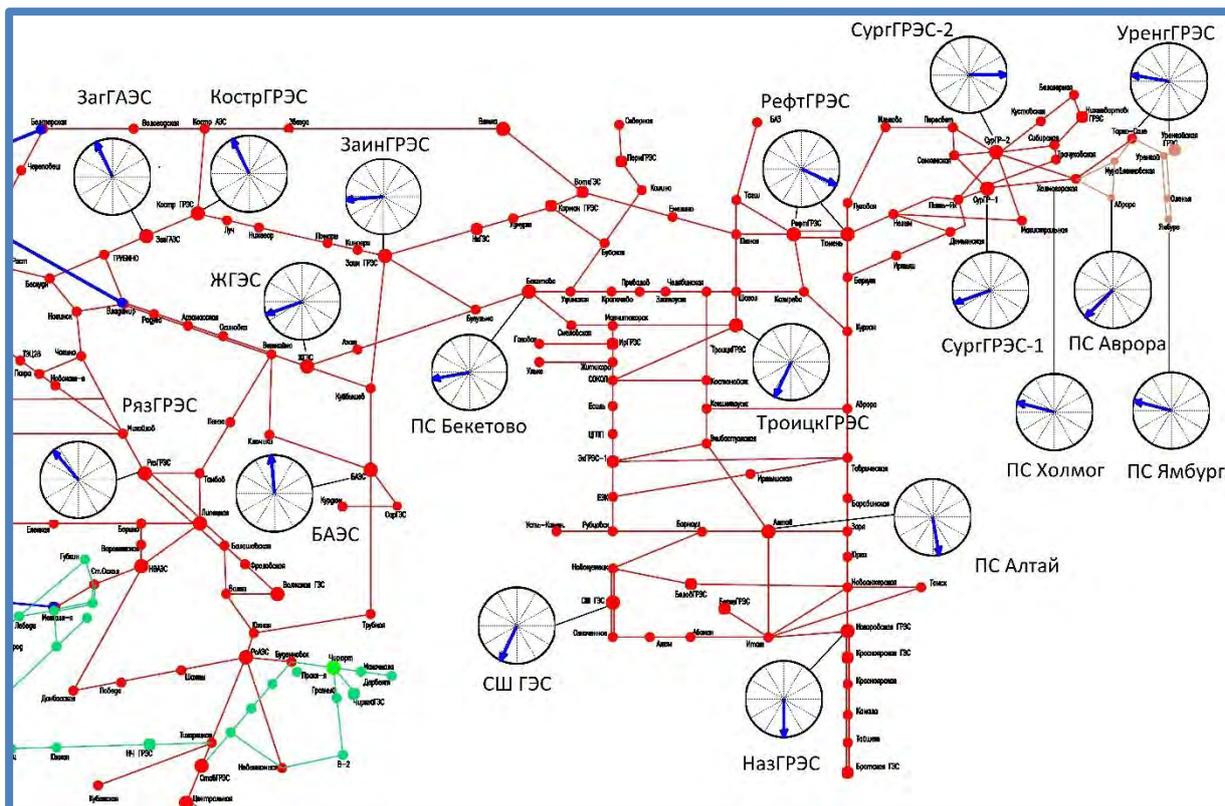
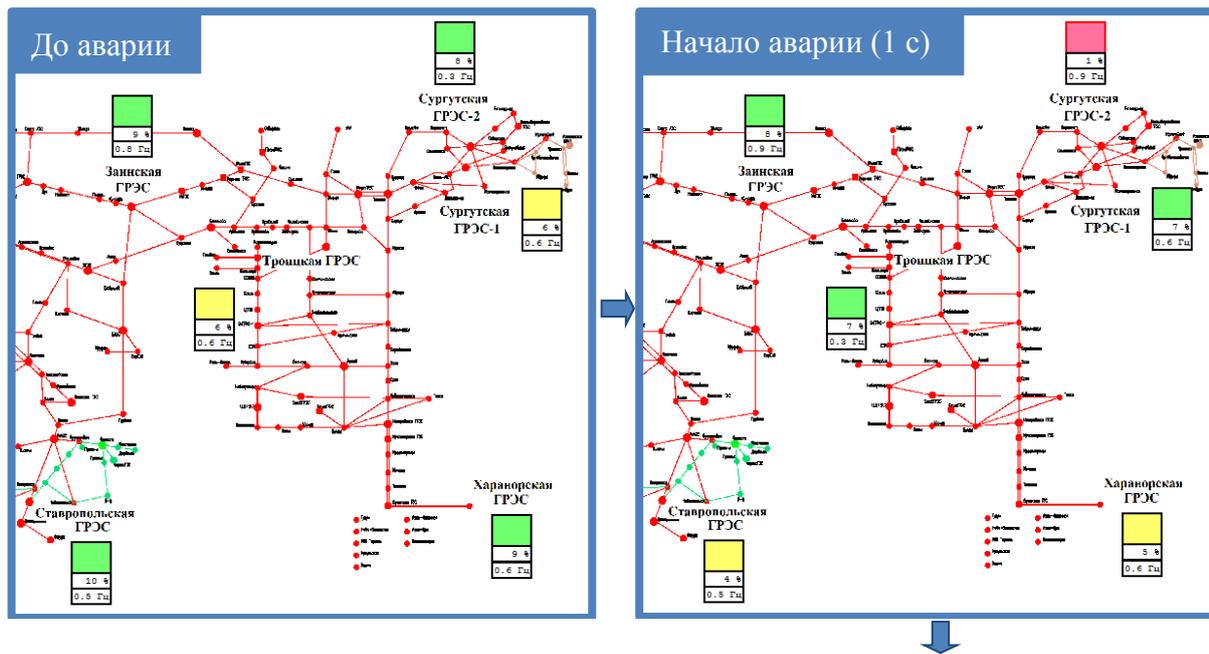


Рис. 6: Форма моды вынужденных колебаний на объектах ЕЭС России

Процесс распространения колебаний по ЕЭС России с течением времени приведен на рис. 7. На схеме энергосистемы представлены прямоугольные индикаторы НЧК для шести электростанций, содержащие информацию о частоте доминантной моды с наименьшим демпфированием для рассматриваемого энергообъекта и величине данного коэффициента демпфирования. Цветовая раскраска индикатора соответствует диапазону, в котором находится коэффициент демпфирования, и характеризует степень опасности НЧК: зеленый цвет  $\geq 7\%$ , желтый цвет  $3\% - 7\%$ , светло-красный цвет  $0\% - 3\%$ , ярко-красный цвет  $\leq 0\%$ .



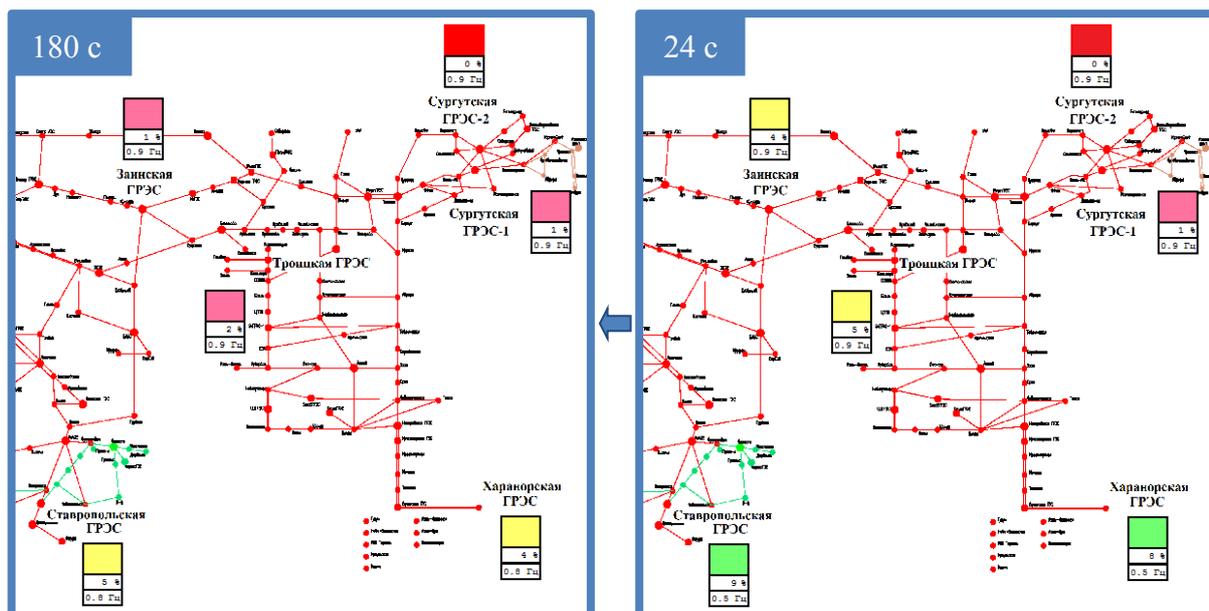


Рис. 7: Процесс распространения вынужденных колебаний по ЕЭС России

Через 3 минуты с момента начала аварии НЧК приобрели максимальную амплитуду на Сургутской ГРЭС-2, а мода 0,87 Гц достигла самых отдаленных энергообъектов ОЭС Сибири и ОЭС Юга, превзойдя по энергии их собственные доминантные моды. Остановить дальнейшее развитие НЧК и избежать самых негативных последствий удалось за счет разгрузки по активной мощности энергоблоков №1 и №3 Сургутской ГРЭС-2 на 220 МВт, длившейся 5 минут. Общее время синхронных качаний составило 8 минут.

Другой случай возникновения высокоамплитудных НЧК произошел 4 ноября 2014 года на Невинномысской ГРЭС при кратковременном отделении ОЭС Юга от первой синхронной зоны ЕЭС России.

## 5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье представлены основные принципы автоматического мониторинга НЧК ПЭР энергосистемы, а также описание уникальной функции по расчету эквивалентных параметров системных НЧК, включающее в том числе принципы выполнения статистического анализа изменения демпферных свойств энергосистемы и визуализации изменения эквивалентных параметров системных НЧК.

Впервые проведена работа по определению модального состава НЧК ЕЭС России на основе анализа суточных данных ПЭР контрольных замерных дней 2013, 2014 гг. Идентифицированы локальные и межзональные доминантные моды НЧК нормального режима ЕЭС России, рассчитаны параметры колебаний, а также определен уровень стабильности модального состава ЕЭС России. Важным практическим результатом является обнаружение НЧК на крупных транзитах мощности с амплитудами, достигающими десятки МВт.

Кроме того, выполнен детальный анализ вынужденных НЧК, достигших границы колебательной устойчивости энергосистемы. Наглядно представлен процесс изменения состава доминантных мод энергообъекта – источника колебаний, определена форма моды и продемонстрированы этапы распространения колебаний по ЕЭС России с течением времени.

Таким образом, исследовано текущее состояние НЧК в ЕЭС России и определена группа станций с чрезвычайно низким уровнем демпфирования колебаний. Дальнейшее изучение предполагает расчет параметров НЧК отдельных энергоблоков указанных станций с целью более точного определения инициатора колебаний и перечня АРВ, требующих настройки.

В качестве перспективных задач данной области применения WAMS-технологий видится создание локальных и централизованных систем управления АРВ генераторов, адаптивных к изменению демпферных свойств энергосистемы [8], а также автоматическая

верификация расчетных моделей на основе сравнения модальных характеристик цифровой модели энергосистемы и доминантных мод НЧК ПЭР по реальным измерениям СМПР.

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Kosterev, D.N., Taylor, C.W., Mittelstadt, W. (1999). Model validation for the august 10, 1996 WSCC system outage. IEEE Transactions on Power Systems, 14(3):967-979.
- [2] О.Л. Опалев, А.В. Жуков, Д.М. Дубинин, Д.Н. Уткин. Разработка алгоритмов идентификации и мониторинга низкочастотных колебаний по данным СМПР. Международная XXII конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем», 2014.
- [3] А.В. Жуков, Е.И. Сацук, Д.М. Дубинин, О.Л. Опалев. Развитие Системы мониторинга переходных режимов в ЕЭС России. Обзор задач мониторинга и управления. / Релейщик, № 2, 2013.
- [4] V.S. Patel, S.K. Bhil, F.S. Kazi, S.R. Wagh. Energy-Sorted Prony Analysis for Identification of Dominant Low Frequency Oscillations. 2013 Australian Control Conference.
- [5] H. Hong, X. Wang, Z. Tao, S. Du. Centroid-based sifting for empirical mode decomposition. / Journal of Zhejiang University-SCIENCE C (Computers & Electronics) №12, 2011.
- [6] D.C. Yang, C. Rehtanz, Y. Li. Analysis of Low Frequency Oscillations Using Improved Hilbert-Huang Transform. 2010 International Conference on Power System Technology.
- [7] Torres, M. E., Colominas, M. A., Schlotthauer, G. and Flandrin, P. A Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition with Adaptive Noise. IEEE Ann. Int. Conf. on Acoustics, Speech and Signal Processing ICASSP'11, 4144-4147.
- [8] P. Korba, V. Knazkins, M. Larsson. Power system stabilizer with synchronized phasor measurements. 17th Power Systems Computation Conference, Stockholm Sweden, 2011.



## S.5.1-6. Fault Locator Approach for High-Impedance Grounded or Ungrounded Distribution Systems using Synchrophasors

**Daniel Patynowski, Jorge Cardenas, David Menendez- GE Digital Energy**  
**Jose Manuel Roca, Jean Gardy Germain, Angel Yunta Huete - Gas Natural Fenosa**  
**Moises Canales, Alvaro Martinez - EON**  
**Jose Antonio Rosendo, Juan Manuel Roldán, Julio Montañez - Universidad de Sevilla**  
**Spain**

**Keywords:** Fault Locator, Synchrophasors, Phasor Measurements Unit (PMU), Isolated Grounding, On-line Fault Location, In Service Fault Location, On-Site Fault Location

**Abstract:** Fault Locators in general are designed for HV solidly grounded systems because of the importance of fault location in overhead transmission lines. In distribution line fault location, there are some developments that are based on the impedance measurement from one end. Accurate fault location in distribution systems is more difficult to achieve because of the existence of multiple branches and also because neutral point is usually grounded through the high impedance or is ungrounded. In these conditions, fault current is low and with high capacitive component.

The other problem is fault resistance. Since the grounding point impedance is fixed and usually known, the fault resistance always depends on fault conditions. In these cases, the use of the impedance measurement criteria from one end is not enough to assure an adequate accuracy for the operational purposes. There are several other methods that overcome the classical impedance measurement method weaknesses, but majority are still based on the single end measurement, which are inherently limited because of the limited information available from the network. In order to overcome these limitations, a new approach based on synchrophasors and using information from different sources, is proposed. Solution is composed by several algorithms that are using measurements from different sources complementing each other to overcome their own inherent weakness in the fault location determination and providing a better accuracy than the one using a single-ended algorithm from the single measuring point.

The solution has been tested in Real Time Digital Simulator (RTDS) with a focus to the ungrounded systems with a fault resistances values up to 500 Ohms. A description of the algorithms used for fault locator purposes is provided and also its implementation in a Phasor Data Concentrator device (PDC) is discussed.

### INTRODUCTION

For many years fault localization is an important part of the power system protection. Most algorithms are based on the line impedance calculations and the fault location function is usually incorporated as part of line of feeder protection. The cardinal problem of impedance-based algorithms is that they are fairly accurate in grounded systems, whereby in isolated and Petersen-coil grounded systems, the results of impedance-based algorithms have very high errors during phase to ground faults, where the fault loop contains zero-sequence capacitance.

The other problem with impedance based algorithms is their high sensitivity to the fault resistance. This problem takes place in every type of system, also in the grounded ones, during phase to ground fault. It has particular importance in isolated systems, where the connection of fault resistance in series with capacitance of the network limits fault current to the value, which is close to the load current.

### BASIC FAULT LOCATION IMPEDANCE APPROACH

Traditionally, single end fault locator based on the impedance measurement uses simple line impedance model. The impedance of the line is represented by resistance and reactance connected in series. Impedance calculated by the relay is the simple division of the voltage phasor by the current phasor with additional zero-sequence current compensation for ground faults, in order to use only positive sequence measurements for all fault loops. After comparing calculated impedance from the relay point to the fault point, the fault distance is obtained. The foundation of this kind of fault locator is linearity of the line impedance. It is not always true,

especially in case of long overhead lines. Lines with significant capacitance to ground like underground cable lines are also good example.

One of the main problems of the single end fault location is the high influence of fault resistance on distance to the fault estimation. The error increases with the value of the fault resistance and cannot be eliminated without any additional information such as measurements from the remote end. During faults in the distribution networks, the fault resistance has significant values, even up to 500  $\Omega$ . The example of fault resistance influence for the distance during fault in medium voltage cable line (RHZ1-2OL 12/20 KV 1X240 KAL+H16) was shown in Figure 1. The fault occurred at 70 % of the line length with 10  $\Omega$  of fault resistance. The error of fault distance result is 922 %, which is unacceptable. In this case single ended impedance measurement based fault locator is not applicable. Moreover it is misleading and provides incorrect information. Relays are not use distance calculation directly and provide better accuracy.

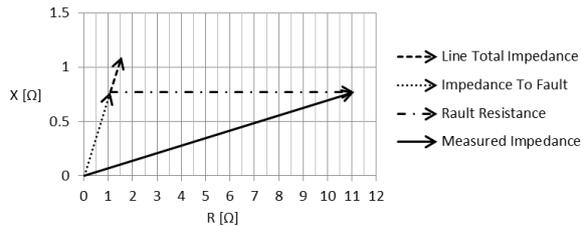


Figure 1. The example of the fault with 10  $\Omega$  fault resistance in 10 km cable line

In grids with isolated neutral point, fault current is determined by the network's capacitance. The example of phase to ground fault in isolated network is shown in Figure 2. The fault occurs in phase C. The whole fault current comes through faulted phase to the ground. The way back for the faulted current are zero-sequence capacitances of the others (not faulted) phases. Zero-sequence capacitance is the summation of zero-sequence capacitances from all feeders connected to the same bus as the faulted feeder.

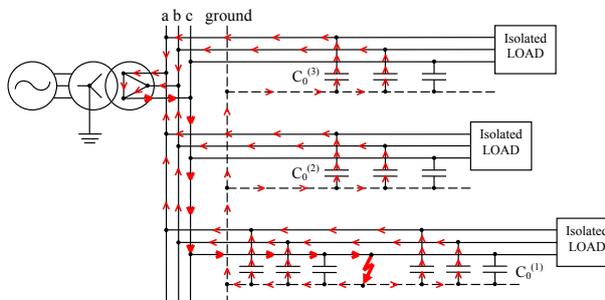


Figure 2. Ground fault in isolated network

The sequence network for phase to ground fault is shown in Figure 3. Impedances of positive sequence "1" and negative sequence "2" networks are small and can be neglected. The impedance of zero sequence network "0" contains capacitances in series which limit fault current and has to be included in the circuit. The simplified circuit for sequence networks is shown in Figure 4. The variables of the circuits are as follow.  $E_S$  is the voltage source, which value is close to phase-to-phase nominal voltage of the line.  $Z_{C0}^{(n)}$  is the feeder impedance that contains capacitances of the n-th feeder.  $I_{C0}^{(n)}$  is adequate zero-sequence capacitive current of the n-th feeder.  $I_{F0}$  is the total zero-sequence current, which is the summation of zero-sequence currents from all feeders outgoing from the same bus.

Each capacitive current is the response of voltage source for the zero-sequence capacitance of the feeder. The variable  $3R_F$  represents optional fault resistance, which can occur.

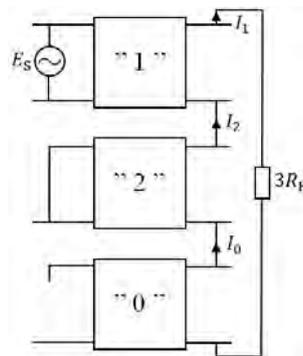


Figure 3. Sequence network for phase to ground fault in isolated system

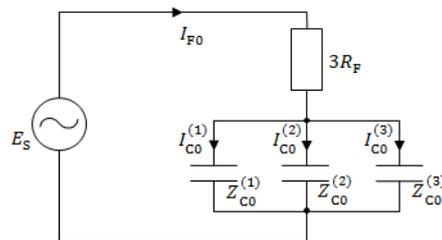


Figure 4. Simplified sequence network for A to ground fault in isolated system, [2]

As is shown in the circuit above, fault current goes totally through the zero-sequence capacitances of the network. The series impedance of capacitance is always higher in comparison with a series resistance and inductive reactance of the underground line. It practically means that a simple fault locator based on series impedance model does not apply and cannot be used. In isolated networks there is a need to use a model that contains zero-sequence capacitance of the line.

#### SYNCHROPHASORS APPROACH

Synchrophasors are measuring quantities in phasors form, which are referenced to the one common time base. Since different measuring values have the same time reference, they can be directly compared with each other. If synchrophasors from different locations of power system are imported to a central location, power system monitoring, protection, operation and control within use of tracking power system dynamic phenomena, can be achieved [4]. The

details about synchrophasors are specified in IEEE C37.118 and IEC61850 standards, [3].

In case of fault location, using synchrophasors means that measurements from both ends of the line can be directly taken into the distance to fault calculation equations. In the Figure 5 the structure of devices for fault location in the single line was shown. To create a simple fault locator system, instead of relays there should be one server needed PDC – (Phasor Data Concentrator). All devices should be synchronized in time through connection with the GPS substation clock. The advantage of PMU – (Phasor Measurement Unit) is that it can be incorporated with relay as virtual devices. It means that, there is no need to install any additional devices, even relay and transformers. All analog signals can be taken from the same CTs and VTs like for the protection relays. Every device has to be synchronized with GPS by an external clock. For that IRIG-B standard is used. Communication between devices is via Ethernet port or wirelessly via radios. In both cases two different protocols can be used, TCP or UDP. PDC identifies PMUs using their unique IDCODEs. Every PMU is reporting continuously in real time to the server with a defined reporting rate. The reporting rate can be set between 1 and 120 Hz. Practically, it means that PDC receives one report in defined time duration, which is between 1 s and 8.3 ms at 60 Hz. One report includes up to 14 phasors in selectable polar or rectangular form, 16 analog values and 16 digital states. The Phasor Data Concentrator is the server which collects, processes and streams synchrophasors up-in real time. It can be installed at the substation with other relays or a Regional Control Center. The PDC, used during tests supports up to 40 PMUs as inputs, with possibility of different reporting rates. All data is time aligned inside device and is ready to be used for monitoring, recording and calculations by applications available on the server. Received and processed data can be aggregated into data sets and transmitted over up to 8 output streams with a various reporting rates. The example can be upper level super PDC or SCADA system supporting C37.118 and/or IEC61850 standard, [5].

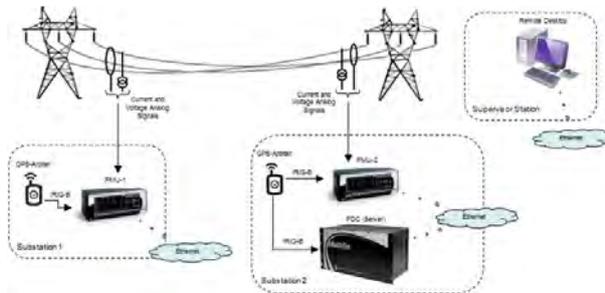


Figure 5. Structure of devices

#### NEW FAULT LOCATOR APPLICATION PROPOSAL

The new proposed approach is an application of the fault locator based on the multi-ended synchrophasor measurements. Since measurements from both sides of the line are used, fault resistance can be obtained and eliminated from the calculated impedance to fault. This is applicable for every type of the system and decreases fault location error. A universal algorithm that works for every kind of system and for every fault type could not be found. To achieve the universality of the application, a special logic was created, which is based on several conditions. Depending on system and fault type, an adequate fault location algorithm is selected to achieve accurate results. Fault selection flowchart is shown in Figure 6.

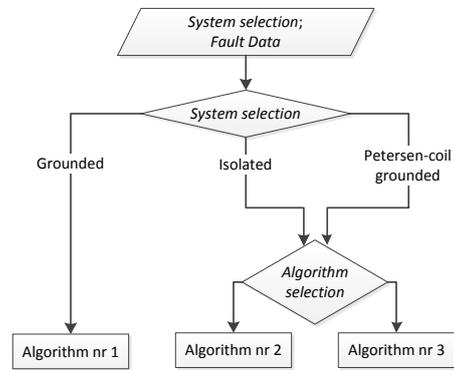


Figure 6. The flowchart with fault locator algorithm logic

For grounded systems algorithm based on Clarke Transform was used (Algorithm nr 1). ClarkeT is a multi-ended fault locator which uses complete two-end measurements. Three phase currents and voltages from both ends of the line. The fault distance is calculated from the following equation:

$$d = l \cdot \text{Re} \left( \frac{\frac{V_{loc} - V_{rem}}{\underline{Z}} + I_{rem}}{I_{loc} + I_{rem}} \right)$$

$I_{loc}$ ,  $I_{rem}$ ,  $V_{loc}$ ,  $V_{rem}$  are Clark transforms taken from phase values, as follows:

$$S = \frac{1}{3} (2\underline{S}_A - b\underline{S}_B - b^*\underline{S}_C)$$

where:

$$b = 1 + j \tan(\alpha)$$

$$b^* = 1 - j \tan(\alpha)$$

$$\alpha = 45^\circ$$

The algorithm is well described in [4]. This algorithm proved to be the most accurate for solidly grounded systems. As  $\underline{Z}$  is concerned, the positive-sequence impedance of the line is used.

As mentioned before, to locate faults in isolated networks, there is a need to use a model containing zero-sequence capacitance of the line. For that, the

phasor-based approach from [1] was used and tested. Phasor-based approach uses complete two-end measurements. Three phase currents and voltages from both ends of the line are sent to a centralized server (PDC), which performs the algorithm. Algorithms nr 2 and 3 are based on distributed-parameter model, which is shown in Figure 7. For a phase to ground faults in isolated and Petersen-coil grounded systems, zero-sequence calculations were used (Algorithm nr 2). For phase to phase faults in isolated and Petersen-coil grounded systems, positive-sequence calculations were used (Algorithm nr 3). The distributed-parameter model is shown in Figure 7.

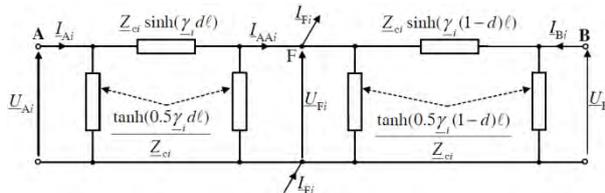


Figure 7. Distributed-parameter model for symmetrical components, [1]

Distance to fault is taken from the following equation:

$$d = \frac{1}{\gamma_i l} \tanh^{-1} \left( \frac{\cosh(\gamma_i l) U_{Bi} - Z_{ci} \sinh(\gamma_i l) I_{Bi} - U_{Ai}}{\sinh(\gamma_i l) U_{Bi} - Z_{ci} \cosh(\gamma_i l) I_{Bi} - Z_{ci} I_{Ai}} \right), [1]$$

,where:

$$Z_{ci} = \sqrt{\frac{Z'_{iL}}{Y'_{iL}}}$$

$$\gamma_i = \sqrt{Z'_{iL} Y'_{iL}}$$

$$Z'_{iL} = R'_{iL} l + j\omega_i L'_{iL} l$$

$$Y'_{iL} = j\omega_i C'_{iL} l$$

$I_{Ai}$  – i-sequence current from the local site

$U_{Ai}$  – i-sequence voltage from the remote site

$I_{Bi}$  – i-sequence current from the local site

$U_{Bi}$  – i-sequence voltage from the remote site

$l$  – line length in km

$R'_{iL}$  – line resistance per km for i-sequence

$L'_{iL}$  – line inductance per km for i-sequence

$C'_{iL}$  – line capacitance per km for i-sequence

More information about the algorithm is described in [1].

To check the possible inaccuracy due to error in the input data, the sensitivity of algorithm to capacitance, inductance and resistance was tested theoretically. Test's results are shown in Figure 8. During tests, following parameters were used (isolated system):

$$\begin{aligned} R1 &= 0,409 \Omega/\text{km} & R0 &= 3,405 \Omega/\text{km} \\ L1 &= 13 \text{ mH} & L0 &= 76 \text{ mH} \\ C1 &= 9,4646 \text{ nF} & C0 &= 2,4401 \text{ nF} \end{aligned}$$

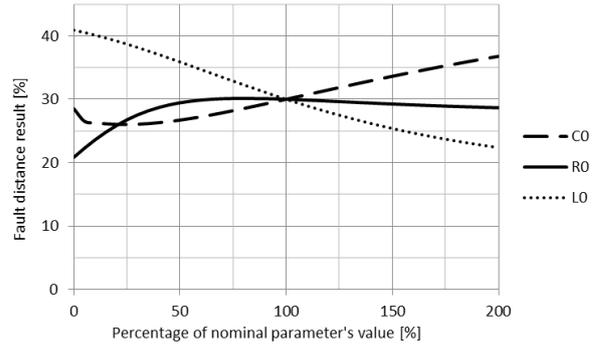


Figure 8. Sensitivity of the algorithm for line parameters changes. Simulated distance = 30%

From the Figure 8 we can see, that 50% of inaccuracy in capacitance or inductance settings value causes 5% of distance error. According to the inaccuracy in resistance settings, 2% of distance error was observed, what is an optimistic result.

## GIS INTEGRATION

Having a powerful PDC with a built-in operating system, there is a possibility to visualize all results and data in a different ways, depending on the user's need. The fault locator application can be integrated with a Geographic Information System (GIS) environment. The geographic information system contains the grid topology with a map background, which helps understand and visualize data to make decisions easily. In this way power service operations are always based on the best information and analysis.

In the fault locator application, after fault occurrence the user can easily view the location of the fault. The project contains grid topology in a DWG format with all information and parameters about the electric network introduced previously by power distribution or transmission network operator services. As the background, different maps can be used. There are street, satellite or terrain view options to select. Based on this GIS tool, service decisions and interventions can be made easier, faster and more reliable. The GIS environment window is shown in Figure 9 and Figure 10.

The use of GIS functionality in the fault locator application needs previous installation of GIS software. If GIS is unavailable, there is a possibility to show fault location in a web browser. Selecting this option user is able to use all functionality of Google Maps like direction calculation and visualization from the closest substation point to the fault point or start GPS navigation system in the mobile device, Figure 11.

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**

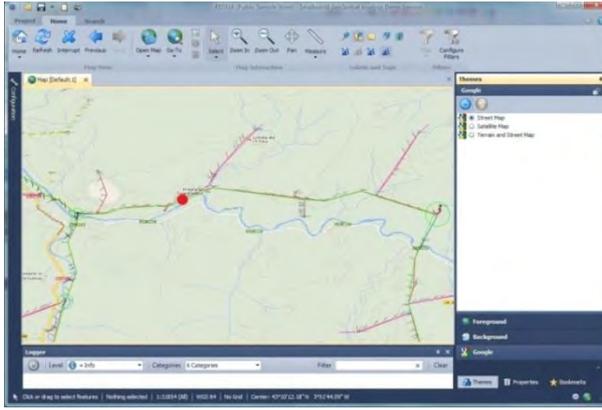


Figure 9. Fault location view in the Smallworld GIS software - map

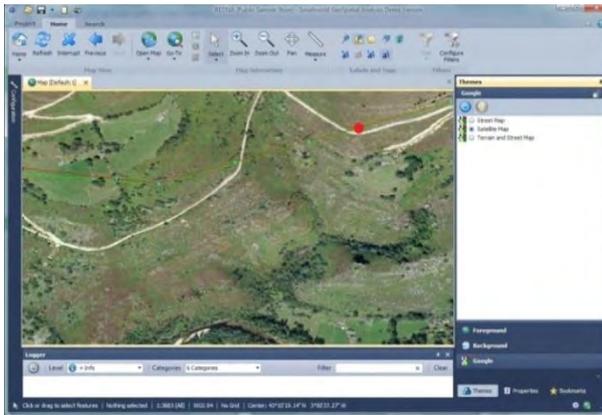


Figure 10. Fault location view in the Smallworld GIS software – satellite view

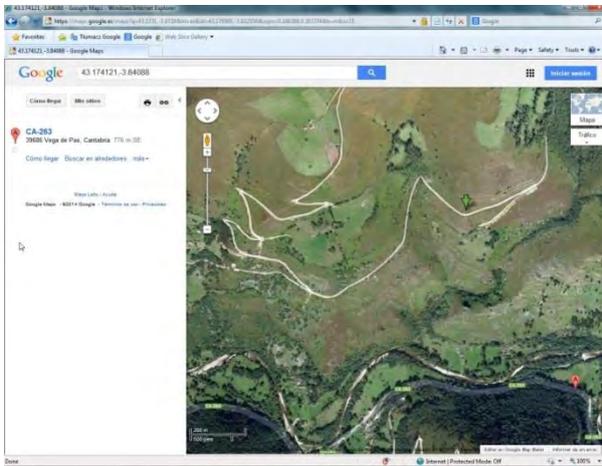


Figure 11. Satellite view of the fault location in the web browser - Google Maps

**RTDS TESTS**

The tests of the new proposed application and algorithm have been performed with RTDS. The RTDS is a real time digital simulator of the power system, which can solve electromagnetic transient simulations in real time, [7]. Basically RTDS is a powerful real time computer which hardware is based on several processor cards. All processor units work in parallel to provide fast calculations. The simulation model of power system is created in RSCAD software. The software consists from several libraries with a

different components of power system equipment. It provides user with ability to create the test model, dependent on his needs. During compilation, the test model is converted to matrix equations, which are calculated continuously by assigned processor cards. The parallel work of processor units allows for 50  $\mu$ s timestep. It means that RTDS generates analog output signals with refresh rate of 50  $\mu$ s dependent on the actual system state. The connections structure between PMU-s and RTDS is shown in Figure 12. RTDS analog outputs are connected to the analog amplifiers. The amplifiers, which are connected to relays (PMU-s) provide analog signals with the same values like real CTs and VTs. PMU-s send synchrophasors to PDC data concentrator, where the fault locator application is run.

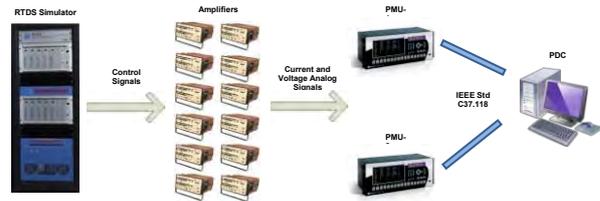


Figure 12. Connections structure between PMU-s and test set equipment

The RTDS test model case was created according to the data of the real network configuration. The data was received from the power distribution company. The tested feeder is shown in Figure 13. Tested line is a closed loop cable line feeder. The loop is opened from one side, what means that tested topology is radial one. Phasors Measurement Units are installed in the beginning of the first feeder CT.L 45CWN4 (PMU1) and in the CT.E 45CWN0 point (PMU2). According to the data received from the distribution company, the distance between both PMU-s is 1.588 km, which is the tested line. According to this data, test model in RSCAD for RTDS simulator was performed. It is shown in Figure 14.

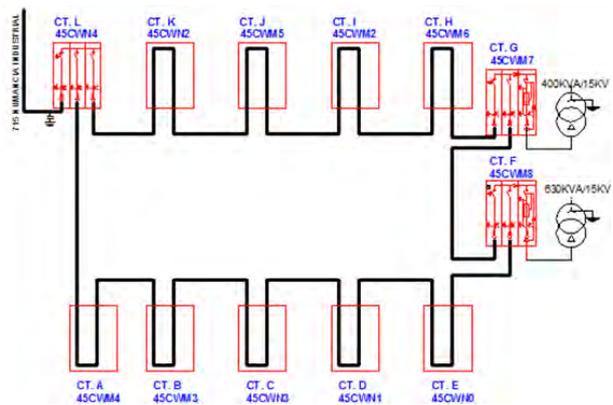


Figure 13. Test feeder topology

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**

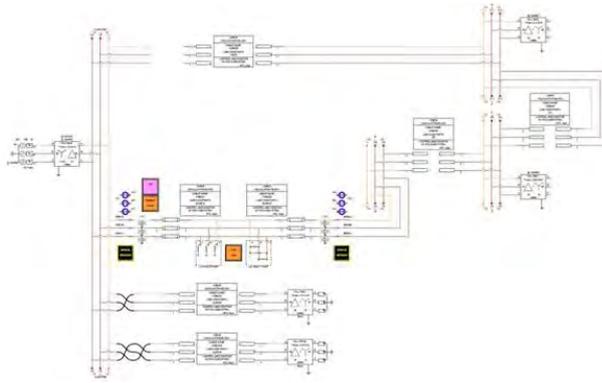


Figure 14. Test model in RSCAD

- Parameters of the faulted cable line are like follow:
- Cable type: RHZ1-2OL 12/20 KV 1X240 KAL+H16
  - Line Length 1.588 km
  - Voltage level 15 kV
  - Positive Seq. Series Resistance 0,155 Ω/km
  - Positive Seq. Series Ind. Reactance 0,11 Ω/km
  - Positive Seq. Shunt Cap. Reactance 0,07958 MΩ/km
  - Zero Seq. Series Resistance 1,059 Ω/km
  - Zero Seq. Series Ind. Reactance 0,658 Ω/km
  - Zero Seq. Series Cap. Reactance 0,01251 MΩ/km

The length of other feeders from the same substation were adjusted to get  $3I_0 = 171$  A (RMS, primary value). It was obtained during the A to ground fault in the middle of the line length.

Simulations were performed for three different fault resistance values. It is shown below. The influence of cable line length for the fault locator result is presented in Figure 21.

**Fault resistance = 0.1 Ω**

Table 1. Fault locator results during simulations for different fault distances

Fault type	Fault distance [%]								
	10	20	30	40	50	60	70	80	90
A-Gnd	5.50	9.39	39.17	47.00	56.05	70.13	63.87	87.50	97.45
B-Gnd	16.65	9.43	23.17	43.07	65.40	64.17	66.84	60.65	89.79
C-Gnd	16.93	15.14	29.95	43.10	45.46	59.85	65.47	63.58	86.86

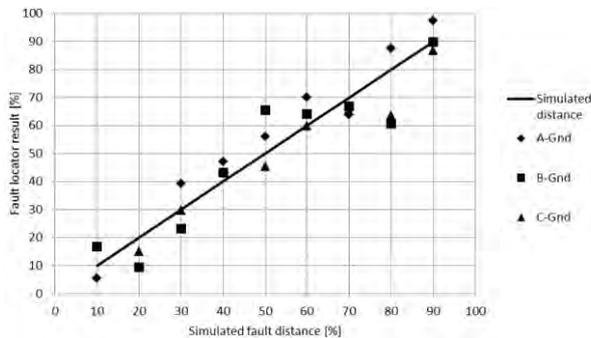


Figure 15. Fault locator results during simulations with a 0.1 Ω fault resistance

Table 2. Fault locator error during simulations for different fault distances

Fault type	Fault distance error [km]								
	10	20	30	40	50	60	70	80	90
A-Gnd	0.071	0.168	0.146	0.111	0.096	0.161	0.097	0.119	0.118
B-Gnd	0.106	0.168	0.108	0.049	0.245	0.066	0.050	0.307	0.003
C-Gnd	0.110	0.077	0.001	0.049	0.072	0.002	0.072	0.261	0.050

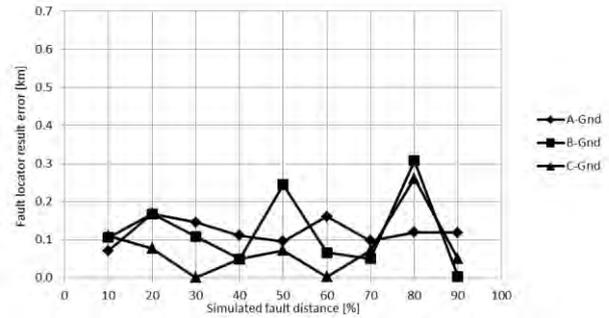


Figure 16. Fault locator results during simulations with a 0.1 Ω fault resistance

**Fault resistance = 10 Ω**

Table 3. Fault locator results during simulations for different fault distances

Fault type	Fault distance [%]								
	10	20	30	40	50	60	70	80	90
A-Gnd	15,52	29,74	30,23	29,26	53,53	78,96	76,56	89,22	88,87
B-Gnd	12,91	22,85	28,34	22,86	52,53	50,93	69,04	74,97	93,67
C-Gnd	3,91	14,73	35,81	25,97	41,60	56,28	70,74	80,52	84,49

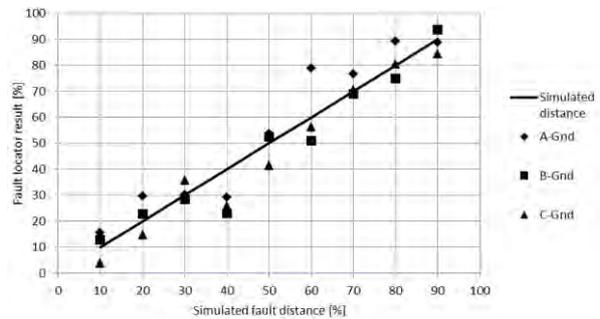


Figure 17. Fault locator results during simulations with a 10 Ω fault resistance

Table 4. Fault locator error during simulations for different fault distances

Fault type	Fault distance error [km]								
	10	20	30	40	50	60	70	80	90
A-Gnd	0.088	0.155	0.004	0.171	0.056	0.301	0.104	0.146	0.018
B-Gnd	0.046	0.045	0.026	0.272	0.040	0.144	0.015	0.080	0.058
C-Gnd	0.097	0.084	0.092	0.223	0.133	0.059	0.012	0.008	0.087

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**

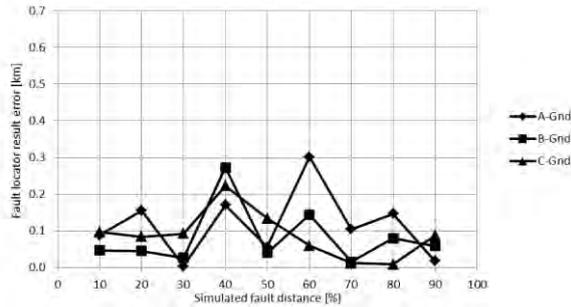


Figure 18. Fault locator error during simulations with a 10 Ω fault resistance

**Fault resistance = 100 Ω**

Table 5. Fault locator results during simulations for different fault distances

Fault type	Fault distance [%]								
	10	20	30	40	50	60	70	80	90
A-Gnd	9,02	39,55	42,48	56,08	44,61	85,84	59,62	61,92	97,90
B-Gnd	14,40	10,17	24,01	43,29	48,87	52,57	28,66	45,90	62,85
C-Gnd	5,25	28,10	43,50	50,99	50,62	73,85	80,91	89,43	94,80

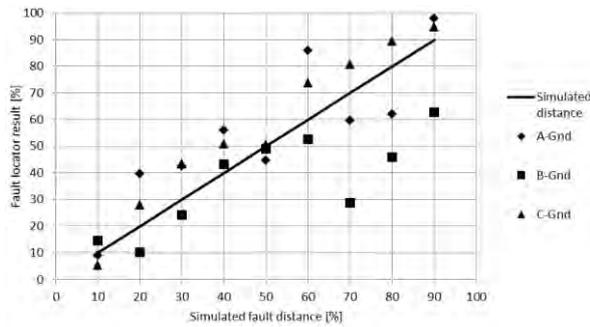


Figure 19. Fault locator results during simulations for different fault distances

Table 6. Fault locator error during simulations for different fault distances

Fault type	Fault distance error [%]								
	10	20	30	40	50	60	70	80	90
A-Gnd	0.016	0.310	0.198	0.255	0.086	0.410	0.165	0.287	0.125
B-Gnd	0.070	0.156	0.095	0.052	0.018	0.118	0.656	0.542	0.431
C-Gnd	0.075	0.129	0.214	0.175	0.010	0.220	0.173	0.150	0.076

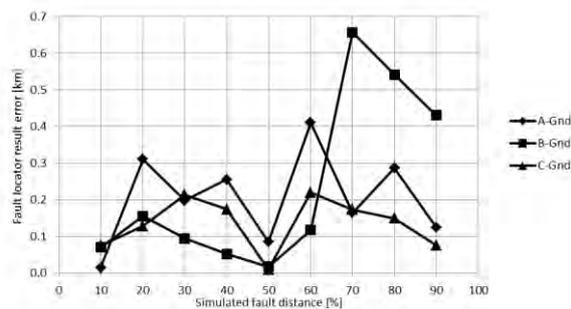


Figure 20. Fault locator error during simulations for different fault distances

Besides testing with a different fault resistances, tests with a different cable length were performed. For this test, 70 % fault distance was selected. The faulted phase was phase A and the fault resistance was fixed at 0.1 Ω. For each length, the tests were repeated three

times and the average value was calculated. The results are shown in Table 4. Figure 22 presents how the increase of the cable line length decreases percentage error of the fault locator.

Table 7. Fault locator results during simulations for different length of tested cable line. Simulated distance to fault = 70%.

Line length [km]	Fault locator result [%]			
	1	2	3	Average
1,59	92,39	63,42	74,33	76,71
2,59	70,51	74,93	77,79	74,41
3,59	73,51	67,91	71,28	70,90
4,59	67,61	66,87	70,83	68,44
5,59	67,37	68,47	68,67	68,17
10,59	70,80	71,95	71,55	71,43
15,59	69,46	70,30	70,88	70,21
20,59	70,01	70,21	70,32	70,18

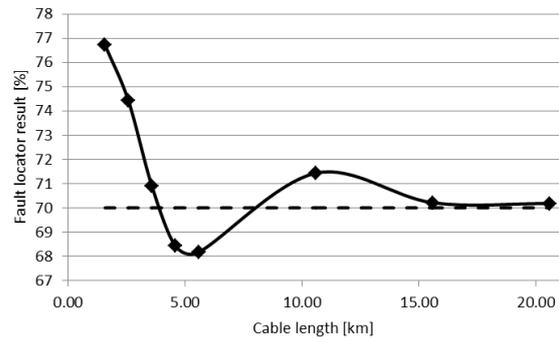


Figure 21. Fault locator results during simulations for different length of tested cable line. Simulated distance to fault = 70%.

Table 8. Fault locator error during simulations for different length of tested cable line. Simulated distance to fault = 70%.

Line length [%]	Fault locator error [%]			
	1	2	3	Average
1.59	22.39	6.58	4.33	11.10
2.59	0.51	4.93	7.79	4.41
3.59	3.51	2.09	1.28	2.29
4.59	2.39	3.13	0.83	2.12
5.59	2.63	1.53	1.33	1.83
10.59	0.80	1.95	1.55	1.43
15.59	0.54	0.30	0.88	0.57
20.59	0.01	0.21	0.32	0.18

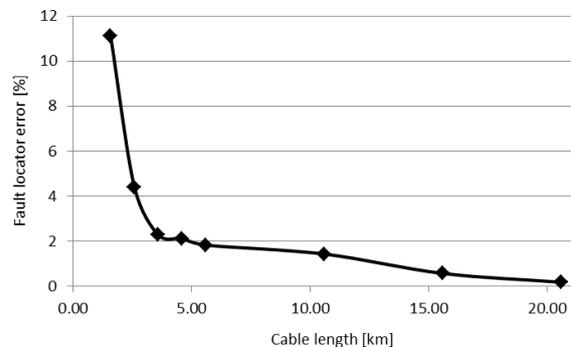


Figure 22. Fault locator errors during simulations for different length of tested cable line. Simulated distance to fault = 70%.

## CONCLUSION

The point of this article was to expose the problem of fault location in isolated distribution systems and propose a new fault locator approach. The problem of fault location in isolated systems is still not solved and there is no good solution on the market. The new proposed approach is based on the technology of synchrophasors. The use of synchrophasors improves dramatically the problem associated with a fault resistance. Since the fault resistance can be eliminated using two-ended calculations the fault locator results are better, in both solidly grounded and isolated systems. In case of isolated system, the new proposed algorithm uses distributed-parameter model, which contains shunt capacitances. Because the whole fault current is flowing through the zero-sequence shunt capacitances, it is possible to measure distance based on this capacitance. RTDS tests were conducted, based on a real network configuration case. The results of the tests show improved accuracy. Results of the fault locator depend on the capacitance of the protected network. Higher network capacitance character increases zero-sequence current and decreases fault locator error. The error is also dependent on the protected cable length. For longer lines, percentage fault locator error is smaller. The proposed solution does not need much extra equipment, since PMUs are frequently incorporated inside relays which are anyways installed onsite. Modern substations are also usually equipped with communications network and GPS clock. The additional device is the PDC data concentrator – server. The PDC can be installed in the relay room along with protective relays. The PDC can be accessed remotely, so there is no need to install it in a supervisory station. Another advantage of the described fault locator system is that it does not have any impact on the existing system and does not make any degradation or equipment damage, because it does not generate any additional control signals and can be commissioned during normal operations without any outages.

## REFERENCES

- [1] M S Saha, J Izykowski, E Rosolowski, *Fault Location on Power Networks*, Springer-Verlag London Limited, 2010
- [2] S-R Nam, J-M Sohn, S-H Kang, J-K Park, *Ground-fault location algorithm for ungrounded radial distribution systems*, Springer-Verlag, 2006
- [3] IEEE: *C37.118 IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*, New York, 2006
- [4] GE Multilin Inc, *L90 Line Current Differential System UR Series Instruction Manual revision 7.0x.*, Canada, November 2012
- [5] GE Multilin Inc., *F60 Feeder Protection System UR Series Instruction Manual revision 6.0x.*, Canada, April 2012
- [6] GE Multilin Inc., *P30 Phasor Data Concentrator Reference Manual for revision 2.0.*, Canada, February 2013
- [7] RTDS Technologies website, <http://www.rtds.com/index/index.html>, 2003



### S.5.1-7. Islanding Detection with Phasor Measurement Units

Jorge Cardenas, Jacek Kaminsky  
GE Digital Energy  
Spain

**Keywords:** Islanding, Synchrophasor (PMU), Distributed Generation, Non detection Zone (NDZ), Magnitude difference, Angle shift, Frequency Drift, Passive Islanding Detection

#### SUMMARY

The following paper briefly describes the problems caused by the Islanding operation in power systems and describes different methods to detect the islanding condition in photovoltaic applications. Finally it explains a proposal for a secure method of islanding detection using synchrophasors: The algorithms were verified with Real Time Digital Simulator (RTDS) tests and tests in laboratory using an inverter connected to grid, in order to perform automatic and manual decisions to assure the correct and secure operation of the distribution grid.

#### INTRODUCTION

Due to the growth of renewable energies, especially wind and photovoltaic sources, a new concept of generation called Distributed Generation (DG) has been developed. This system generates renewable energy in the distribution grid near the loads. On the other hand, technical requirements of public services connected to the electric grid must be satisfied in order to maintain proper security and protection for both people and the installation, and to ensure the reliability of the grid. Therefore, it is important to have a protection system that can accurately identify islanding conditions. "Islanding is a condition in which a portion of the utility system, which contains both load and generation, is isolated from the remainder of the utility system and continues to operate. The isolation point is generally on the low voltage distribution line when an islanding condition exists, but islanding may also occur on the higher voltage distribution or transmission lines when large numbers of PV and other distributed generation are present" [1, p. 6].

#### ISLANDING SITUATION

An islanding condition can be produced by the following events: A fault produced in the grid which results in a disconnection that is not detected by the photovoltaic inverter or the protection equipment ; An accidental opening of the connection point with the electrical company ; Programmed disconnection ; An intentional opening of the connection point with the electrical company ; Human errors ; Natural causes.

#### Anti-islanding system requirements

Expanded distributed networks pose a challenge to quick detection of islanding, especially if the power mismatch between generated power and the load in the island is minimal. The goal of this paper is to find an optimal combination of algorithms that will generate the smallest Non Detection Zone (NDZ) and will operate as quickly as possible. The reason for which is to evade the following hazards:

1. Generally, voltage and frequency anti-islanding control systems are not incorporated in the Electrical Grid SCADA systems. During an islanding condition, the voltage and frequency may be within the band defined for nominal values, but the inverter is not capable of regulating these parameters and therefore a hazardous situation will result for the client equipment.

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation  
01 June – 05 June 2015, Sochi**

2. The electrical companies can be penalized by the users when there are hazards in the PV devices as a result of having the voltage and frequency parameters out of the acceptable ranges.
3. The islanding situation can create a hazardous situation for the operators in the electric installations and for the public in general, since circuits which are assumed to be disconnected from their sources, are actually energized.
4. The reconnection of the electric system with the islanding can have as a result a new disconnection or a hazard in the equipment if the connection happens in an out of phase situation, since there is no control of the islanding voltage and frequency.
5. The islanding condition can interfere with the manual or automatic service reestablishment process after an important event in the electric system.

There are several different approaches and agreements/standards in the international community about the methods to apply for islanding situation detection. Some countries as the Netherlands only demand frequency derived passive systems that stop the inverters. Other countries as Germany and Austria use specific methods based on impedance change in use of monitoring units and switching devices, known as ENS or MSD. In the United States, there has been an adoption of standards that oblige the inverter manufacturers to incorporate elements to detect islanding and disconnect the DG after determined out of tolerance conditions exist in the island or in the Electric System [2] [5].

### **MOST COMMON ISLANDING DETECTION METHODS**

Referring to [1], there are several islanding condition detection methods and are divided into three groups :

#### **Passive methods**

“Passive methods can monitor variables of the distributed grid in order to find abnormal changes in, for instance, frequency, voltage amplitude, phase angle, harmonics contents, etc. Passive methods can be effective in most situations. However, their non-detection Zone (NDZ), e.g., the range of loads for which the islanding detection method may fail, can be large” [3, p. 1] : Maximum/minimum voltage, Maximum/minimum frequency, Vector jump, Voltage harmonic measurements

#### **Active methods**

“Active methods can detect a main grid power disconnection on the basis of observations on the response of the distributed grid to a disturbance intentionally introduced by the method. The response, or its magnitude, depends on the presence of the main grid power. Thus, islanding conditions may be determined on the basis of the response. In this manner, the NDZ can be minimized” [3, p. 1] : Measurement of the system impedance, Impedance detection at the determined frequency, Frequency variation in sliding window mode, Frequency threshold, Frequency variation, ENS or MSD (one equipment using some methods).

#### **Communication-based methods**

“Communication-based methods usually operate on the basis of establishing communication channels between distributed generators and the main grid. Communications based methods can detect islanding conditions even when the power produced matches the power consumed. However, the communications devices can be expensive. Implementing a communication-based method may also call for co-operation of the main grid provider” [3, p. 1]. Common communication-base methods are : Signal Produced by Disconnect, Using Power line Carrier Communications, SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

### **NEW DETECTION PROPOSAL**

Many of currently applied solutions listed in previous chapter are limited by associated costs and the availability of facilities. Moreover, it is not easy to keep the selectivity on island conditions and maintain the acceptable level of NDZ at the same time. The goal of this paper is to present a trustworthy solution with an application based on passive detection methods which do not interfere with the system, and can be used in any point of the grid. These methods have been combined with synchrophasor technology to create a faster and more reliable solution.

**Synchrophasors**

Synchrophasors accurately measure and analyze the state of the power system based on real-time data collected from Phasor Measurement Units (PMUs) located across the network. Through collection of accurately GPS time-tagged phasor data, system operators can quickly identify power system events through visualization of system quantities such as power flow, dynamic phase angle separation, and the rate of change of frequency from different parts of the system.

Synchrophasors are based on phasor representation of sinusoidal signals which are commonly used in AC power system analysis. The sinusoidal waveform defined:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi)$$

is commonly represented as the phasor:

$$\begin{aligned} X &= X_r + jX_i \\ &= \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\phi} \\ &= X_m/\sqrt{2}(\cos \phi + j \sin \phi) \end{aligned}$$

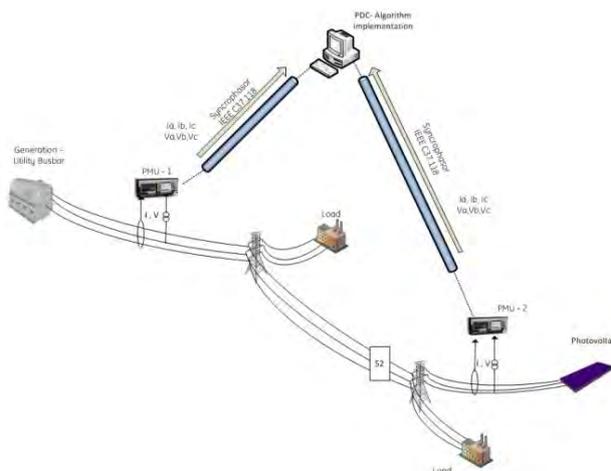
where the magnitude is the RMS value,  $X_m/\sqrt{2}$ , of the waveform and the subscripts r and i signify real and imaginary parts of a complex value in rectangular components [4].

The IEEE C37.118-2011 standard contains details about synchrophasor definitions and measurements.

**IMPLEMENTATION**

**Devices and communication**

The PMUs and algorithms are implemented as part of a pilot project to identify the separation of one part of the Electrical System (Island) where the island contains one photovoltaic source and several loads of different characteristics. For that purpose two Phasor Measurement Units (PMU) were installed in the field, one inside the island and other one in the main grid, connected to a Phasor Data Concentrator (PDC), which will time align the data received from PMU's and forwarding it to a PC running a soft PLC. *Figure 1* shows the setup of the PMUs and PDC, and illustrates the data flow and the overall concept.



*Figure 1. Units connection*



*Figure 2. Software interface*

As a PMU device, standard feeder protection system with synchrophasor capability has been used. As a data concentrator the substation hardened high performance device capable of collecting, processing, recording and archiving C37.118 compliant synchrophasor data was used.

### Algorithm identification and verification

In order to achieve the minimum Non Detection Zone (NDZ), several methods were checked for their ability of accurate islanding detection. The algorithms listed below utilize synchrophasor technology and are based on comparing measurements received from two points of the system, as mentioned in the first part of this chapter. Moreover, the phasors used for algorithms are the result of the mathematical Clarke Transformation, which simplifying three-phase system measurements in to one phase system. Clark transform is given by the following equations:

$$S_X = \frac{2 \cdot S_A - b \cdot S_B - b^* \cdot S_C}{3},$$

$$b = 1 + j \cdot \tan(\alpha);$$

$$b^* = 1 - j \cdot \tan(\alpha).$$

In this implementation  $\alpha = 45^\circ$ . S could be either current or voltage.

**Angle Difference.** Angle difference method indicated an islanding condition if the difference of angles of respective voltage signals received from two points of the system exceeds a programmable threshold. The angles of the positive sequence voltage and the voltage calculated from the Clarke transformation were both tested and compared.

$$\delta_{Diff}(t) = \delta_{v1}(t) - \delta_{v2}(t)$$

**Voltage Difference.** The voltage difference method operates similarly to the angle difference method. It compares the magnitudes of the voltage phasors obtained from Clarke transformation.

$$V_{Diff}(t) = V_1(t) - V_2(t)$$

**ROCPAD (Rate of Change of Phase Angle Difference).** The following algorithms of ROCPAD have been tested with using the positive sequence voltage and the Clarke transformation voltage phasors.

**Single ended.** This method calculates the rate of change of the angle difference between respective voltage and current signals. It using measurements only from one PMU attached to island area.

$$ROCPAD(t) = \frac{\Delta(\delta_v(t) - \delta_i(t))}{\Delta t}$$

The islanding condition is detected whenever the value of ROCPAD exceeds a settable threshold.

**Double ended.** The double ended ROCPAD uses values from both sides of the system and operates whenever the result of differences exceeds a programmable threshold.

$$ROCPAD_{Diff}(t) = ROCPAD_2(t) - ROCPAD_1(t)$$

**THD Difference.** This novel method calculates the sum of Total Harmonic Distortion (THD) of the voltages from each PMU and compares the difference of the sums of THD

$$THD_{Diff}(t) = [THD_{Va1}(t) + THD_{Vb1}(t) + THD_{Vc1}(t)] - [THD_{Va2}(t) + THD_{Vb2}(t) + THD_{Vc2}(t)]$$

Note that this method is suitable in case significant THD different between grid side and DG side is measured. The PV system with inverter used in this study has measurable THD difference. Instead of voltage THD, current THD may be utilized. Moreover, THD algorithm is not immune to other network events such as faults and loads, therefore additional supervisory conditions may be required.

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**

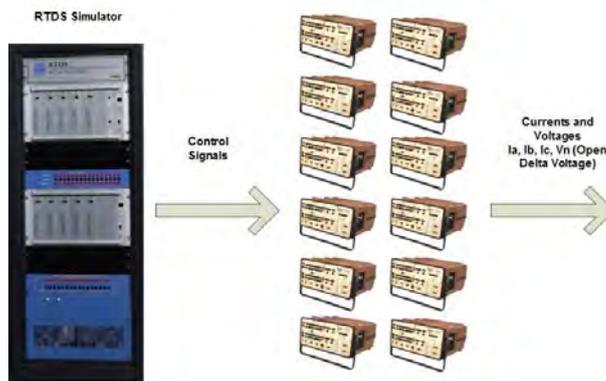
All these methods were implemented in a soft PDC logic software. In a programming environment developed which allows calculating phasors values in real time and allow for manipulation of these values in order to implement the algorithms.

The created application contains several features such as a graphical human interface and allows changing particular settings to adjust protection for smaller NDZ.

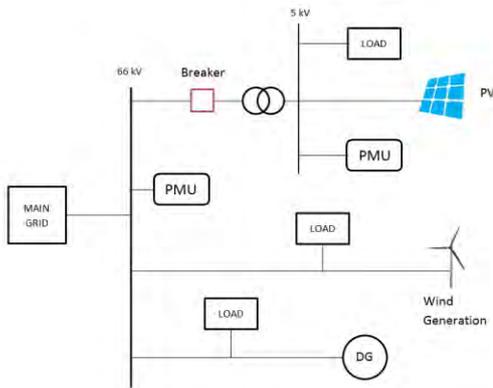
### RTDS TESTS

The RTDS is a Real Time Digital Simulator which has the capability of simulating the power system in real time. Real time means that it can operate breakers, force faults, or make changes in the power system without having to turn off and rerun the simulation runtime. This is done thanks to various processing units that are utilized in parallel which give the RTDS a high computational power. The calculations are done in every step time, with typical values of step times lying between  $50\mu\text{s}$  and  $120\mu\text{s}$ .

The RTDS generates command signals that are interpreted by the amplifiers who then generate the currents and voltages needed for the testing as demonstrated in figure 3.



*Figure 3. RTDS – Synchrophasors Test connection overview*



*Figure 4. RTDS – Grid model overview*

RTDS tests has been made on a distribution network model, which contained main 66kV grid with a conventional power source, wind generation, cogeneration, and several loads plugged in different points. A 5kV network is also modelled as a potential island with photovoltaic generation and its own loads connected to main grid via a circuit breaker (figure 4). Island conditions are occurs when the breaker opens. In that case, the part of the system with solar generation power and some amount of a load are separated from the rest of the network. During the simulation the load inside the island was changed for test each algorithm for different power mismatches.

These tests have been made for 3 cases dependent on the power mismatches between power generated in distribution source ( $P_{gen}$ ) and power used in island area ( $P_{load}$ ).

### FINAL LOGIC

The best way to minimize the Non Detection Zone and create a reliable solution is to choose the most effective methods and combine them in the PLC logic. For this purpose three algorithms have been chosen.

- Angle difference of Clarke voltage transformation, as the most effective and safest method
- Magnitude difference of Clarke voltage transformation, as an auxiliary condition for decreasing the Non Detection Zone

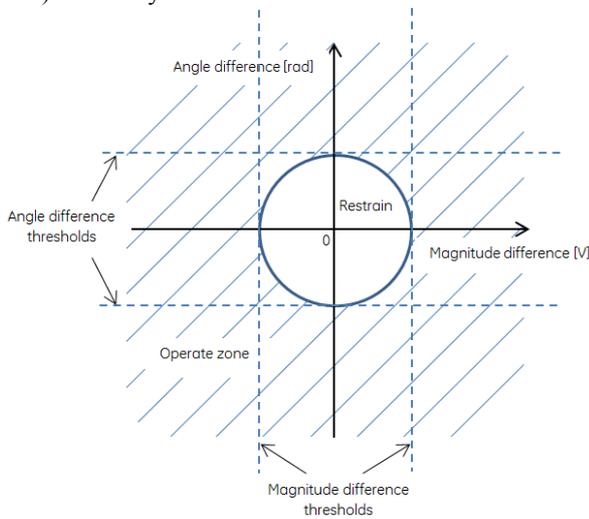
- THD difference is the fastest solution, but has the disadvantage of being prone to maloperation for other network changes such as faults or load connection. However, these weaknesses is overcome by a special logic explain later.

**First algorithm – Angle and Magnitude difference**

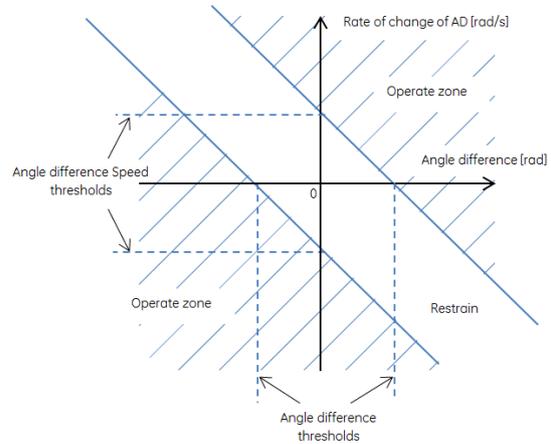
The first algorithm logic combines two methods: the angle difference and magnitude difference. Both of them are the difference of Clarke transformation voltage. This creates an oval characteristic, which is a threshold for the algorithm (*Figure 5*). If the operating quantity moves into the operating zone, then the island detection flag will be activated.

**Second algorithm – Angle difference Speed and angle difference**

This logic is based on the rate of change of angle difference. Unlike ROCPAD, it is based on the same Clake voltage angle difference. The axis of ordinates includes the rate of change of angle difference and the axis of abscissa includes angle difference. Combining the difference and rate of change of angle creates the characteristic (in *Figure 6*). In steady



*Figure 5 Angle and magnitude difference logic overview*



*Figure 6 Angle difference and speed logic overview*

$$\text{Angle difference} = \delta_{PMU1VClarke} - \delta_{PMU2VClarke}$$

$$\text{Magnitude difference} = M_{PMU1VClarke} - M_{PMU2VClarke}$$

state operation of the system, the operating point is at zero point in the graph. During island conditions both of values will shift, and move the operating quantity out of the restraining zone.

$$\text{Angle difference} = \delta_{PMU1VClarke} - \delta_{PMU2VClarke}$$

$$\text{Rate of change of AD} = \frac{\Delta \text{ Angle difference}}{\Delta t}$$

**Third algorithm – THD difference**

This algorithm is based on the THD equation explained previously. An island condition is identified if the subtraction of the sums of THDs exceeds a set threshold. Furthermore, to avoid undesirable operations, additional conditions must be fulfilled. In case of island disconnection from the grid and loss of the voltage stability, an increase of the harmonics participation can be observed. Meanwhile in main grid, the THD level is controlled by a high power source, and effects of the disconnection of the island from the main grid can have a positive impact on the voltage stability. Basis on this pattern, the following logic condition has been implemented: The THD level in

## Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation 01 June – 05 June 2015, Sochi

island has to increase while the THD in the main grid remain the same or decrease. Only then shall the detect flag be set. All algorithms include a time delay to allow the operation of other protection functions and to increase security.

### Non Detection Zone

Figure 7 presents the operation time of each algorithm with respect to power mismatch. The choice of thresholds was based on theory and observations.

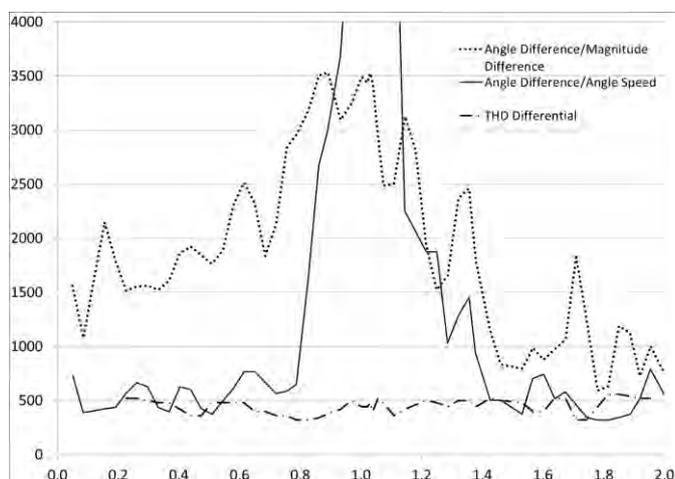


Figure 7 Non Detection Zone overview

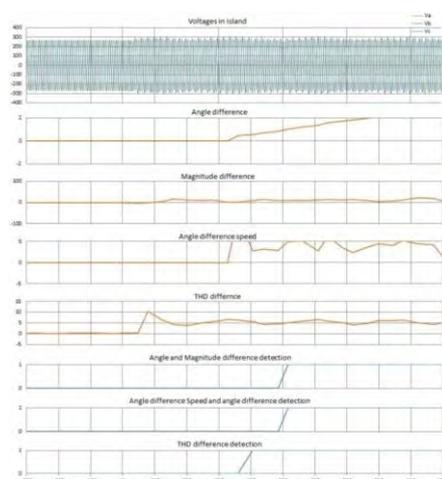


Figure 8 Algorithms and logic time curves ( $P_{gen} \approx P_{load}$ )

Figure 7 shows that the power unbalance plays a significant role in the operation time of first two algorithms. The method based only on angle difference has best results in high power mismatches and is more reliable. On the other hand, it fails when the net power flow in the interconnection point is equal to zero. In turn, the algorithm which contains magnitude difference, had the worst results, except for the point when  $P_{load}/P_{gen} \approx 0$ . Separately, the algorithms have their weaknesses, but a combination of the two algorithms can give satisfactory results.

Finally the THD algorithm has good time results for all power mismatches; mostly less than 500 ms. The combination of all three algorithms in the final application eliminates the NDZ problem.

### TEST IN LABORATORY USING AN INVERTER CONNECTED TO GRID

The selected algorithms was been tested on a small test grid 3x400V in external laboratory. The sensitivity of each algorithm was tested depending on the power mismatch. The immunity against network events such as faults or load changes was also tested. Because of the internal inverter's protection the algorithms were only tested in the inverter's restrain area, where the power mismatch is minimal and the variation in voltage or frequency values was below inverter's internal protection detection ability.

Figure 8 presents island conditions with minimal power unbalance. The island occurred at time = 0 and it had immediate impact on the THD. The island flags were activated after 400 ms for the THD method and 520 ms for first and second algorithms, respectively. In this case the internal inverter's islanding protection did not detect the island conditions and continued operation. This is a hazard because, as shown, the voltage is not stable.

Fault events did not cause the activation of the island detect flags except for the THD algorithm. However, logic conditions block the algorithm's activity as long as the same changes occur on both sides of the point of interruption. Moreover, the time delay of algorithms is set so as to allow other line protection functions to operate.

Load injection tests were also performed. The sudden connection of loads of 1.4kW and 27.0kW did not cause the activation of any algorithm, which would have been unwanted.

### COMMUNICATION TESTS USING RADIOS

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**

Tests were made with radio in order to verify the possibilities for transferring the synchrophasors. Two pairs of radios have been used to make stable duplex connection between one of PMU and PDC, using TCP protocol. Connection scheme used, shown below on figure 13.

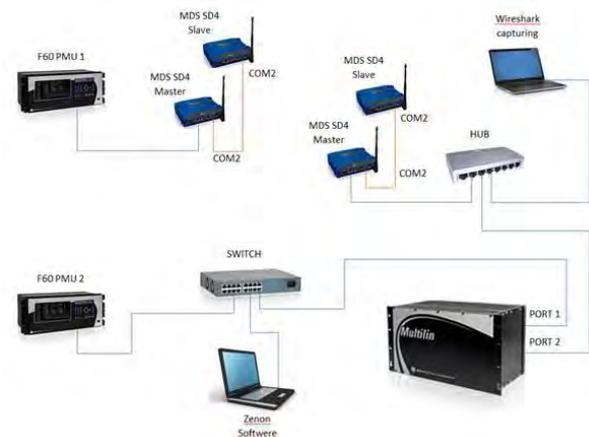


Figure 13 Connection of radio equipment

P flow	Diff/Mag	Angle	THD
[MW]	[ms]	[ms]	[ms]
-4.35	2800	1800	900
-1.94	3720	1120	900
-1.05	5000	4720	940
-0.35	6920	4600	1080
0.3	9000	11400	900
1.09	4720	3200	940
2.09	4160	3000	940
5.11	1320	1200	900

Table 1 Tests results with radio connection

TCP showed better results than UDP, because it can send several data frames in one TCP packet, unlike UDP which sends every data frame in each package. It means the TCP needs less data transfer through radios. Using radios delayed to algorithms performance, but still, system was capable to identify correctly the Islanding phenomenon. The tests are still going and soon the final solution will be selected.

Maximum transfer capacity in 12,5 kHz bandwidth has been used and we achieved 19200 bps for each transfer direction. This transfer capacity can double by using 25 kHz bandwidth, but it is needed to deal with additional license limits.

Application tests showed, proper operation of each algorithm with time exceeded on transfer latency which in our case swings in the area around 600 ms. Table 1 presents detection times depending on the power flow in breaker point, for each algorithm. 25 fps data rate have been used.

## CONCLUSIONS

The paper presents the research, development and testing of an optimal anti-islanding technique, which can be implemented as a new feature for present devices. Existing and well known methods have been improved in order to find a compromise and create fastest and safest solution. Research includes a novel THD algorithm which has been presented as an enhancement of present methods for decreasing the total Non Detection Zone. Developed methods have been tested with a Real Time Simulator with several scenarios: sensitivity tests, load injections, and fault events. The methods were also tested in a micro test grid, since simulating the exact system's noise levels in the RTDS is a very complicated task which requires the simulation of a lot of variables that can be too difficult to acquire.

The laboratory test results were positive, which renders the methods ready to use in field. The thresholds and time delays should be set based on real system readings and in cooperation with other protection functions installed in the system.

Moreover, PMU and PDC can communicate via radios, which results in a flexible and cost efficient installation. Present and future work involves testing different radio techniques for best cost-performance ratio.

## LIST OF REFERENCES

- [1] R. M. Bower W, , 2002, "Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility interactive power systems", IEA PVPS
- [2] Pietzsch García, M, 2004 "Convertidores CC/CA para la conexión directa a red de sistemas fotovoltaicos", Universitat Politècnica de Catalunya

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**

- [3] Escobar, G., Pettersson, S., Serpa, L.-A., Ho, N.-M., Coccia, A., Oudalov, A., et al, 2013, *Patent No. US 2013/0114302 A1*. United States.
- [4] "Standard for Synchrophasors for Power Systems",. IEEE C37.118-2011, 2011
- [5] "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems" IEEE Std 1547.2-2008



### С.5.1-8. Системный анализ архитектуры построения и свойств компонентов системы мониторинга переходных режимов

Ю.В. ИВАНОВ, А.С. ЧЕРЕПОВ, Д.М. ДУБИНИН  
ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ», ОАО «СО ЕЭС»  
РОССИЯ

[ivanov@prosoftsystems.ru](mailto:ivanov@prosoftsystems.ru)

#### **Ключевые слова:**

система мониторинга переходных режимов, структура СМПР, стандарт IEEE C37.118.

#### **ВВЕДЕНИЕ**

В последние несколько лет, в отечественной энергетике, активно внедряется, используется и развивается система мониторинга переходных режимов (СМПР). Данные качественно нового уровня, которые предоставляет СМПР, на данный момент уже доказали свою практическую ценность и в возрастающем объеме используются для решения прикладных задач. Благодаря чему, на сегодняшний день, необходимость в дальнейшем развитии СМПР не вызывает сомнений.

Между тем, необходимо отметить, что СМПР, как отдельный технологический объект, является относительно новой моделью, обладающей своей уникальной совокупностью свойств и характеристик, которой не обладают никакие другие системы. Новизна СМПР является ее ключевым свойством, из которого вытекает ряд моментов, например, недостаточное количество русскоязычной литературы и отсутствие отраслевых стандартов и методик. Другим моментом, вытекающим из новизны СМПР, является тот факт, что для ее организации используются самые современные технологии, возможности которых еще не изучены и не освоены в полном объеме. Как следствие, потенциал всей СМПР в целом, даже уже существующей, не окончательно понятен и очевиден, что, в свою очередь, приводит к необходимости системного подхода для структурного описания и формализации характеристик компонентов системы и правил их взаимодействия, а также к необходимости систематизации накопленных знаний и опыта в этой области.

Развитие СМПР было обусловлено несколькими факторами:

- усложнением топологии и структуры генерации и потребления электроэнергетических систем (ЭЭС), приводящим к усложнению динамических процессов, происходящих в них при технологических нарушениях;
- повышением количества и увеличением тяжести крупных системных аварий. Для разработки мер по их предотвращению и восстановлению систем после аварий необходим глубокий анализ причин возникновения этих аварий и характера их протекания, что невозможно без детального анализа динамического поведения системы;
- появлением и широким внедрением технологии глобального позиционирования (Global Positioning System, GPS), которая позволила синхронизировать измерения и получить такой важный для динамического анализа параметр, как относительный угол напряжения.

На данный момент накоплено достаточно и практического опыта, и теоретических исследований в области проектирования, внедрения и эксплуатации СМПР, чтобы приступить к содержательному анализу, результаты которого стали бы фундаментом и отправной точкой для решения таких задач как:

- систематизация накопленных знаний и теоретических исследований в области СМПР.
- формализация и единое понимание функций, структуры и архитектуры построения СМПР.

- формализация правил взаимодействия и ключевых характеристик компонентов СМПП, выработка технических требований, стандартизация.

- разработка общей стратегии и выделение приоритетных направлений развития СМПП.

Целью настоящего исследования является применение системного подхода для первичного анализа технологической модели действующей СМПП, что позволит сформулировать и объединить все вопросы, связанные с развитием СМПП, в единую систему. Настоящее исследование не претендует на исчерпывающий характер и ставит своей целью показать возможности системного анализа, которые могут помочь в решении различных вопросов, связанных с развитием СМПП.

## **СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ**

Поскольку исследуемый объект (СМПП) является многокомпонентной, сложной системой, зависимой от технологий из различных областей техники, имеет смысл воспользоваться методологией и подходами системного анализа, одного из общепринятых методов изучения сложных систем.

Во избежание разночтений (системный анализ оперирует не устоявшимися терминами) уточним терминологию:

- система – множество связанных между собой элементов, которое рассматривается как целое;
- элемент системы – условно неделимые части системы, обладающие определенными свойствами;
- компонент системы, подсистема – элемент системы, рассматривающийся как система;
- структура – относительно устойчивая фиксация связей между элементами системы;
- концептуальная модель – абстрактная модель системы, определяющая ее структуру, свойства составных частей, причинно-следственные связи;
- функциональная модель – абстрактная модель системы, определяющая ее как набор функциональных параметров и их взаимосвязей;
- целевая модель – одна из моделей системы, которая является достаточной для целей ее исследования.

Согласно методологии системного анализа, изучение системы предполагает создание *целевой модели* этой системы, которая позволяет провести анализ целевых свойств системы и ее элементов, и, при этом, не ограничивает и не сужает возможности реальной системы. Процесс создания целевой модели заключается в последовательном создании нескольких моделей системы, начиная с самой абстрактной и заканчивая моделью требуемого уровня детализации – целевой модели. Начинается процесс моделирования, как правило, с построения *концептуальной модели*. Концептуальная модель – это абстрактная модель системы, как правило, описательная, выраженная в качественных категориях, а не количественных. Основная задача концептуальной модели – это описание предметной области во всей полноте, терминов, элементов системы и их взаимосвязей в неформализованном виде. На основе концептуальной модели, как правило, создается функциональная или морфологическая модель, на основе которых, в свою очередь, создаются имитационная, математическая, программная модели и любые другие, в зависимости от целей исследования.

Для исследования систем и моделей системный анализ предоставляет широкий спектр методов и процедур, из всего множества которых, в целях настоящего исследования, используются декомпозиция и композиция с последовательной детализацией исходной модели.

## **КОНЦЕПУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ**

Последовательное применение методологии системного анализа приводит к необходимости изучения и выявления той концептуальной модели, которая легла в основу создания существующей СМПП.

Для создания существующей СМПП, в качестве базовой концептуальной модели, в свое время была выбрана модель, которая описана в стандарте IEEE C.37.118 по нескольким причинам, главной из которых явилось то, что это была исторически первая нормативно-сформулированная концептуальная модель (Wide Area Measurement System, WAMS). Выявление и описание базовой концептуальной модели IEEE C37.118 и сопоставление с ней позволит отчетливо увидеть эволюцию как СМПП, так и исходной концептуальной модели.

Под обозначением IEEE C.37.118, в данном контексте, подразумевается вся серия стандартов IEEE посвященных синхрофазорам и их передаче, начиная с IEEE 1344-1995.

Сам стандарт не ставит перед собой цель сформулировать именно концептуальную модель в терминах системного анализа, однако вся необходимая информация для выявления этой модели имеется в текстах стандарта в неструктурированном виде.

Согласно стандарту IEEE C.37.118 система состоит из устройств измерения синхрофазоров (PMU) и концентраторов векторных данных (PDC) разного уровня, как показано на Рис.1. При этом в стандарте оговаривается, что PMU и PDC это *функции*, и они могут являться частью более общего программно-аппаратного комплекса.

Устройств измерения синхрофазоров находятся на объекте и выполняют следующие функции:

- прием сигналов на своих входах;
- измерение параметров входных сигналов;
- присвоение измеренным параметрам метки точного времени;
- передача полученных данные в PDC.

Функции PDC при этом сводятся к сбору данных от нескольких источников (PMU или PDC), объединению этих данных в один поток (или несколько потоков) и передаче в PDC более высокого уровня. Векторные концентраторы всех уровней образуют иерархическую структуру. В самом низу находится PDC уровня объекта, который собирает данные с PMU и передает в PDC корпоративного уровня. Затем данные передаются в PDC регионального уровня и т.д.

С точки зрения системного анализа концептуальная модель стандарта подразумевает только два элемента в системе (PMU и PDC), функции которых проработаны вплоть до технических требований и с использованием которых строится две функциональных подсистемы:

- измерительная подсистема (на основе PMU);
- подсистема сбора данных (на основе PDC всех уровней).

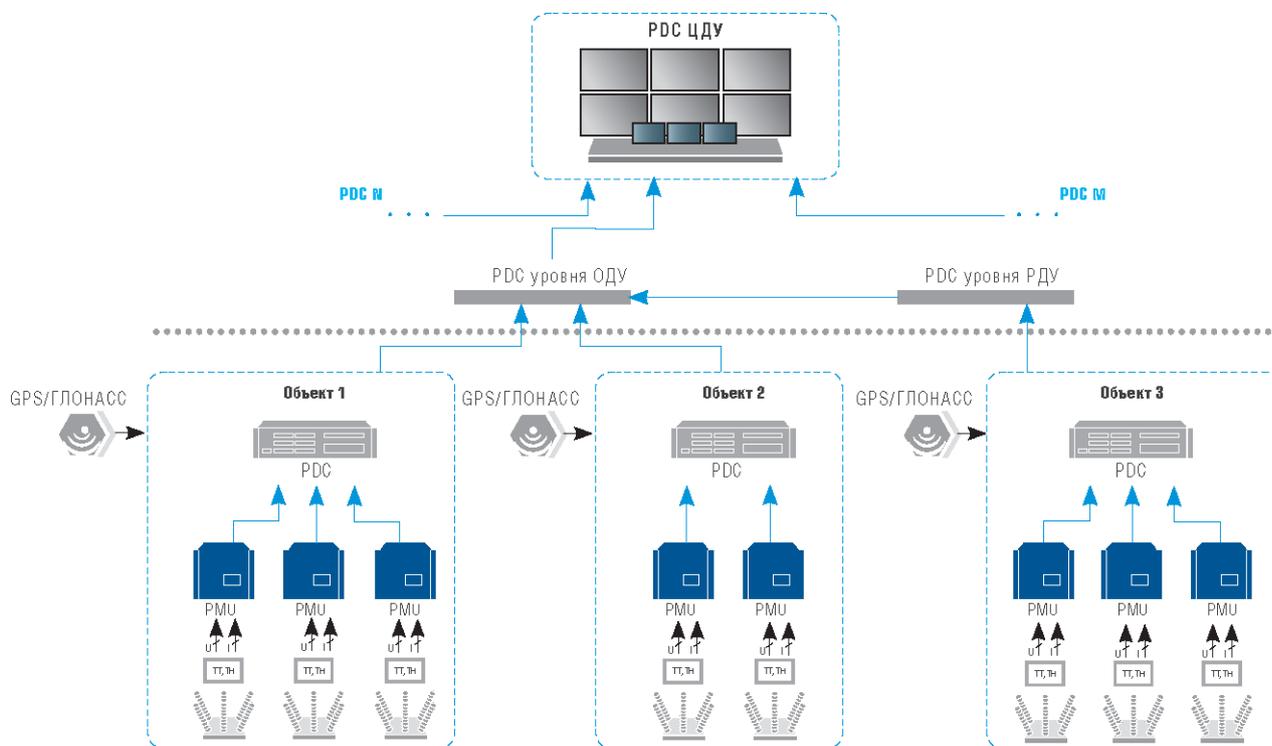


Рис. 1. Структура WAMS согласно IEEE C37.118

### Концептуальная модель существующей СМПП

Между тем, как показала практика и опыт внедрения отечественной СМПП, концептуальная модель стандарта IEEE C37.118 не является достаточной и не позволяет детализировать в достаточной степени все функции и технические характеристики реально действующей системы, а сама изначальная концептуальная модель стандарта IEEE C37.118 претерпела серьезные изменения, которые необходимо отметить.

Последующая детализация и переход от концептуальной к функциональной модели существующей отечественной системы приводит к необходимости и целесообразности введения в концептуальную модель еще двух компонентов в явном виде – подсистемы синхронизации времени и подсистемы передачи данных. В рамках функциональной модели, в процессе описания функциональных характеристик элементов системы, без этих компонентов не обойтись и, в тоже время, в концептуальной модели IEEE C37.118 их в явном виде нет, что приводит к необходимости доработки концептуальной модели.

Кроме этого, в процессе эксплуатации и развития существующей СМПП, функции PDC и PMU претерпели существенные изменения, что должно найти свое отражение в концептуальной модели.

Концептуальная модель существующей СМНР хорошо структурируется на функциональные компоненты и выглядит следующим образом (Рисунок 2):

- подсистема синхронизации времени;
- измерительная подсистема;
- подсистема передачи данных;
- подсистема обработки данных.

Такая концептуальная модель позволяет непосредственно перейти к функциональной модели и разбить систему на функционально независимые компоненты и описать функции этих компонент, а затем провести детализацию внутренней структуры и выявить технические характеристики каждой функциональной подсистемы независимо друг от друга.

Функциональная модель является целевой в рамках настоящего исследования, поскольку позволяет сформулировать все необходимые технические требования, углубляясь в технические детали реализации подсистем и системы в целом только в необходимой мере.

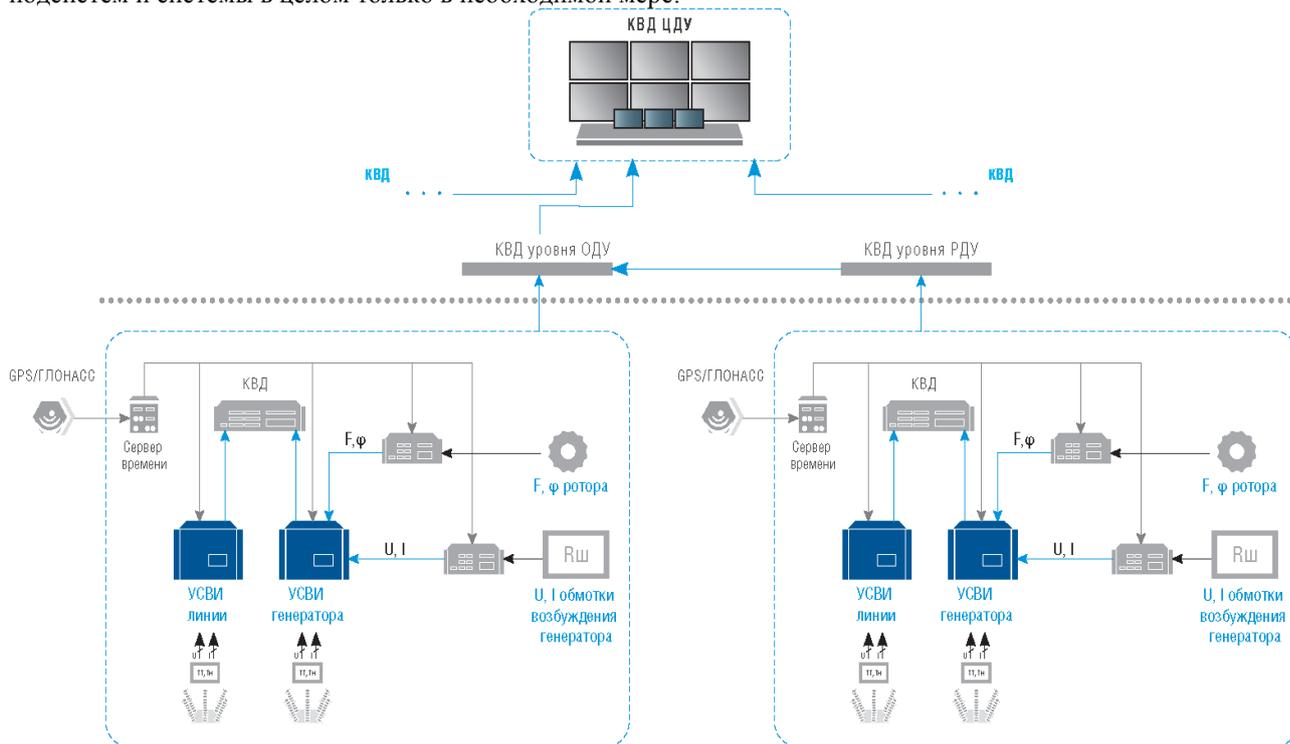


Рис. 2. Структура СМНР

## ПОДСИСТЕМА СИНХРОНИЗАЦИИ ВРЕМЕНИ

Подсистема синхронизации времени, является без преувеличения ключевой подсистемой СМНР. Именно она обеспечивает измерения метками точного времени, благодаря которым можно объединять данные полученные в различных точках электрической сети.

Главной функцией подсистемы является обеспечение элементов СМНР сигналами синхронизации времени требуемой точности и надежности, при этом сигналы синхронизации времени формируются на основе данных, полученных от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS.

Основные технические характеристики подсистемы:

- точность привязки собственной шкалы времени к шкале координированного времени UTC;
- точность автономного хранения и воспроизведения собственной шкалы времени.

От первого параметра зависит общая погрешность измерения векторов и точность при объединении данных полученных в различных точках электрической сети.

Второй параметр, является показателем надежности. И является необходимым на случай кратковременной потери синхронизации времени от спутников.

Необходимо дать некоторое пояснение по поводу этого параметра. Дело в том, что существует некоторое недопонимание принципов работы ГНСС, и даже при проектировании реальных систем

обеспечения единого времени (СОЕВ) исходят из ложных предпосылок принципов работы ГНСС. Несмотря на то, что спутники ГНСС имеют атомные часы, они *не являются* первичными эталонами времени. Первичный эталон времени находится на земле, стоит очень дорого и от него несколько раз в сутки синхронизируется время спутников ГНСС. Поэтому, установка на объекте атомных часов, с такими же параметрами как у спутников ГНСС не отменяет необходимости коррекции времени СМПР по сигналам от спутников ГНСС. В то же время, система синхронизации времени, построенная с применением технологии приема сигналов от спутников ГНСС, сама по себе не является надежной, из-за того, что сигналы от спутников ГНСС подвержены влиянию различных факторов и могут периодически пропадать. Единственным, доступным техническим решением на данное время, является удержание собственной шкалы времени в требуемых пределах точности на время пропадания сигналов от спутников ГНСС, за что и отвечает рассматриваемый параметр. Количественная величина этого параметра, в конечном счете, определяется приложениями, которые используют данные СМПР и в идеале должна быть нормируемой метрологической характеристикой подсистемы синхронизации времени СМПР.

В общем случае техническая реализация подсистемы синхронизации времени включает в себя следующие элементы:

- антенны;
- приемники спутниковых сигналов;
- соединительные кабели;
- интерфейсы и протоколы передачи сигналов синхронизации времени.

Приведенный состав технической реализации не является обязательным. Конкретные технические решения могут быть разными, например, объединять приемник и антенну, приемник и устройство синхронизированных векторных измерений (УСВИ).

Отсутствие в концептуальной модели стандарта IEEE C.37.118 подсистемы синхронизации времени в явном виде привело к тому что, на данный момент все (!) УСВИ отечественного производства несовместимы между собой в части интерфейсов для приема сигналов синхронизации времени. В свою очередь, это приводит к тому, что для внедрения на одном энергообъекте УСВИ разных производителей, необходимо реализовать на этом энергообъекте одновременно несколько подсистем синхронизации времени.

## **ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ПОДСИСТЕМА**

Измерительная подсистема является источником синхронизированных векторных измерений для СМПР. Кроме этого, в настоящее время, подсистема обеспечивает СМПР широким спектром дополнительных измерений, синхронизированных по времени.

Главные функции подсистемы:

- прием физических сигналов посредством собственных измерительных преобразователей;
- прием сигналов точного времени от подсистемы синхронизации времени;
- обработка входных сигналов и получение значений необходимых параметров;
- передача полученных значений в подсистему обработки данных в режиме реального времени.

Основные технические характеристики подсистемы:

- метрологические (точностные) характеристики измеряемых параметров;
- частота выдачи данных в реальном времени;
- динамические характеристики (задержка выдачи данных, задержки цифровой обработки данных).

Поскольку основная функция подсистемы заключается в получении необходимых измерений, то основными характеристиками подсистемы являются метрологические и точностные характеристики измерений.

В настоящее время метрологические и точностные характеристики подсистемы определяются требованиями стандарта IEEE C37.118. Однако, по результатам сертификационных испытаний на соответствие стандарту IEEE C37.118, по методике, разработанной ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», возникло много вопросов, как к положениям стандарта, так и методике на соответствие этому стандарту. В связи с этим уже сформулирована задача по адаптации положений стандарта IEEE C37.118 к реальным условиям применения и разработке новых требований к УСВИ в части измерений.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем  
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

Разработка новых требований к качеству измерений главным образом касается измерений в условиях динамических (переходных) режимов, однако в рамках решения этой задачи необходимо иметь в виду тот факт, что объединение возможностей подсистем синхронизации времени, измерительной подсистемы, а также применение современных технологий цифровой передачи данных дает большие возможности по расширению спектра доступных измерений.

Эти возможности уже используются и имеются промышленные внедрения, например, для получения значений тока и напряжения системы возбуждения генератора. Пример технической реализации решения, применяемого для получения значений тока и напряжения системы возбуждения генератора, приведен на Рисунке 3.

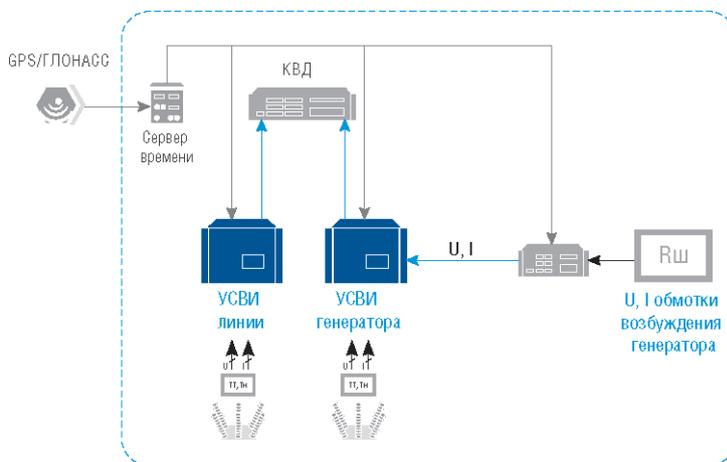


Рис. 3. Измерение тока и напряжения системы возбуждения генератора. Пример технической реализации

Для измерения тока и напряжения системы возбуждения генератора применяется измерительный преобразователь, который подключается непосредственно к шунту генератора, к подсистеме синхронизации времени и к УСВИ. Благодаря этому, измерительный преобразователь измеряет значения тока и напряжения системы возбуждения генератора, присваивает этим значениям метки точного времени и передает уже синхронизированные значения в УСВИ по цифровому протоколу. Наличие меток точного времени позволяет УСВИ объединить эти значения со своими синхронизированными значениями и передать их в подсистему обработки данных единым массивом.

Кроме этого, ведутся теоретические и практические исследования по использованию возможностей СМПП для получения прямых измерений угловой скорости и угла ротора генератора с метками времени высокой точности, что позволит, в перспективе, решить ряд актуальных задач управления электрическими режимами. Пример существующего технического решения, которое используется для практических исследований в этой области, приведен на Рисунке 4.

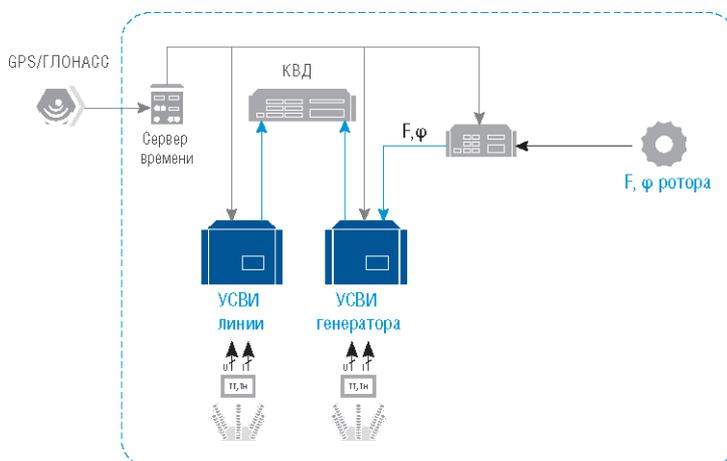


Рис. 4. Измерение угловой скорости и угла ротора генератора. Пример технической реализации

## Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем 01 – 05 июня 2015 г., Сочи

Для получения прямых измерений угловой скорости и угла ротора генератора применяется система, состоящая из измерительного преобразователя, датчика скорости вращения и датчика абсолютного положения вала генератора. Измерительный преобразователь подключается к датчикам, подсистеме синхронизации времени и к УСВИ. Получая данные с датчиков, измерительный преобразователь присваивает им метки точного времени и передает в УСВИ по цифровому протоколу. Наличие меток точного времени позволяет УСВИ объединить эти значения с другими синхронизированными значениями и передать их в подсистему обработки данных единым массивом.

Вышеприведенные примеры показывают, что к настоящему времени УСВИ серьезно эволюционировали как технически, так и в части измеряемых параметров, представляют собой систему из нескольких элементов и не вписываются в концептуальную модель стандарта IEEE C37.118. В общем случае техническая реализация измерительной подсистемы включает в себя следующие элементы:

- датчики;
- измерительные преобразователи;
- УСВИ;
- сетевое оборудование для организации распределенной шины передачи данных между измерительными преобразователями и УСВИ (коммутаторы, кабели и т.д.);
- интерфейсы и цифровые протоколы передачи данных;

Приведенный анализ структуры и характеристик измерительной подсистемы показывает, что СМПР имеет большой потенциал развития в части расширения спектра доступных измерений. Однако такое расширение должно сопровождаться соответствующей метрологической поддержкой, которая своевременно бы давало определение новому измерению введением эталонной методики расчета и требованиями по точности.

Обращает на себя внимание тот факт, что результат взаимодействия подсистемы синхронизации времени и измерительной подсистемы является ярким практическим подтверждением одного из постулатов системного анализа, который гласит, что *свойства системы не сводятся к простой сумме свойств ее элементов и система приобретает свойства не присущие ни одному из ее элементов в отдельности.*

### ПОДСИСТЕМА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Подсистема передачи данных связывает элементы СМПР между собой и обеспечивает доставку данных по назначению в режиме реального времени.

Главной функцией подсистемы является своевременная и надежная передача данных между элементами СМПР.

Основные технические характеристики подсистемы:

- пропускная способность;
- латентность (задержка передачи данных);
- надежность.

Несмотря на то, что одной из функций концентратора векторных данных (КВД) является передача данных (например, в КВД более высокого уровня) имеет смысл вынести его за пределы рассматриваемой подсистемы по нескольким причинам:

- функционально КВД логично отнести к подсистеме обработки данных, поскольку одной из основных функций КВД является *объединение* данных, что само по себе уже является *обработкой* данных. Задержки передачи данных, вносимые КВД, в большей степени связаны именно с *обработкой* (буферизация, синхронизация) данных и имеют другую природу в отличие от задержек в канале передачи данных;

- к настоящему времени функции КВД существенным образом эволюционировали по сравнению с базовой концептуальной моделью именно в области обработки данных. Кроме этого, существующее на данный момент представление о перспективах развития СМПР предполагает развитие функций КВД именно в области обработки данных.

Таким образом, в подсистеме передачи данных остаются только те элементы, которые непосредственно связаны именно с *транспортом* данных.

В общем случае техническая реализация подсистемы передачи данных включает в себя следующие элементы:

- кабели;
- коммутационное оборудование;

## Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем 01 – 05 июня 2015 г., Сочи

- протоколы передачи данных.

Практика показывает, что подсистема передачи данных имеет неоднородную структуру с точки зрения основных технических характеристик. Если на уровне энергообъекта пропускная способность и латентность подсистемы полностью соответствуют решаемым задачам, в том числе и перспективным, то по выходу за пределы энергообъекта характеристики подсистемы резко падают.

Например, если в пределах энергообъекта подсистема имеет такие характеристики как:

- пропускная способность – 100 Мбит/с;
- латентность – сотни микросекунд;
- надежность – каналы передачи данных, как правило, резервируются.

То за пределами энергообъекта подсистема имеет такие характеристики как:

- пропускная способность – сотни Кбит/с;
- латентность – сотни миллисекунд;
- надежность – каналы передачи данных, как правило, резервируются.

Анализ подсистемы передачи данных показывает, что СМПР имеет узкое место в части передачи данных за пределами энергообъекта и, в тоже время, большой потенциал для развития с точки зрения улучшения технических характеристик.

### ПОДСИСТЕМА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

Подсистема обработки данных реализует те цели и задачи, для достижения и практической реализации которых собственно и предназначена СМПР.

Анализ всех возможных функций подсистемы выходит за рамки данного исследования, однако, анализ некоторых функций необходим для построения законченного исследования и определения концептуальных направлений развития.

В общем случае техническая реализация подсистемы обработки данных включает в себя следующие элементы:

- аппаратное обеспечение КВД всех уровней;
- специализированное программное обеспечение КВД всех уровней;
- сервисное программное обеспечение для конфигурирования и настройки КВД всех уровней;
- прикладное программное обеспечение для анализа синхронизированных векторных данных;
- программное обеспечение визуализации данных КВД всех уровней.

В настоящее время, первичная обработка данных происходит уже на уровне КВД энергообъекта, который, как правило, выполняет следующие функции:

- получение векторных данных от УСВИ, модификация данных (дорасчет необходимых параметров, конвертация протоколов, изменение частоты дискретизации, формата данных и т.п.), объединение этих данных с выравниванием по относительному либо абсолютному времени и их передача в КВД верхнего уровня иерархии;

- архивирование полученных от УСВИ данных в виде циклического архива;
- предоставление доступа и выдача данных циклического архива по запросу;
- регистрация аварийного архива по заданным технологическим критериям;
- визуализация архивных и текущих данных на АРМ технолога;
- взаимодействие с другими информационными системами (например, передача данных в АСУ ТП).

### ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Методология системного анализа, позволяет оценить не только текущее состояние СМПР, но и концептуально определить перспективы ее развития в различных направлениях, а также выявить узкие места на пути такого развития.

Например, к настоящему времени достаточно много сказано и написано о перспективах развития СМПП в части WAMPACS. Однако, ни в базовой концептуальной модели, ни в концептуальной модели существующей СМПП не видно механизмов и элементов контура управления. Не понятно, как предполагается реализовывать систему WAMPACS, будет ли это собственная подсистема управления СМПП или потребуются взаимодействие с существующими системами управления? В любом случае, это должно найти свое отражение в концептуальной модели в виде отдельной подсистемы управления.

Упрощенная концептуальная модель существующей СМПП, приведенная в данной работе, показывает, что система имеет большой потенциал в части измерительной подсистемы, подсистемы обработки данных и взаимосвязей с другими информационными системами. Современные технологии предоставляют большие возможности для получения новых измерений. Однако необходима разработка такого механизма, который бы формализовывал бы эти новые измерения, предъявлял бы к ним требования и предоставлял методики проверки на соответствие этим требованиям. Проверка на соответствие выработанным требованиям, очевидно, должны проводить независимые лицензированные лаборатории, что в свою очередь влечет за собой необходимость разработки механизмов лицензирования, стандартизации и т.д. Все эти моменты являются важными направлениями развития СМПП.

Еще одним существенным моментом, непосредственно вытекающим из практического применения системного анализа, является то, что последовательное его применение приводит к необходимости создания имитационной модели, которая позволяет оценить все характеристики системы в динамике (в процессе моделирования). В настоящее время, данные СМПП используются главным образом для мониторинга и анализа аварийных ситуаций, поэтому эта задача возможно и не является актуальной. Однако если рассматривать развитие СМПП с точки зрения WAMPACS, то такая имитационная модель, возможно, окажется просто необходимой. Закладывая в такую модель *реальные* характеристик *реальных* элементов СМПП, можно оценить, различные характеристики системы (например, время прохождения команд), их максимальные и минимальные значения (а также любую другую статистику) в различных режимах. Для создания подобных моделей существуют специализированные механизмы, например, GPSS и раскрашенные сети Петри. Создание имитационной модели СМПП, с помощью одного из таких инструментов, позволит изучать различные свойства системы в самых разных режимах и является одним из перспективных направлений развития СМПП в целом.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Как уже было сказано выше, данная работа не претендует на исчерпывающий характер и ставит своей целью, прежде всего рассмотрение как можно большего числа вопросов, связанных с СМПП и ее развитием. Следует отметить, что некоторые из рассматриваемых вопросов в той или иной степени детализации уже изучались и освещались ранее. Целью данной работы, являлось объединение всех вопросов, связанных с СМПП и ее развитием в единую систему с использованием методологии системного анализа.

## **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] IEEE Std C37.118.1-2011. IEEE Standard for Synchrophasor. Measurements for Power Systems.
- [2] IEEE Std C37.118.2-2011. IEEE Standard for Synchrophasor. Data Transfer for Power Systems.

01 – 05 июня 2015 г., Сочи



### С.5.1-9. Пилотный проект внедрения программного комплекса PhasorPoint в ОАО «СО ЕЭС»

А. А. НЕБЕРА, Н.Г. ШУБИН, П.Н. КАЗАКОВ, Д.Н. УТКИН  
 ЗАО «РТСофт», ОАО «СО ЕЭС»  
 Россия

**Ключевые слова:**

СМПП, мониторинг, архитектура, низкочастотные и субсинхронные колебания, контроль пределов передаваемой мощности

В августе 2014 ОАО «СО ЕЭС» инициирована реализация пилотного проекта внедрения программного комплекса PhasorPoint в главном диспетчерском центре. Этот комплекс разработан компанией Psymetrix и предназначен для построения верхнего уровня систем мониторинга переходных режимов (WAMS).

При выборе программного комплекса для пилотного проекта принимались во внимание следующие критерии:

- опыт применения в различных энергосистемах;
- масштабируемость от единиц до нескольких тысяч PMU;
- наличие аналитических приложений для контроля низкочастотных колебаний.

Реализация данного проекта предусматривает прием синхронизированных векторных измерений (СВИ) первоначально от 10-и PMU, в последующем количество PMU может быть увеличено. В качестве 10 точек мониторинга были выбраны объекты электроэнергетики, оснащенные программно-техническими комплексами системы мониторинга переходных режимов и расположенных в различных операционных зонах единой энергосистемы России. Для мониторинга были выбраны мощные электростанции, расположенные в системообразующих узлах. Перечень точек мониторинга параметров электроэнергетического режима в ПК PhasorPoint приведен в таблице 1.

Таблица 1. Перечень точек мониторинга параметров электроэнергетического режима в ПК PhasorPoint

№	Наименование объекта	Присоединение	Тип PMU
1	Ленинградская АЭС	ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС- Ленинградская	МИП-02А-40.01
2	Калининская АЭС	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Владимирская	МИП-02А-40.01
3	Курская АЭС	ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Североукраинская	МИП-02А-40.01
4	Ростовская АЭС	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск	МИП-02А-40.01
5	Балаковская АЭС	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС –Ключики	МИП-02А-40.01
6	Рефтинская ГРЭС	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень ц.1	РЭС-3 Прософт
7	Сургутская ГРЭС-2	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Пыть-Ях	РЭС-3 Прософт

8	Кольская АЭС	ВЛ 330 кВ Кольская АЭС-Князегубская ГЭС ц. 1	МИП-02А-40.01
9	Воткинская ГЭС	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС - Вятка	МИП-02А-40.01
10	Назаровская ГРЭС	ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС – Красноярская ГЭС, ц.1	МИП-02А-40.01

ОАО «СО ЕЭС» совместно со специалистами электростанций была организована работа по переконфигурации концентраторов векторных данных для обеспечения передачи в диспетчерские центры фазовых фазных напряжений и фазных токов, а также параметров частоты и скорости изменения частоты по каждому присоединению.

Также для реализации приема СВИ в ПК PhasorPoint выполнена модификация программного обеспечения программно-аппаратного комплекса «Автоматическая система сбора информации от регистраторов СМПР», развернутого во всех диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС». Структурная схема сбора СВИ в ПК PhasorPoint показана на рис. 1.

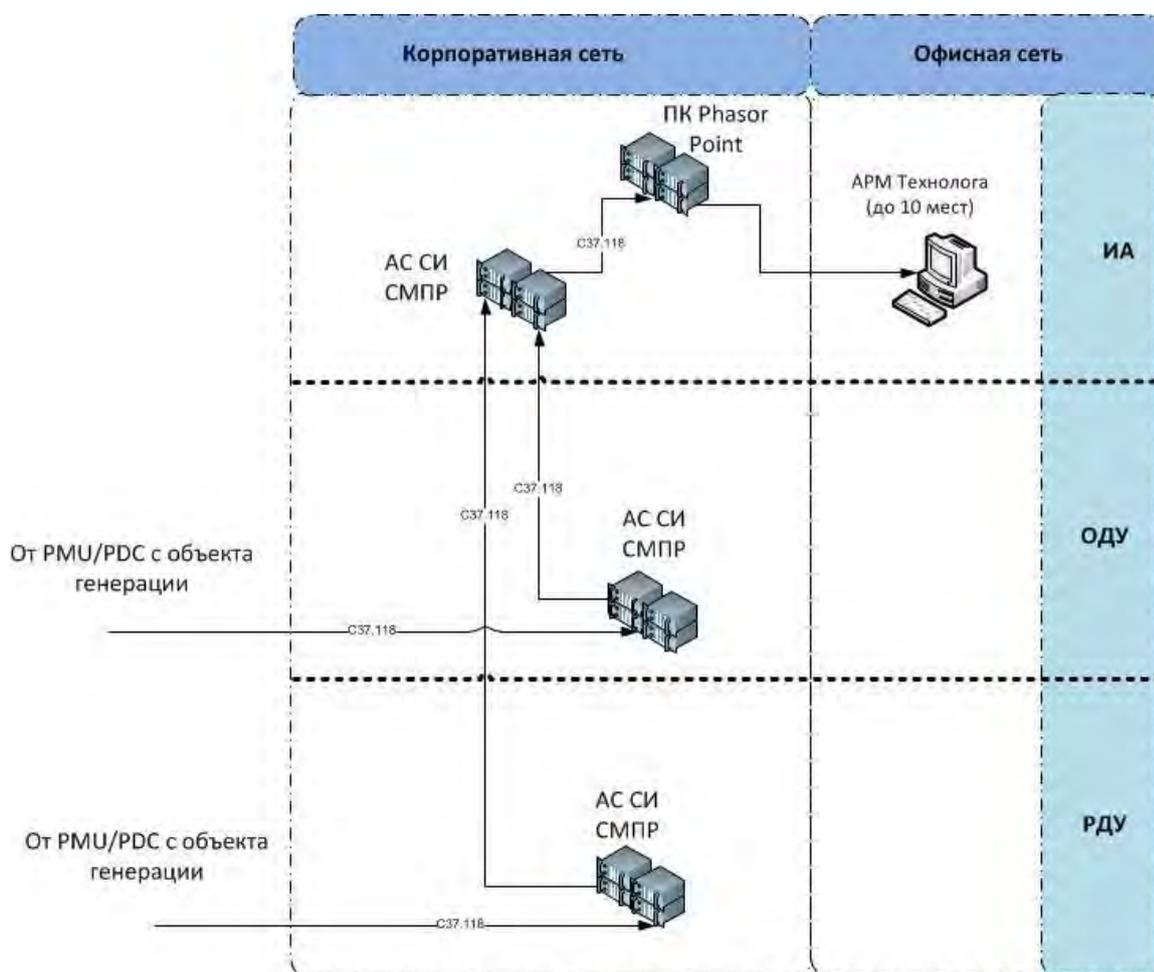


Рисунок 1 Структурная схема сбора СВИ в ПК PhasorPoint

Основными задачами, решаемыми при развертывании ПК PhasorPoint в главном диспетчерском центре, являются визуализация динамики изменения параметров электроэнергетического режима, анализ технологических нарушений и аварийных ситуаций, мониторинг низкочастотных колебаний (МНЧК), реализация сбора и хранения аварийных архивов и т.п. Ниже приведен перечень основных функций в приобретаемой ОАО «СО ЕЭС» комплектации ПК PhasorPoint:

1. Визуализация

- отображение данных в режиме реального времени и ретроспективных данных;
  - верхнеуровневая обзорная диаграмма параметров;
  - многоуровневое иерархическое географическое представление;
  - приближение (масштабирование), панорамный обзор, прокручивание областей вверх/вниз;
  - управление уведомлениями и сигнализацией;
  - динамическая привязка к базисным значениям углов.
2. Мониторинг состояния системы
- цветовая градиентная раскраска контролируемых областей для:
    - a. модулей напряжений;
    - b. частоты;
    - c. разницы фаз.
  - просмотр отклонений и разниц фаз по всей энергосистеме;
  - масштабирование для энергосистем любого размера и количества точек замеров PMU;
  - график разброса максимальных и минимальных контролируемых значений;
  - графики отображения относительных значений фаз по отношению к базисному.
3. Пользовательские настройки функций визуализаций и управления событиями
- MyViews – набор пользовательских настраиваемых графических и табличных форм представления данных;
  - составные события – логические комбинации одновременных событий, позволяющие создавать точные агрегированные, высокоуровневые оповещения и предупреждения.
4. Воспроизведение ретроспективных данных
- графические отображения с географической иерархией с возможностью воспроизведения архивных данных;
  - полное воспроизведение функциональности, доступной в режиме реального времени;
  - временная выборка любого зафиксированного периода;
  - выбор промежутков по дате/времени или из журнала событий;
  - управление скоростью воспроизведения событий: нормальная скорость, замедленное, ускоренная «перемотка» и т.д.
5. Мониторинг колебательной устойчивости энергосистемы
- определение устойчивости энергосистемы для нескольких доминирующих видов низкочастотных колебаний:
    - a. частоты;
    - b. амплитуды;
    - c. демпфирования;
    - d. относительного фазового угла;
  - генерация аварийных сигналов для спектра слабозатухающих колебаний и/или колебаний большей амплитуды;
  - отображение на географической подложке районов с зафиксированными типами колебаний;
  - «быстрый анализ» для генерации аварийных предупреждений;
  - анализ трендов изменений;
  - онлайн-представление результатов для оперативного управления;
  - ретроспективное представление данных для послеаварийного анализа, системного тестирования и статистики.
6. Анализ аварийных событий

01 – 05 июня 2015 г., Сочи

- определение нарушений системы посредством углового передвижения;
  - идентификация местоположения инициирующего события (угол для перемещения);
  - отмечает место возникновения нарушений на иерархической географической схеме;
  - запись времени, места (сигнала), тип и влияние события.
7. Функции концентратора векторных данных
- стандартные функции контроля данных:
    - a. входные потоки данных в протоколе IEEE C37.118;
    - b. агрегированные/выходные потоки;
    - c. выбор сигналов для выходных потоков;
    - d. фильтрация и снижение частоты дискретизации;
    - e. увеличение частоты дискретизации.
  - поддержка сетевых протоколов TCP, одноадресная передача UDP, многоадресная передача UDP и т.д.
  - корректировка данных, масштабирование;
  - проверка достоверности меток времени;
  - генерация выходного потока данных на основе архивов для целей обучения/предпусковых испытаний;
  - высокая эксплуатационная готовность;
  - восстановление данных между платформами Psymetrix;
  - центральный PDC концентратор, интегрированный с ПК PhasorPoint.
8. Сервер архивных данных
- возможность записи краткосрочных архивов (от 3 до 12 месяцев с периодом дискретизации 20 мс);
  - возможность записи долговременных архивов (до 5 лет с периодом дискретизации 1 с);
  - возможность записи аварийных архивов с периодом дискретизации 20 мс;
  - журналирование событий с фильтрацией.
9. Поддержка интерфейсов и протоколов
- C37.118-2005 (импорт и экспорт);
  - IEC 60870-5-104 (импорт и экспорт);
  - COMTRADE (импорт и экспорт);
  - CSV экспорт;
  - ODBC/JDBC для доступа SQL.

Одной из основных функций комплекса является функция мониторинга низкочастотных колебаний, обеспечивающая идентификацию параметров колебаний в энергосистеме, контроль частоты, амплитуды, фазы и уровня демпфирования (скорость или постоянную времени затухания) колебаний параметров режима в различном спектре частот. На основании анализа перечисленных характеристик низкочастотных колебаний, а именно, при фиксировании сильных колебаний или слабодемпфируемых колебаний, приложение МНЧК генерирует предупредительные сигналы. Также результаты работы приложения МНЧК предназначены для верификации параметров динамических расчетных моделей энергосистем.

Ввод комплекса в промышленную эксплуатацию запланирован на октябрь 2015 года. К этому времени предполагается накопить достаточный объем измерений и результатов их анализа, что позволит оценить возможности программного комплекса и принять решение о возможных направлениях развития этого направления в ОАО «СО ЕЭС».

В ближайшей перспективе использующийся функционал может быть расширен дополнительными средствами анализа, позволяющими:

- определять пути распространения низкочастотных колебаний по электрической сети энергосистемы и выявления источника – инициатора указанных колебаний. В сочетании с функционалом приложения МНЧК данное приложение может быть использовано диспетчером в темпе реального времени для упреждения развития аварийных ситуаций, связанных с нарушением устойчивости энергосистемы, путем своевременного воздействия на источник, провоцирующий незатухающие колебания режима;
- использовать ступенчатую автоматизированную технологию настройки системных стабилизаторов, принцип которой представлен на рисунке 2.



Рисунок 2. Принцип ступенчатой автоматизированной технологии настройки системных стабилизаторов

С учетом того, что ПК PhasorPoint представляет собой универсальную платформу, на базе которой могут быть реализованы дополнительные аналитические приложения, в качестве перспектив развития пилотного проекта рассматривается возможность реализации дополнительных алгоритмов на базе СВИ:

- режимных пусковых органов для противоаварийной автоматики (ПА);
- систем режимной верификации достоверности телесигналов (ТС) о статусе состояния (включено/выключено) линий электропередачи;
- аналога устройства фиксации отключения линии (ФОЛ), действующего на основе анализа режимных параметров.

## Режимные пусковые органы ПА

В современной практике перечень пусковых органов централизованной противоаварийной автоматики (ЦСПА), обеспечивающей повышение пропускной способности электрических сетей 110-500 кВ ряда энергообъединений ЕЭС России, ограничен дискретными событиями – *отключениями линий электропередачи и/или генераторов*. Никакие другие события в энергосистеме: фактические набросы/сборы или опасные нарастания передачи мощности в сечениях электрической сети, критические увеличения относительных фазовых углов напряжения, значительные снижения/повышения модулей напряжения и прочие, способные послужить индикаторами угрозы или начала развития нежелательных процессов, не используются в качестве триггеров для запуска действия автоматики.

С появлением СВИ в дополнение к существующим дискретным пусковым органам ПА могут быть добавлены режимные пусковые органы, реагирующие на:

- абсолютные значения режимных параметров (активные и реактивные мощности в электрических связях и сечениях, токи, частота, модули и фазовые углы напряжений);
- тренды и скорости изменения режимных параметров во времени;

- чувствительности одних режимных параметров к изменению других, таких например, как частные производные  $\partial U / \partial Q$  (индикатор опасных режимов с точки зрения устойчивости нагрузки по напряжению);  $\partial \delta / \partial P$  (индикатор приближения тяжелых режимов с точки зрения угловой устойчивости) и другие.

Перечисленные режимные пусковые органы могут использоваться не только в комплексах ЦСПА, но в перспективных интеллектуальных ПА, обеспечивающих плавно-дискретный ввод режима в область допустимых значений, которые можно создать по образу и подобию ЦСПА, но использующих в качестве технологического алгоритма счетчик оптимизации электрического режима по активной и реактивной мощности, оперирующий аналоговыми и дискретными переменными управления.

### Системы верификации ТС

На практике нередки случаи формирования ложных ТС об изменении состояния коммутационных аппаратов. В недавнем прошлом возникновение ложных ТС не являлось существенной проблемой, поскольку достоверность/недостоверность факта отключения коммутационного аппарата могла быть подтверждена в результате телефонного звонка нижестоящему оперативному персоналу. В настоящее время увеличивается количество необслуживаемых подстанций (ПС), кроме того, ТС начинают находить новое практическое применение в SCADA/EMS/DMS, являясь основой для определения текущего состояния топологии расчетных моделей сети, на которых базируется целый комплекс умных технологий, начиная со статического оценивания состояния электрического режима, заканчивая различными видами анализа и оптимизации режима.

*Принцип действия.* По факту прихода ТС об изменении состояния коммутационных аппаратов, способных изменить топологию расчетной модели сети, на основе обработки режимных параметров, поступающих на диспетчерские центры в составе потоков СВИ, вычисляется группа *расчетных критериев*. Далее на основании логического анализа *динамики расчетных критериев*, производится автоматический вывод истинности ТС. Структурная схема процесса верификации ТС приведена на рисунке 3.

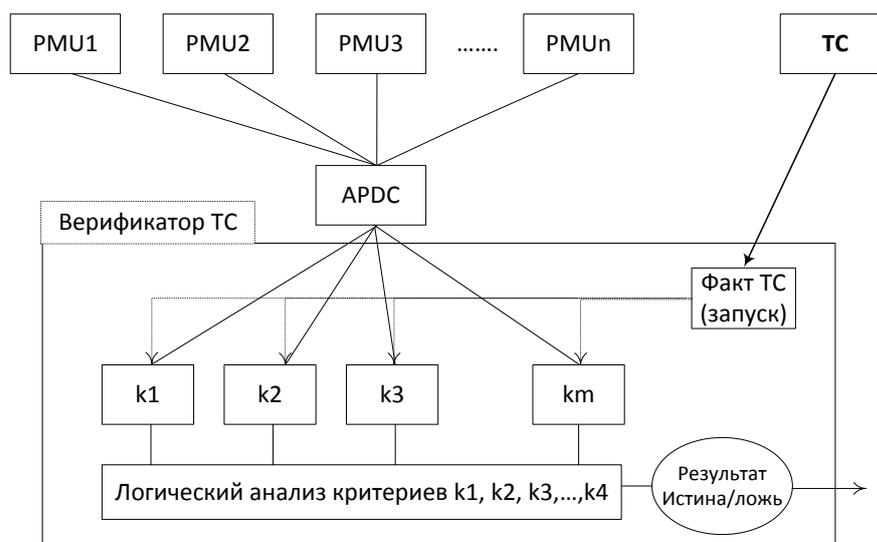


Рисунок 3. Структурная схема процесса верификации телесигналов

В качестве *расчетных критериев* могут использоваться:

- векторная невязка (или ее модуль) напряжений из выражения Закона Ома для электрической связи
$$\dot{U}_i - \dot{U}_j - \Delta \dot{U}_{ij} = \dot{\epsilon} u_{ij};$$
- векторная невязка (или ее модуль) баланса токов по электрической связи
$$\dot{I}_i - \dot{I}_j \pm \Delta \dot{I}_{ij} = \dot{\epsilon} l_{ij};$$
- устойчивые статистические связи между параметрами режима в параллельных или смежных электрических связях;
- расчетные выражения для вычисления  $Z$  электрической связи.

## Резервные устройства ФОЛ

В настоящее время вывод из работы устройств ФОЛ с одной из сторон линии электропередачи, являющейся пусковым органом ЦСПА, означает, что данный пусковой орган полностью выводится из действия ЦСПА со всеми вытекающими последствиями в отношении ужесточения системных ограничений (снижение допустимых перетоков мощности по сети).

При наличии on-line потока СВИ с обеих концов линии электропередачи возможно создать резервный ФОЛ, работающий на основе быстрого анализа динамики изменения режимных параметров. Принципы действия резервного ФОЛ аналогичны принципу действия системы верификации ТС в учетом двух отличий:

- резервный ФОЛ должен работать в постоянном ждущем режиме (в отличие от системы верификации ТС, где запуск инициируется по факту прихода ТС) *или* для запуска резервного ФОЛ необходим постоянно действующий *режимный критерий отключения*;
- необходимо обеспечить быстроедействие резервного ФОЛ не ниже 200 мс.

С развитием технологий синхронизированных измерений до уровня наблюдения и фиксации мгновенных значений параметров режима существенно расширятся возможности on-line диагностики высоковольтного оборудования, появится возможность создания базовых интеллектуальных пусковых органов для РЗ и ПА на объектах электроэнергетики.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наличие оперативной информации о характеристиках возникающих низкочастотных колебаний и иных динамических характеристиках электрических режимов позволяет улучшить ситуационную осведомленность диспетчеров и принимать превентивные меры по предотвращению развития аварийных ситуаций.

Применение технологии СВИ в масштабах Объединенной электроэнергетической системы требует выбора и применения программной платформы верхнего уровня, удовлетворяющей высоким требованиям по производительности, устойчивости и масштабируемости. Создание такой платформы, начатое в рамках пилотного проекта, позволит создать практическую основу для разработки и применения новых алгоритмов, рассмотренных в настоящем докладе.

## Список литературы

1. Douglas WILSON (Psymetrix – UK), Eric GOUTARD (Alstom Grid – France) Connection and management of distributed generation using synchrophasor measurement and advanced distribution management system. 21<sup>st</sup> International Conference on Electricity Distribution Frankfurt, 6-9 June 2011
2. Д. Уилсон, Р. Фолкс (ALSTOM GRID, Великобритания). Международный опыт мониторинга устойчивости энергосистем с использованием технологии WAMS. IV международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», 3-7 июня 2013 г., Екатеринбург
3. Жуков А.В., Дубинин Д.М., Опалев О.Л., Уткин Д.Н. (ОАО «СО ЕЭС»). Развитие задач мониторинга и управления в ЕЭС России на базе Системы мониторинга переходных режимов. Сборник докладов XXII конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем» Москва, 27-29 мая 2014.
4. Жуков А.В., Дубинин Д.М., Опалев О.Л., Уткин Д.Н. (ОАО «СО ЕЭС»). Разработка алгоритмов идентификации и мониторинга низкочастотных колебаний по данным СМНР. Сборник докладов XXII конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем» Москва, 27-29 мая 2014.
5. Небера А.А., Казаков П.Н. (ЗАО «РТСофт») Программный комплекс PhasorPoint: новые аспекты международного опыта и перспективы применения в России. Сборник докладов XXII конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем» Москва, 27-29 мая 2014.



## С.5.1-10. Программно-технический комплекс «Шлюз-концентратор синхронизированных векторных измерений энергообъекта»

**КИСЛОВСКИЙ А.А. ГАЙДАМАКИН Ф.Н.**  
**ООО «АльтероПауэр»**  
**Россия**  
[kaa@alteropower.ru](mailto:kaa@alteropower.ru)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

система мониторинга переходных режимов, синхронизированные векторные измерения параметров электрического режима, шлюз-концентратор векторных измерений, PDC, регистратор аварийных событий

### 1 ВВЕДЕНИЕ

В 2012-2014 гг. на 16 энергообъектах ЕЭС России были развернуты программно-технические комплексы «Шлюз-концентратор СМПП». Помимо классических функций Phasor Data Concentrator протокола IEEE C37.118, данный комплекс предоставляет ряд дополнительных возможностей для владельцев энергообъектов и ОАО «СО ЕЭС». ПТК «Шлюз-концентратор СМПП» позволяет эффективнее использовать коммуникационную и вычислительную инфраструктуру энергообъекта, сокращая затраты на реализацию проектов СМПП. В статье описываются функциональные возможности и программно-технические решения.

### 2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

#### 2.1 Использование синхронизированных векторных измерений в ОАО СО ЕЭС

Синхронизированные векторные измерения (СВИ) от регистраторов СМПП применяются в ОАО «СО ЕЭС» для расследования причин аварий и технологических нарушений в работе энергосистемы, верификации расчетных моделей, расчета динамических свойств энергосистемы, проверки корректности работы системных регуляторов, мониторинга низкочастотных колебаний (МНЧК) и т.д. Кроме того, СВИ используются в Системе мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) для расчета максимально допустимых перетоков и выделения опасных сечений энергосистемы как высококачественные измерения, повышающие качество результатов оценки состояния.

Каждое приложение предъявляет к входным данным ряд особых требований в зависимости от специфики решаемой задачи. Для выполнения верификации необходимы 20-минутные архивы данных с максимальной дискретностью 20 мс. Оперативность сбора данных не критична и может достигать недели и более после события. Для расследования нарушений необходимы аварийные архивы, а сбор данных необходимо произвести в течение нескольких дней.

В то же время, для ряда приложений оперативность доставки данных является определяющей величиной. Комплексы СМЗУ и МНЧК обрабатывают данные в режиме реального времени с минимально возможными задержками. Причем, если для СМЗУ

дискретность информации не должна превышать 1 с, то для идентификации низкочастотных колебаний дискретизация информации должна составлять до 20 мсек.

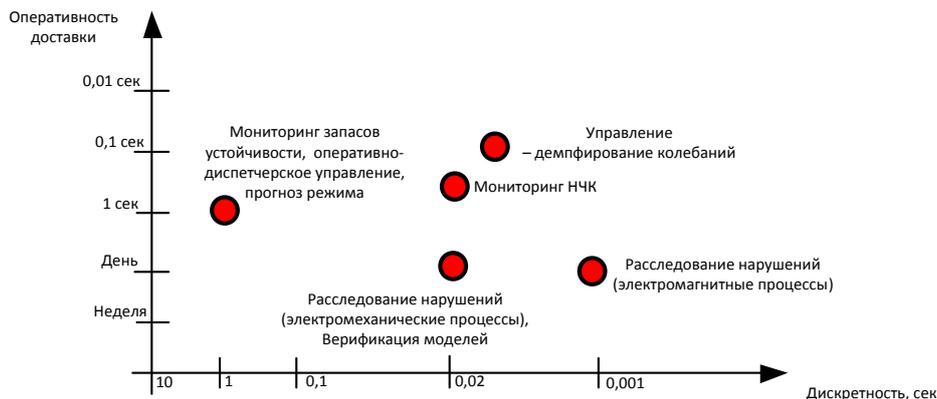


Рис.1: Требования к дискретности СВИ и оперативности доставки в диспетчерский центр

Также, различные прикладные задачи требуют различного объема данных. Например, для СМЗУ достаточно активной и реактивной мощности, амплитуды и угла напряжения прямой последовательности. Для расследования технологических нарушений желательно иметь исходные фазные вектора токов и напряжений.

Оптимальным решением при отсутствии ограничений технического характера был бы сбор СВИ от всех регистраторов в режиме реального времени с максимальной дискретностью и хранение на серверах ОАО «СО ЕЭС». Однако данный подход не реализуем из-за недостатка широкополосных каналов от энергообъектов до филиалов ОАО «СО ЕЭС» и большого объема информации СВИ для хранения. Кроме того, значительное количество эксплуатируемых РМУ являются офлайн-устройствами и предоставляют информацию только по запросу по протоколу FTP.

В 2009-2011 гг. компания «АльтероПауэр» по заказу ОАО СО «ЕЭС» разработала и внедрила Автоматическую систему сбора информации с регистраторов переходных режимов (АС СИ СМПР). АС СИ СМПР является инфраструктурной системой, обеспечивающей приём СВИ от 400 регистраторов СМПР в ЕЭС в интересах различных задач, перечисленных выше. АС СИ СМПР взаимодействует как с регистраторами СМПР, постоянно передающими СВИ (т.н. онлайн-регистраторы), так и с регистраторами, накапливающими данные СВИ в собственной постоянной памяти (оффлайн-регистраторы).

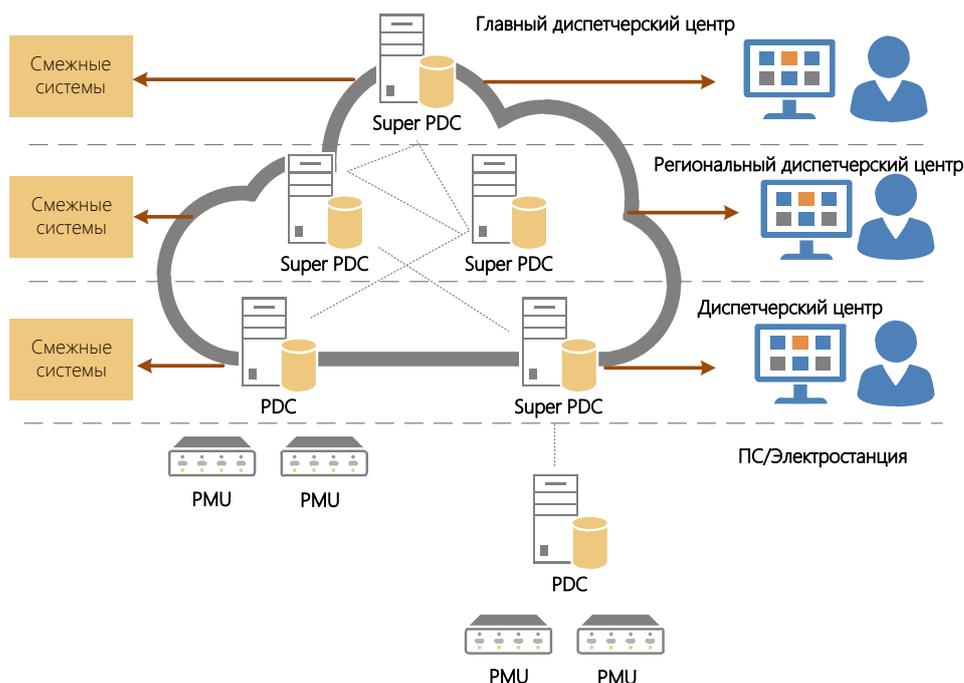


Рис. 2: Архитектура АССИ

Основная идея АС СИ СМПП состоит в предоставлении пользователю любого филиала СО ЕЭС данных СВИ за запрошенный период с интересующих его точек измерений независимо от того, к какому филиалу СО ЕЭС подключен энергообъект и какого типа регистраторы на нём установлены. АС СИ СМПП автоматически определяет, имеются ли уже запрошенные данные в БД системы (если они поступают от онлайн-PMU или уже запрашивались ранее) и если да, то, в каком филиале они хранятся. Если нет, то к какому энергообъекту необходимо подключиться и загрузить данные. Далее запрос маршрутизируется до необходимого филиала и/или энергообъекта. Затем данные СВИ доставляются в БД сервера филиала, в котором работает пользователь, и предоставляются ему в графическом виде для анализа. Для пользователя эти действия прозрачны, т.е. он избавлен от необходимости иметь дело с файлами регистраторов, подключаться к регистраторам или связываться филиалами.

Данный подход позволяет успешно решить проблему многообразия установленных PMU и коммуникационной инфраструктуры, а также обеспечить разумное использование вычислительных ресурсов в условиях распределенной филиальной сети СО ЕЭС.

## 2.2 Функциональные возможности ПТК

Шлюз-концентратор векторных измерений – это специализированное ПО сбора, обработки и передачи синхронизированных векторных измерений, устанавливаемое на энергообъекте. ПТК «Шлюз-концентратор» взаимодействует с PMU энергообъекта, с одной стороны и с АССИ СМПП с другой стороны.

PMU измеряют частоту и вектора токов и напряжений пофазно. Эти данные передаются в PDC в режиме «онлайн» по протоколу С37.118-2011 с частотой дискретизации до 200 Гц и сохраняются в специализированной базе данных для хранения временных рядов. Помимо приёма данных в режиме онлайн предусмотрена функция опроса устройств и приёма архивов с произвольной дискретизацией. Опрос осуществляется по протоколам HTTP и FTP. Поддерживаются файлы в форматах COMTRADE и CSV.

Концентратор позволяет осуществлять расчет параметров электрического режима: последовательности тока и напряжения, активной/реактивной/полной мощности а также любых производных параметров на основе настраиваемых формул.

Концентратор хранит архивы измерений, при этом их объем ограничивается вместимостью жёсткого диска. Типовая конфигурация предусматривает хранение в течение 14 суток. Для технологов энергообъекта доступна функция экспорта архивов в формате CSV. По

истечения «времени жизни», данные автоматически удаляются за исключением данных, помеченных как аварийные архивы.

Концентратор может осуществлять прореживание данных на лету до меньшей дискретности для сокращения объема трафика, передаваемого в ОАО «СО ЕЭС». В кадр помещаются набор СВИ за один временной срез в соответствии с настроенным списком параметров для передачи: амплитуда и угол напряжения прямой последовательности, активная и реактивная мощность для генераторов и линий, а также ток и напряжение системы возбуждения для генераторов.

Далее, поток СВИ в реальном режиме времени передаётся на серверы АССИ СМПП по протоколу С37.118-2005. Средняя задержка, вносимая концентратором в процесс передачи, составляет 20 мс.

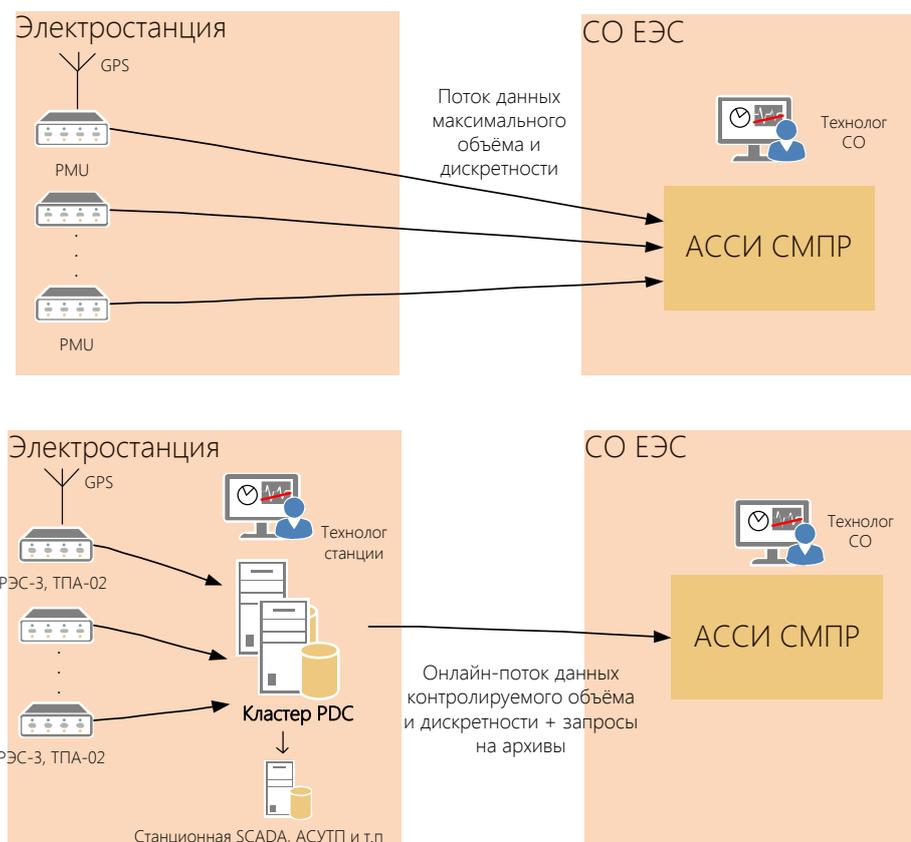


Рис. 2: Реализация ПТК СМПП энергообъекта в вариантах без использования и с использованием концентратора

Протокол С37.118-2011 обладает рядом недостатков, в частности, отсутствием возможности динамически задавать состав передаваемых измерений, что приводит неоптимальному расходованию полосы канала. Поэтому дополнительно поддерживается передача по собственному протоколу групповещательной доставки с низкими задержками и низкими накладными расходами.

Для передачи архивов измерений по запросу от АССИ СМПП Системного оператора реализованы веб-сервисы по протоколу HTTPS.

Концентратор может осуществлять передачу данных не только в диспетчерский центр, но в смежные информационные системы станции, например ОИК или АСУТП по протоколу МЭК-104.

Реализована функция сигнализации об отклонениях и формирование аварийных архивов. Для технолога энергообъекта реализован пользовательский интерфейс для визуализации измерений в виде графиков, диаграмм, мнемосхем, географических карт.

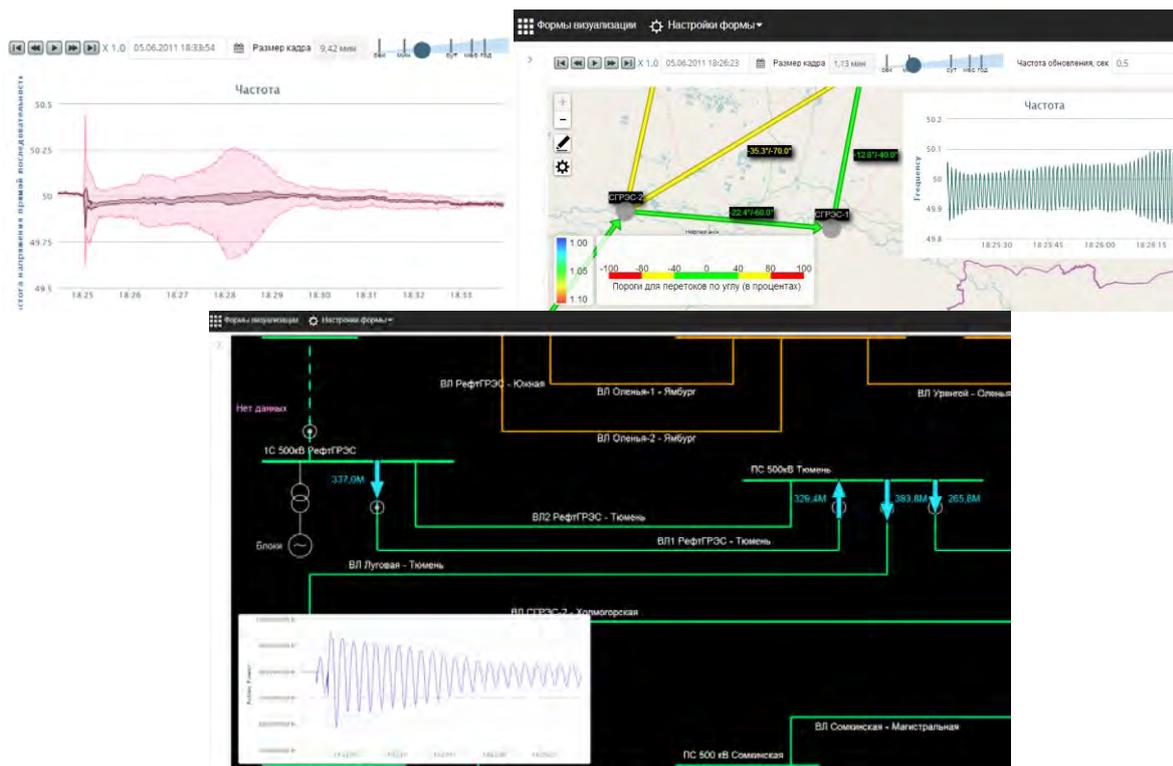


Рис. 4: Пользовательский интерфейс

Концентратор позволяет контролировать состояние PMU: наличие ошибок, процент потери пакетов и выводить данную информацию в пользовательский интерфейс.

### 2.3 Обеспечение отказоустойчивости

ПТК реализован в виде отказоустойчивого кластера, состоящего из двух серверов архитектуры x86, работающих под управлением ОС Windows Server. Каждый программный компонент PDC дублирован, что обеспечивает минимизацию потерь данных при выходе из строя одного из серверов.

PDC имеет три основных компонента, участвующих в приёме и передаче данных: Адаптер протокола C37 (АПС37), база данных реального времени для хранения временных рядов и сервер протокола C37 (CC37).

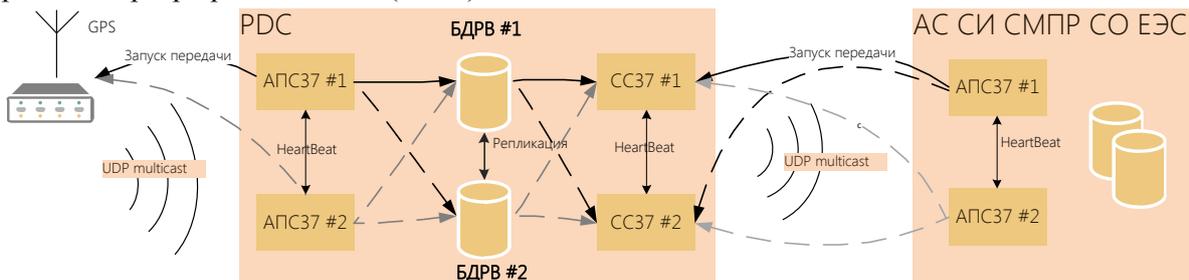


Рис. 3: Обеспечение отказоустойчивости

АПС37 обеспечивает подключение к PMU, запрос конфигурации и посылку команды на передачу. АПС37 запускается в двух экземплярах – на основном и резервном сервере. Передача СВИ от PMU осуществляется по протоколу UDP на групповой вещательный адрес. В группу входят оба сервера PDC. Основной экземпляр АПС37 осуществляет приём СВИ и сохранение их в БДРВ. Второй экземпляр находится в горячем резерве, «прослушивая» трафик от PMU, но не сохраняя его в БДРВ. Экземпляры АПС37 периодически обмениваются heartbeat-пакетами через выделенный сетевой интерфейс. В случае, если резервный экземпляр обнаруживает потерю связи с основным экземпляром, он начинает сохранять СВИ, поступающие от PMU в БДРВ.

БДРВ также выполнена в отказоустойчивом исполнении. Один из экземпляров является основным. Другой – резервным. Между основным и резервным экземпляром осуществляется

репликация данных. При потере связи АПС37 с БДРВ, происходит переключение на резервный сервер БДРВ.

СС37 реализует серверный протокол С37.118-2005. Он осуществляет передачу СВИ на сервера АС СИ СМПР, расположенные в диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС». СС37 также реализован в отказоустойчивом исполнении. По одному экземпляру на каждом сервере запущены всегда и ожидают подключения из РДУ. При получении команды на передачу СВИ, экземпляр СС37 становится основным и уведомляет об этом экземпляр, работающий на соседнем сервере. Тот, в свою очередь, приостанавливает передачу данных, если таковая велась.

Обычно между энергообъектом и диспетчерским центром ОАО «СО ЕЭС» организуется два независимых канала связи с целью резервирования. При выходе одного канала связи из строя, производится переход на резервный канал. Переход осуществляется с помощью маршрутизаторов прозрачно для программного обеспечения РДС и АССИ СМПР. Коммутационное оборудование, обеспечивающее взаимодействие РМУ, РДС и АС СИ СМПР также полностью дублируется.

Типовая настройка каналов предусматривает выделение 75 процентов полосы под для онлайн-потока. Для этого на коммуникационном оборудовании станции и РДУ настраивается приоритезация трафика. UDP-пакеты протокола С37.118 имеют более высокий приоритет, чем ТСР-протокол, использующийся запроса архивов.

#### 2.4 Архитектура программного обеспечения

ПТК построен на базе APDC - мощной, гибкой и широко масштабируемой платформе для создания как относительно простых систем уровня энергообъекта, так и сложных многоуровневых распределённых WAMS уровня ОЭС/ЕЭС. Ключевыми особенностями являются:

- Открытая архитектура на базе технологии Java
- Отсутствие **проприетарных западных продуктов** в составе решения
- Поддержка широкого спектра операционных систем (включая Linux и другие open-source ОС)
- Веб-технологии для визуализации
- Использование больших распределённых массивов данных для хранения СВИ (Big Data)
- Возможность предоставления системы в виде SAAS-решения, функционирующего в облаке

### 3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье описаны функциональные возможности и программно-технические решения программно-технического комплекса «Шлюз-концентратор векторных измерений энергообъекта». Использование данного ПТК позволяет значительно расширить качество и количество измерений о переходных режимах а также удешевить проекты по созданию ПТК СМПР энергообъекта.

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Гайдамакин Ф.Н., Кисловский А.А. Технические решения по визуализации поведения энергосистемы по данным СМПР. XXII научно-практическая конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2014».
- [2] Демчук А.Т., Жуков А.В., Кац П.Я., Данилин В.А. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров// Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Москва, 2009.
- [3] Ф.Н. Гайдамакин, Д.М. Дубинин, М.Ю. Молвинских Внедрение и перспективы развития СМПР на Сургутской ГРЭС 2 // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем, Екатеринбург, 2013

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем  
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

- [4] Ф.Н. Гайдамакин, Д.Н. Топорков, А.В. Данилин, Д.М. Дубинин Автоматическая система сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов Практический опыт создания WAMS в ЕЭС России // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем, Екатеринбург, 2013
- [5] Жуков А.В., Демчук А.Т., Дубинин Д.М. Развитие технологий векторной регистрации параметров противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем.



### С.5.1-11. Оптимизация использования каналов передачи данных векторных измерений между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами

Ю.В. ИВАНОВ, А.С. ЧЕРЕПОВ Д.М. ДУБИНИН А.А. КИСЛОВСКИЙ  
ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ», ОАО «СО ЕЭС», ООО «АЛЬТЕРОПАУЭР»  
РОССИЯ

[ivanov@prosoftsystems.ru](mailto:ivanov@prosoftsystems.ru)

#### **Ключевые слова:**

система мониторинга переходных режимов, концентратор векторных данных, стандарт IEEE C37.118.

## **ВВЕДЕНИЕ**

В соответствии с назначением функционирующей в ЕЭС России системы мониторинга переходных режимов (СМНР) одной из основных ее функций является передача данных в реальном времени и с высокой плотностью в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС». Качество данных, предоставляемых СМНР, зависит от многих параметров и технических характеристик системы, в том числе и от надежности и пропускной способности каналов передачи данных. От того, насколько система способна своевременно и надежно доставлять данные синхронизированных векторных измерений по назначению, напрямую зависит повышение качества оперативно-диспетчерского управления.

В тоже время, как показала практика, именно каналы передачи данных чаще всего становятся узким местом при построении СМНР с требуемыми характеристиками. Зачастую, именно технические характеристики каналов передачи данных не позволяют достичь требуемых показателей системы и вынуждают занижать целевые параметры всей СМНР в целом. Благодаря целому ряду предпринимаемых мер, таких как расширение функционала концентратора векторных данных (КВД, РДС), избавление от избыточных данных в трафике на этапе проектирования и т.д., пока удастся снять остроту вопроса в той или иной степени, но своей актуальности в целом, он не теряет, особенно в аспекте развития СМНР.

Самым очевидным и полным, с технической точки зрения, решением рассматриваемого вопроса является модернизация, с учетом требований со стороны СМНР, существующих каналов передачи данных. Однако, анализ всего комплекса вопросов, связанных с передачей данных СМНР, показал, что это решение связано с чрезмерно большими финансовыми, организационными и временными издержками и поэтому необходимо проведение дополнительных исследований по поиску альтернативных решений, приемлемых с точки зрения сложности реализации.

В результате исследований, проведенных по инициативе ОАО «СО ЕЭС», предлагается решение, которое заключается в дополнительной оптимизации использования уже существующих каналов передачи данных.

Для оптимизации трафика, предлагаемое решение ставит своей целью разработку нового протокола передачи синхронизированных векторных данных, который позволит снизить накладные транспортные расходы. В настоящее время для передачи синхронизированных векторных данных между устройствами синхронизированных векторных измерений (УСВИ, РМУ) и КВД, а также между КВД разного уровня используется протокол стандарта IEEE C37.118.2. К достоинствам этого протокола можно отнести то, что он является открытым и стандартизированным, а также то, что он является специализированным и изначально разрабатывался с целью передачи синхронизированных векторных данных. В тоже время, в результате эксплуатации этого протокола в реально-действующей системе, выявились такие его недостатки как негибкость и избыточность, что ставит под вопрос целесообразность его использования для решения текущих и перспективных задач.

Предлагаемый протокол передачи синхронизированных векторных данных разрабатывался как с учетом всех достоинств используемого протокола IEEE C37.118, так и с учетом актуальных требований, предъявляемых к нему со стороны существующей СМНР.

## КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для оценки эффективности предлагаемого протокола необходимо введение некоторого количественного коэффициента, по величине которого, можно было бы судить об эффективности предлагаемого решения.

Критерием для оценки эффективности предлагаемого протокола выбран коэффициент эффективности  $K_{эфф}$ , который вычисляется по формуле

$$K_{эфф} = \frac{V_c}{V_s} \quad (1)$$

где,

$V_c$  – объем данных согласно спецификации стандарта IEEE C37.118, байт;

$V_s$  – объем данных согласно предлагаемой спецификации, байт;

$V_c$  и  $V_s$  рассчитываются для одного и того же состава передаваемых параметров и за период времени – одна секунда.

Целесообразность введения в качестве критерия оценки эффективности коэффициента  $K_{эфф}$  определяется тем, что именно пропускная способность каналов передачи данных является определяющей технической характеристикой при решении актуальных в настоящее время задач мониторинга.

Как следует из формулы (1), для расчета  $K_{эфф}$  необходимо рассчитать величину  $V_c$ , которая определяется спецификацией протокола IEEE C37.118 и составом передаваемых данных, поэтому необходим количественный анализ этого протокола с точки зрения затрат на передачу данных.

## СПЕЦИФИКАЦИЯ ПРОТОКОЛА СТАНДАРТА IEEE C37.118

Протокол стандарта IEEE C37.118.2 - это специализированный протокол, который предназначен для передачи синхронизированных векторных измерений в режиме реального времени.

Спецификацией протокола IEEE C37.118.2 определено, что транспортом для него служат протоколы UDP или TCP, которые используются для передачи сообщений (кадров, frames) между PMU и PDC. Всего спецификацией протокола IEEE C37.118 определено четыре типа кадров:

1. Кадр управления (Command frame). Единственный тип сообщения от клиента к серверу. Содержит 18 обязательных байт, включая 2 байта на идентификатор команды, а так же может содержать до 65518 байт дополнительной не регламентированной информации. Стандартом 2011 года определены 6 основных типов команд:
  - включить передачу данных;
  - выключить передачу данных;
  - запрос описания устройства;
  - запрос конфигурации типа 1;
  - запрос конфигурации типа 2;
  - запрос конфигурации типа 3.
2. Кадр описания (Header frame). Содержит описание устройства, заложенное производителем или обслуживающим персоналом объекта. Содержит обязательных 16 байт, а так же байты текстового описания устройства.
3. Кадр конфигурации устройства (Configuration frame). Может быть 1-го, 2-го или 3-го типа. Содержит описание объекта, на котором расположено устройство, описание PMU (или в PDC, описание нескольких PMU), включая описание фазовых, аналоговых и дискретных сигналов (телеизмерений и телесигналов), а так же форматов данных.

Кадр конфигурации 3-го типа больше ориентирован на PDC, и имеет следующие отличительные особенности:

- предусмотрена возможность разбить конфигурацию на несколько кадров;
  - добавлен глобальный идентификатор PMU;
  - название объекта и данных (фазовых, аналоговых и дискретных каналов) ограничивается 256 символов вместо 16;
  - указание географического местоположения;
  - указание класса M или P;
  - указание окна вычислений фазовых;
  - указание групповой задержки фазовых.
4. Кадр данных (Data frame). Содержит набор значений фазовых, аналоговых и дискретных сигналов (телесигналов и телеизмерений) с меткой времени, а так же дополнительную информацию о достоверности данных и метки времени.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем  
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

Содержание кадра данных представляет собой структуру, которая приведена в Таблице 1.

Таблица 1. Структура кадра данных.

<b>Элемент данных</b>	<b>Размер</b>
Заголовок данных – содержит в себе версию, размер кадра данных, идентификатор конфигурации, также метку времени и атрибуты качества измерения	14 байт
Блок данных по PMU (или каждому PMU – если конфигурация в режиме PDC)	Размер этого блока данных определяется по конфигурационному фрейму. Для каждого PMU присутствует информация о состоянии устройства и качестве синхронизации измерений, частоте и скорости изменения частоты в сети, а также данные по векторным и аналоговым измерениям
Контрольная сумма	2 байта

Состав блока данных по каждому PMU представляет собой структуру, которая приведена в Таблице 2.

Таблица 2. Структура блока данных кадра данных.

<b>Элемент данных</b>	<b>Размер</b>
Набор битовых флагов с указанием на состояние устройства и качества синхронизации измерений	2 байта
Частота сети	4 байт (для float)/2 байт (для integer)
Скорость изменения частоты сети	4 байт (для float)/2 байт (для integer)
Вектора измерений	8 байт (для float)/4 байт (для integer) на каждый вектор (угол + значение или Re + Im)
Аналоговое значение	4 байт (для float)/2 байт (для integer) на каждый аналог
Дискретное значение	2 байта на каждые 16 дискретных каналов.

Расчет количественной оценки  $V_c$  основан на обобщенных значениях реальных параметров передачи данных существующей СМНР, которые приведены в Таблице 3.

Таблица 3. Значения параметров для расчета  $V_c$ .

<b>Параметр</b>	<b>Значение</b>
Частота передачи данных	50 кадров/с
Количество PMU	1
Количество векторов в составе данных одного PMU	6
Количество аналоговых значений в составе данных одного PMU	2
Формат передачи векторных измерений	integer (2 байта)
Размер одного векторного измерения	4 байта (для integer)
Размер служебной информации UDP	42 байт
Размер служебной информации TCP	58 байт

В общем трафике, затратами на передачу кадров управления, конфигурации и описания можно пренебречь, поскольку по сравнению с кадрами данных, они посылаются крайне редко и практически не участвуют в формировании общего трафика.

Таким образом, для принятых условий  $V_c = 4100$  байт без учета служебной информации транспортных протоколов.

## **СПЕЦИФИКАЦИЯ ПРЕДЛАГАЕМОГО ПРОТОКОЛА**

Спецификацией предлагаемого протокола предусмотрен ряд мер направленных на увеличение эффективности передачи данных, которые можно использовать и по отдельности, но максимальный эффект достигается именно при совместном применении.

### *Переход на двухбайтовый формат передачи данных*

Спецификацией протокола IEEE C37.118 предусмотрена двухбайтовая передача значений векторов. Масштабные коэффициенты передают в кадре конфигурации. Можно использовать этот механизм, но важно учесть потерю точности при таком типе передачи данных. Для этого проведена оценка потери точности при

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем  
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

переходе на двухбайтовый формат передачи данных и анализ технических требований к ПТК СМПР по точности. Существующие требования к ПТК СМПР по точности приведены в Таблице 4.

Таблица 4. Требования по точности к параметрам ПТК СМПР.

<b>Параметр</b>	<b>Требование по точности измерения</b>
Частота	±1 мГц
Фаза вектора тока или напряжения	±0.1°
Действующее значение напряжения	0,2 %
Действующее значение тока	0,4 %
Значение активной мощности	0,5 %
Значение реактивной мощности	1,0 %
Значение тока возбуждения	0,5 %
Значение напряжения возбуждения	0,5 %

Для того чтобы оценить потерю точности при переходе на двухбайтовый формат передачи данных необходимо определить верхнюю и нижнюю границу значений измеряемого параметра. Для каждого измеряемого параметра эти границы разные и приведены в Таблице 5.

Таблица 5. Верхние и нижние границы значений измеряемых параметров.

<b>Параметр</b>	<b>Нижняя граница значений</b>	<b>Верхняя граница значений</b>
Частота	45	55
Фаза вектора тока или напряжения	-180	180
Действующее значение напряжения	0	200
Действующее значение тока	0	10
Значение активной мощности	0	2000
Значение реактивной мощности	0	2000
Значение тока возбуждения	0	150
Значение напряжения возбуждения	0	1250

Верхние и нижние границы значений, приведенные в Таблице 5, выбирались на основании требований к ПТК СМПР. Коэффициенты трансформации можно учесть в масштабных коэффициентах, предусмотренных для двухбайтовой передачи данных, поэтому границы значений приведены во вторичных величинах.

В случае абсолютной погрешности, погрешность  $\Delta$  по каждому параметру рассчитывается по формуле:

$$\Delta = \frac{(G_{max} - G_{min})}{65535} \quad (2)$$

где,

$\Delta$  – абсолютная погрешность приведения параметра к двухбайтовому формату;

$G_{max}$  – верхняя граница значений параметра;

$G_{min}$  – нижняя граница значений параметра.

В случае относительной погрешности, погрешность  $\varepsilon$  по каждому параметру оценивалась по величине приведенной относительной погрешности выраженной через номинальное значения параметра:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{G_{nom}} * 100 \quad (3)$$

где,

$\varepsilon$  – относительная погрешность приведения параметра к двухбайтовому формату;

$\Delta$  – абсолютная погрешность приведения параметра к двухбайтовому формату;

$G_{nom}$  – номинальное значение параметра.

Таким образом, для рассматриваемых параметров получаются погрешности, приведенные в Таблице 6.

Таблица 6. Абсолютные и относительные погрешности значений измеряемых параметров.

<b>Параметр</b>	<b>Погрешность приведения</b>	<b>Требуемая погрешность</b>
Частота	0,15 мГц	±1 мГц
Фаза вектора тока или напряжения	0,005 °	±0.1°
Действующее значение напряжения	0,03 %	0,2 %
Действующее значение тока	0,03 %	0,4 %
Значение активной мощности	0,06 %	0,5 %
Значение реактивной мощности	0,06 %	1,0 %
Значение тока возбуждения	0,03 %	0,5 %
Значение напряжения возбуждения	0,03 %	0,5 %

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем  
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

Значения погрешностей из Таблицы 6 говорят о том, что при передаче векторных данных можно перейти на двухбайтовую передачу, не потеряв при этом в точности измерений, которая предъявляется к данным ПТК СМПР.

Значение  $K_{эфф}$  при переходе на двухбайтовую передачу данных составит:

$$K_{эфф} = 4100/2500 = 1,64.$$

То есть, при переходе на двухбайтовую передачу данных можно уменьшить объем передаваемых данных в 1,64 раза, при том же самом составе передаваемых параметров.

*Объединение данных нескольких кадров в один*

Другой мерой, предложенной в рамках разрабатываемой спецификации, является объединение данных нескольких кадров в один, более крупный кадр. Сами данные при этом не теряются, задерживается только их передача. Расчеты эффективности предлагаемой меры, исходят из того, что данные накапливаются в течение секунды и затем передаются одним кадром. Данная мера позволит сэкономить на служебной информации транспортных протоколов и служебной информации протокола IEEE C37.118. Расчеты эффективности данной меры приведены ниже.

Размер одного пакета с учетом служебной информации транспортных протоколов составляет:

- 128 байт, для UDP;
- 140 байт для TCP.

Объединяя данные кадров за секунду в один (50 кадров), достигается экономия на служебной информации этих протоколов.

Совокупный коэффициент эффективности  $K_{эфф}$  от перехода на двухбайтовую передачу данных и объединения составит:

- $K_{эфф} = 6200/2542 = 2,44$ , для UDP.
- $K_{эфф} = 7000/2558 = 2,74$ , для TCP.

*Архивирование данных в режиме реального времени*

В дополнение к предыдущим двум мерам спецификация разрабатываемого протокола предусматривает архивирование данных в режиме реального времени.

Данная мера, особенно эффективна при объединении с предыдущим механизмом объединения данных нескольких кадров в один.

В качестве архиватора был выбран gzip, как компромиссный вариант между скоростью сжатия и коэффициентом сжатия. Проведенные предварительные исследования показали, что использование данного архиватора позволяет сократить объем передаваемых данных в среднем в 1,5 раза. Коэффициент сжатия при этом, зависит от содержимого кадра и не является постоянной величиной.

Таким образом, совокупный эффект от применения всех трех предложенных мер составляет в среднем:

$$K_{эфф} = 4,11.$$

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Достоинством предложенного протокола передачи векторных данных является то, что он позволяет в 4,11 раза сократить объем передачи данных при том же самом составе передаваемых параметров. К недостаткам предложенного протокола необходимо отнести то, что при передаче данных с помощью этого протокола они задерживаются на некоторое время, а так же то, что объем передаваемых данных неодинаков в единицу времени.

## **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] IEEE Std C37.118.2-2011. IEEE Standard for Synchrophasor. Data Transfer for Power Systems.