



## С.4-1. Дифференциальная защита по току обратной последовательности как инструмент выявления повреждения трансформатора

А.Б. АТНИШКИН, М.Ю. ШИРОКИН  
ООО «ИЦ «Бреслер»  
Россия  
[atnishkin\\_ab@ic-bresler.ru](mailto:atnishkin_ab@ic-bresler.ru)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Защита трансформатора, токи обратной последовательности, моделирование.

### 1 ВВЕДЕНИЕ

За свою почти столетнюю историю дифференциальный принцип зарекомендовал себя как надежный инструмент в выявлении внутренних повреждений. Дифференциальная токовая защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформатора и предназначена для его защиты от всех внутренних замыканий.

На современном этапе развития микропроцессорным устройствам релейной защиты удалось повторить принципы, реализованные ранее на электромеханической и микроэлектронной элементных базах, в которых каждый измерительный орган (ИО) представлял собой физическое устройство с соответствующими габаритами. В микропроцессорных устройствах релейной защиты и автоматики (РЗА) ИО реализованы в виде программных функций, что расширяет применение математического аппарата. Например, если раньше процедура выделения токов обратной последовательности была трудоемкой (с точки зрения задействования дополнительного оборудования в виде фильтра тока обратной последовательности), то в микропроцессорных устройствах этот недостаток преодолен.

В работе [1] представлен способ защиты трансформатора, основанный на принципе сравнения токов обратной последовательности по сторонам защищаемого трансформатора.

Цель работы заключается в исследовании дифференциальной защиты трансформатора по току обратной последовательности (ДЗОП) с точки зрения анализа осциллограмм с реальных объектов, моделирования режимов и сопоставления с классической дифференциальной защитой трансформатора (ДЗТ).

### 2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В современных цифровых ДЗТ используется цифровое выравнивание токов плеч, а также компенсация схемы соединения обмоток трансформатора. При этом в общем случае дифференциальные токи фаз  $I_{\text{диф}A}$ ,  $I_{\text{диф}B}$ ,  $I_{\text{диф}C}$  микропроцессорным устройством защиты могут быть вычислены по формуле

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{\text{диф}A} \\ \underline{I}_{\text{диф}B} \\ \underline{I}_{\text{диф}C} \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{I_{\text{баз}i}} \cdot M_{\text{сxi}} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{Ai} - k_i \cdot 3\underline{I}_{0i} \\ \underline{I}_{Bi} - k_i \cdot 3\underline{I}_{0i} \\ \underline{I}_{Ci} - k_i \cdot 3\underline{I}_{0i} \end{bmatrix} \quad (1)$$

где  $\underline{I}_{\text{диф}A}$ ,  $\underline{I}_{\text{диф}B}$ ,  $\underline{I}_{\text{диф}C}$  – дифференциальные токи фаз А, В, С;

$I_{\text{баз}i}$  – базисный ток  $i$ -ой обмотки трансформатора;

$M_{\text{сxi}}$  – коэффициент схемы подключения  $i$ -ой обмотки трансформатора;

$\underline{I}_{Ai}$ ,  $\underline{I}_{Bi}$ ,  $\underline{I}_{Ci}$  – токи фаз  $i$ -ой обмотки;

$k_i$  – коэффициент компенсации тока  $3\underline{I}_{0i}$ ;

$3\underline{I}_{0i}$  – утроенный ток нулевой последовательности со стороны  $i$ -ой обмотки;

$n$  – число плеч дифференциальной защиты.

Используя величины токов после цифрового выравнивания и фазовой компенсации  $\underline{I}_{*Ai}$ ,  $\underline{I}_{*Bi}$ ,  $\underline{I}_{*Ci}$  формула (1) примет вид:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{\text{диф}A} \\ \underline{I}_{\text{диф}B} \\ \underline{I}_{\text{диф}C} \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \begin{bmatrix} \underline{I}_{*Ai} \\ \underline{I}_{*Bi} \\ \underline{I}_{*Ci} \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Дифференциальный ток обратной последовательности может быть найден по формуле

$$\underline{I}_{2\text{диф}} = \sum_{i=1}^n \underline{I}_{*2i}. \quad (3)$$

Существование относительно высокой составляющей тока обратной последовательности само по себе является доказательством нарушения в энергосистеме, и, возможно, повреждения в защищаемом трансформаторе.

Рассмотрим несимметричные короткие замыкания (КЗ) на примере двухобмоточного трансформатора:

– при внешнем коротком замыкании источник токов обратной последовательности будет находиться вне зоны дифференциальной защиты. Таким образом, ток обратной последовательности втекает в трансформатор со стороны КЗ, и вытекает с другой его стороны. Дифференциальный ток обратной последовательности будет стремиться к нулю. Согласно формуле (3), токи плеч  $\underline{I}_{*2i}$  будут иметь сдвиг фаз  $180^\circ$ ;

– при внутреннем коротком замыкании источник токов обратной последовательности будет находиться в зоне дифференциальной защиты. Токи обратной последовательности будут вытекать из трансформатора с обеих сторон, что приводит к появлению дифференциального тока обратной последовательности. В идеальном случае токи плеч  $\underline{I}_{*2i}$  будут иметь сдвиг фаз  $0^\circ$ .

Алгоритм работы ДЗОП описанный в [1] сводится к тому, что срабатывание защиты происходит при одновременном выполнении следующих условий:

– превышение уставки уровней токов обратной последовательности по сторонам трансформатора;

– разность фаз векторов токов обратной последовательности менее  $60$  градусов.

Рекомендуемая уставка [1] по уровню тока обратной последовательности составляет  $4\%$  от базисного тока.

С целью проверки алгоритма ДЗОП смоделирован силовой трансформатор ТДН-63000/110 с группой соединения обмоток Y/D-11, соединение обмоток групп измерительных трансформаторов тока – «звезда» с обеих сторон. Трансформатор представляется матрицами активных сопротивлений  $R_T$  и индуктивностей  $L_T$ . В данном приближении, подразумевается, что отсутствует какая-либо связь между обмотками различных фаз, что равно представлению трехфазного трансформатора в виде группы однофазных трансформаторов, поэтому матрицы  $R_T$  и  $L_T$  имеют следующий вид:

$$R_T = \begin{bmatrix} R_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_{22} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{55} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_{66} \end{bmatrix}, \quad L_T = \begin{bmatrix} L_{11} & 0 & 0 & L_{14} & 0 & 0 \\ 0 & L_{22} & 0 & 0 & L_{25} & 0 \\ 0 & 0 & L_{33} & 0 & 0 & L_{36} \\ L_{41} & 0 & 0 & L_{44} & 0 & 0 \\ 0 & L_{52} & 0 & 0 & L_{55} & 0 \\ 0 & 0 & L_{63} & 0 & 0 & L_{66} \end{bmatrix}.$$

Матрица  $R_T$  представляет собой диагональную матрицу активных сопротивлений фаз  $k$ -й обмотки.  $L_T$  – матрица собственных и взаимных индуктивностей фаз  $k$ -й обмотки.

Элементы матриц вычислены с помощью паспортных данных трансформатора.

Система уравнений, описывающих трансформатор, в матричном виде записывается следующим образом:

$$\underline{U} = (R_T + j\omega L_T) \cdot \underline{I}.$$

Внешние цепи, подключенные к трансформатору, рассматриваются в виде эквивалентного источника ЭДС с внутренним сопротивлением в виде эквивалентной нагрузки. С учетом внешних цепей система уравнений приобретает вид:

$$\underline{E} = (R_\Sigma + j\omega L_\Sigma) \underline{I}_\Sigma, \quad (4)$$

$$R_\Sigma = R_{\text{внеш}} + S_1 R_T,$$

$$L_\Sigma = L_{\text{внеш}} + S_1 L_T,$$

$$\underline{I}_\Sigma = S_2 \underline{I}_T,$$

где  $S_1$ ,  $S_2$  – матрицы переключений, преобразующие вектор токов и матрицы сопротивлений и индуктивностей;

$\underline{I}_\Sigma$  – искомый преобразованный вектор токов;

$R_{\text{внеш}}$ ,  $L_{\text{внеш}}$  – матрицы описывающие внешние цепи;

$R_\Sigma$ ,  $L_\Sigma$  – эквивалентные матрицы активных сопротивлений и индуктивностей суммарной модели.

Современные ДЗТ выполняются с тормозной характеристикой и дифференциальной токовой отсечкой, выполненной без торможения. В терминалах основных защит трансформаторов ООО «ИЦ «Бреслер» серии TOP 300 ДЗТ 5XX реализована тормозная характеристика, представленная на рис. 2.

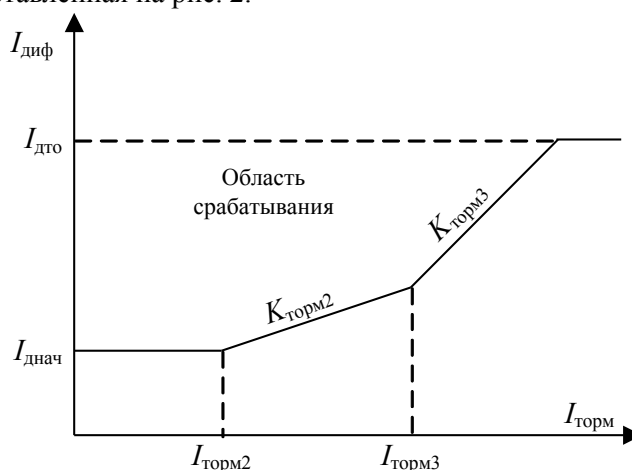


Рис. 2: Тормозная характеристика ДЗТ

При сравнении алгоритмов ДЗТ и ДЗОП рассматривались следующие режимы:  
– междуфазное КЗ на выводах НН фаз В и С;

– трехфазное КЗ на выводах НН.

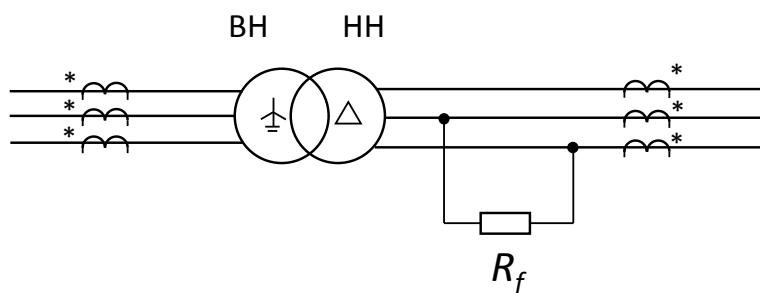


Рис. 1: Модель междуфазного КЗ на выводах трансформатора

Определялось максимальное значение  $R_{fmax}$ , Ом, при котором происходило срабатывание защиты, а также коэффициент чувствительности защиты  $K_\chi$  при металлическом замыкании ( $R_f = 0$ ).

Проверка чувствительности ДЗТ производится графическим способом, описанным в [6], при минимальном внутреннем токе КЗ.

Коэффициент чувствительности ДЗОП определяется по выражению

$$K_\chi = \frac{I_{\kappa min}}{I_{с.з.}}$$

где  $I_{\kappa min}$  – минимальное значение тока обратной последовательности в месте установки защиты при расчетном виде КЗ;

$I_{с.з.}$  – ток срабатывания защиты.

Уставки ДЗТ выбраны следующие:  $I_{днач} = 30\%$ ,  $I_{торм2} = 100\%$ ,  $K_{торм2} = 50\%$ ,  $I_{торм3} = 250\%$ ,  $K_{торм3} = 70\%$ ,  $I_{дто} = 600\%$ .

Уставка срабатывания ДЗОП по уровню тока обратной последовательности была принята равной 4%, по разности фаз –  $60^\circ$ .

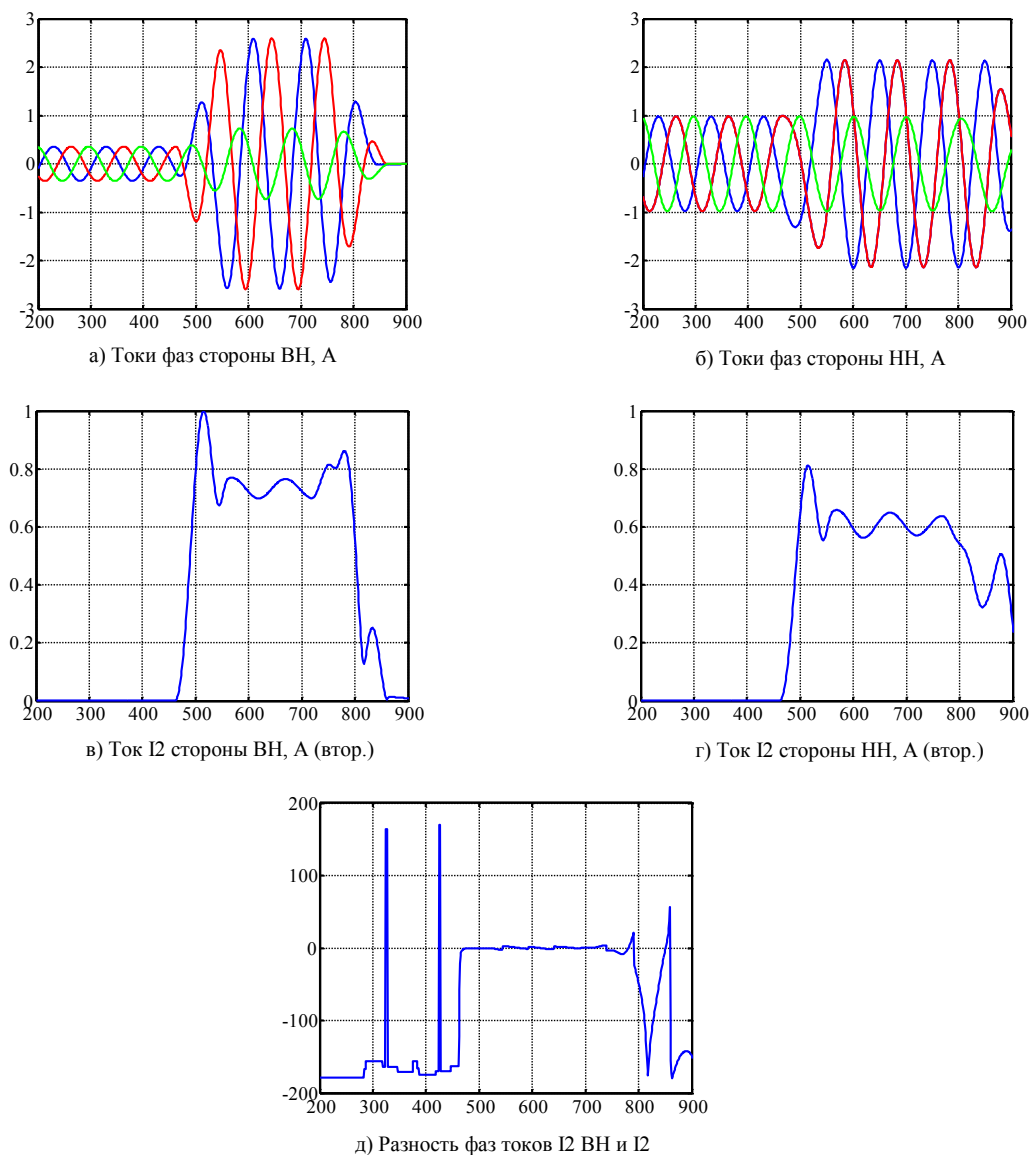
Эксперименты производились при 100% загрузке трансформатора и угле нагрузки  $\cos\varphi = 0.85$ . Результаты приведены в таблице 1.

	Междуфазное КЗ		Трехфазное КЗ	
	$K_\chi$	$R_{fmax}$ , Ом	$K_\chi$	$R_{fmax}$ , Ом
ДЗТ	19,62	144	16,22	71
ДЗОП	15,45	355	–	–

Табл. 1: Результаты проверки чувствительности

Результаты демонстрируют высокую чувствительность ДЗОП к переходному сопротивлению при несимметричном междуфазном КЗ. Однако при симметричных трехфазных КЗ в установившемся режиме алгоритм не срабатывает, ввиду принципа своего действия. Классическая ДЗТ срабатывает при обоих видах КЗ. Оба алгоритма удовлетворяют требованию по чувствительности [7] –  $K_\chi > 2,0$ .

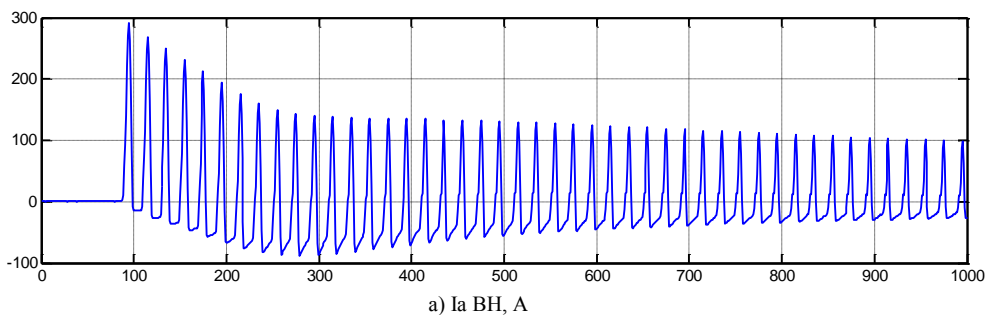
На рис. 3 представлена осциллограмма внутреннего КЗ, а также результаты её обработки – амплитуды токов обратной последовательности по сторон ВН и НН трансформатора и разность фаз между ними. По мере наступления короткого замыкания амплитуды токов обратной последовательности возрастают, разность фаз стремится к  $0^\circ$ . Можно сделать вывод, что короткое замыкание внутреннее.



**Рис. 3:** Осциллограмма внутреннего КЗ и ее обработка

Важным режимом для проверки работоспособности защит трансформаторов является режим броска намагничивающего тока (БНТ). Особенностью БНТ при включении трансформатора на холостой ход является наличие тока только в обмотках с питающей стороны.

На рис. 4 представлена осциллограмма токов стороны ВН при включении трансформатора и выделенный ток I2. Токи со стороны НН отсутствовали, поэтому на рисунке не приведены.



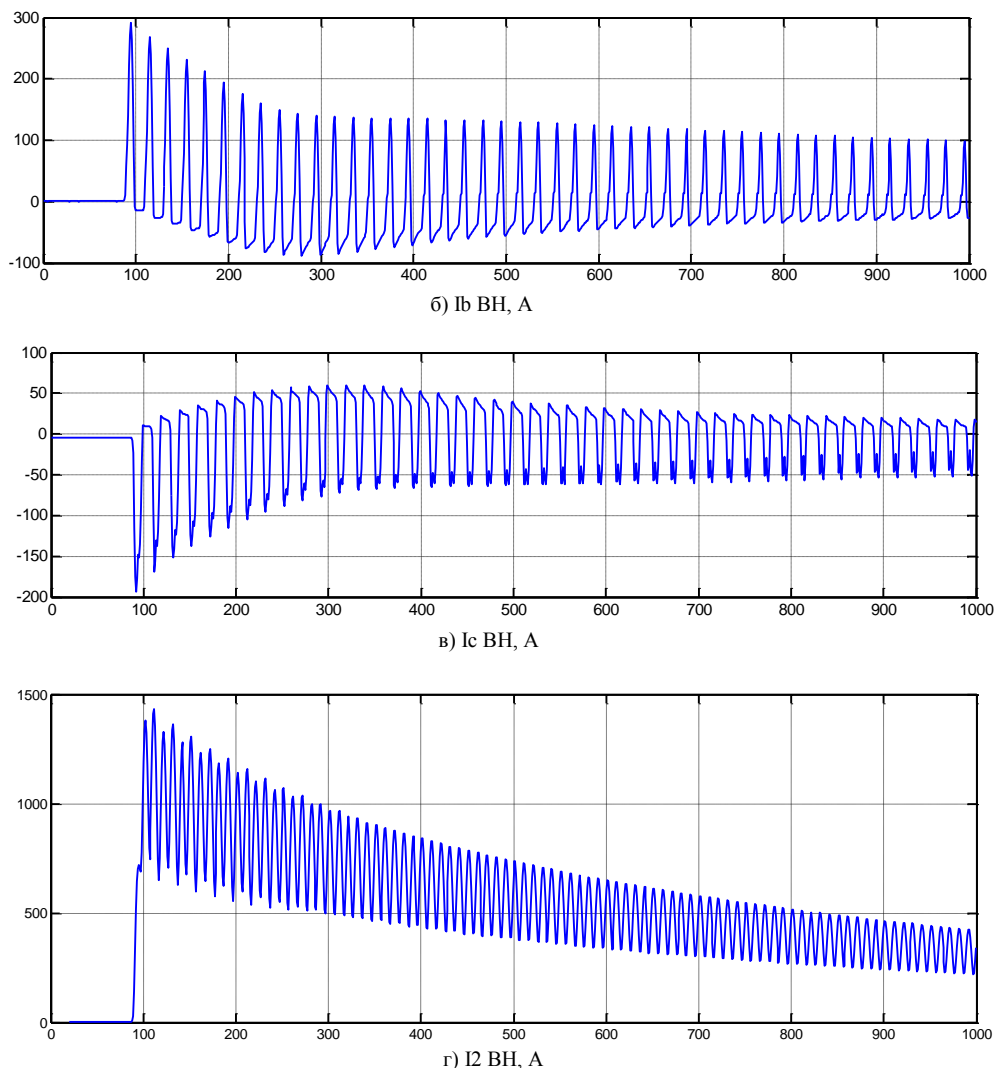


Рис. 4: Осциллограмма БНТ и ее обработка

Основные защиты трансформатора должны быть отстроены от режима БНТ, который может спровоцировать ложное действие защиты. В современных ДЗТ распространена отстройка от данного режима с помощью блокировки по относительному содержанию второй гармоники в токах.

Ввиду отсутствия токов стороны НН нет условий для срабатывания ДЗОП, таким образом, не требуется дополнительная отстройка от режимов БНТ при включении трансформатора на холостой ход.

### 3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования демонстрируют, что ДЗОП обладает достаточной чувствительностью к междуфазным замыканиям на выводах НН понижающего трансформатора. Немаловажным является факт того, что ДЗОП по принципу действия отстроена от БНТ, вызванных постановкой силового трансформатора под напряжения.

Способность принципа ликвидировать короткие замыкания подтверждены примерами осциллограмм реальных повреждений и результатами моделирования. ДЗОП обладает преимуществом в части простоты задания уставок срабатывания.

Однако ДЗОП неспособна полностью заменить ДЗТ, в том числе по причине нечувствительности к симметричным повреждениям, например, при включении заземляющего разъединителя выключателя.

Целью дальнейших исследований является работа алгоритмов ДЗОП и ДЗТ при витковых замыканиях в силовом трансформаторе.

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Gajic Z. Differential protection for arbitrary three-phase power transformers: Doctoral Dissertation. – Lund University, 2008.
- [2] Bastard P. A Transformer Model for Winding Fault Studies / P. Bastard, P. Bertrand, M. Meunier // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1994. – Vol. 9. – Issue 2. – P. 690-699.
- [3] Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.:Энергоатомиздат, 1989.
- [4] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.:Энергоатомиздат, 2007.
- [5] Руководство по эксплуатации. Описание функций защит терминала защиты трансформатора 110-220 кВ типа «ТОР 300 ДЗТ 5ХХ» АИПБ.65122.011-002 РЭ2.
- [6] Рекомендации по расчету уставок терминала защиты трансформатора 110-220 кВ типа «ТОР 300 ДЗТ 5ХХ» АИПБ.656122-002 РРУ. С. 11.
- [7] Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. – М.:Энергоатомиздат, 1987.



## S.4-2. Distance Protection Performance Analysis

**Abdelsalam Omar**  
**General Electricity Company**  
**Libya**

**Keywords**—distance protection, magnetizing inrush, power swing, dynamic model of protection relays, simulation.

### I. INTRODUCTION

**T**RADITIONAL analysis of protection system performance involves comparing phases (currents, voltages, impedances, etc.) against theoretical characteristics of the relay. In the case of a distance protection, a complex R/X plane impedance characteristic is normally used for this purpose. This approach is fairly simple and requires only knowledge of magnitude and phase of currents and voltages. In certain situations when secondary waveforms are distorted by higher-order or sub-harmonics, however it is possible to have an effect on the performance of the protection device.

The work presented herein is concerned with the impact of the transformer magnetizing inrush phenomena and power swing on the performance of the impedance-based protection relay. The study demonstrates how the relay 7SA511 respond to the distorted waveforms and power system disturbed.

#### A. Dynamic Relay Modeling

An accurate dynamic model of the relay is essential for detailed study of distance relay response. The methodology involves creation of the model based on available documentation [1]-[5], followed by an extensive validation tests in which the performance of the model is compared against the data obtained from actual devices numerical distance relay 7SA511(20samples/cycle), relay model block diagram is shown in fig.1, due to transient components as well as time delay caused by filter, the impedance's calculated by the relay algorithms do not converge directly to the fault distance even after data window occupies post fault values. After a fault, resistance and reactance loci calculated by the method described in [1], progress from an initial point to points corresponding to fault distance. As can be seen from algorithm, three sequential samples of data [current and voltage] are required for calculation. Thus, the evaluation of R relay model response during multiple fault which confirm correct fault type classified and fault direction. Fig7 show the relay model response for fast power swing.

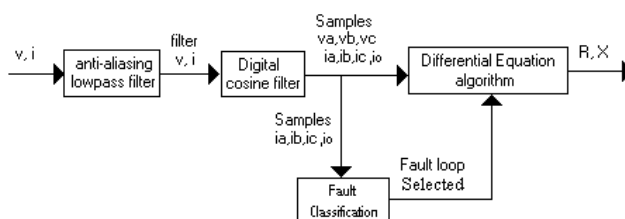


Fig.1 Distance Relay model block diagram

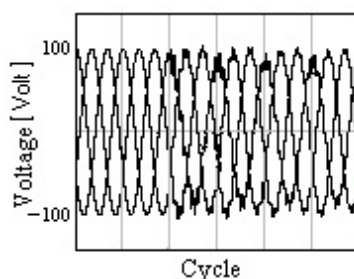




Fig.2. Unfiltered secondary voltage

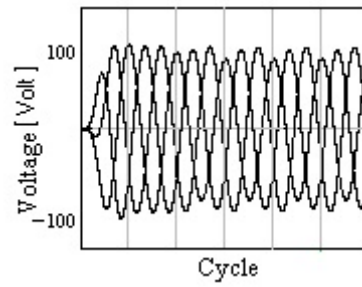


Fig.3. Voltage waveform filtered by anti-aliasing LPF

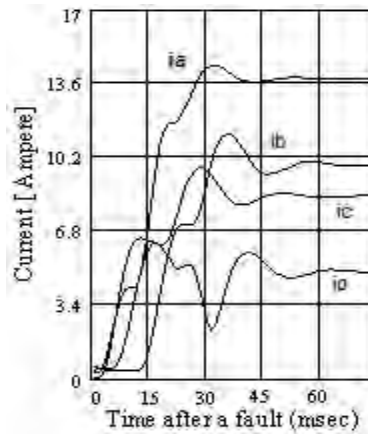


Fig.4. the output of digital cosine filter and average filter

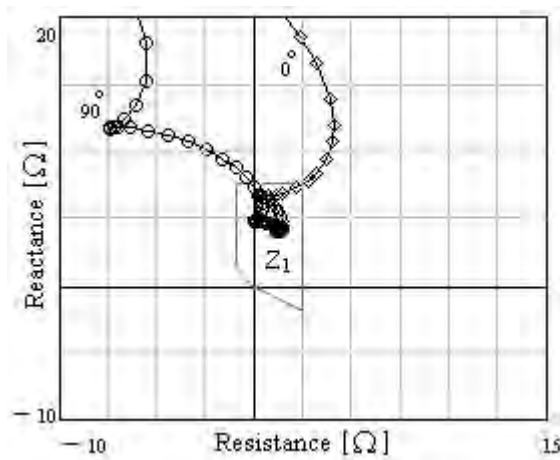


Fig.5. Impedance trajectories as seen by relay model for  $0^\circ$  and  $90^\circ$  fault inception angle

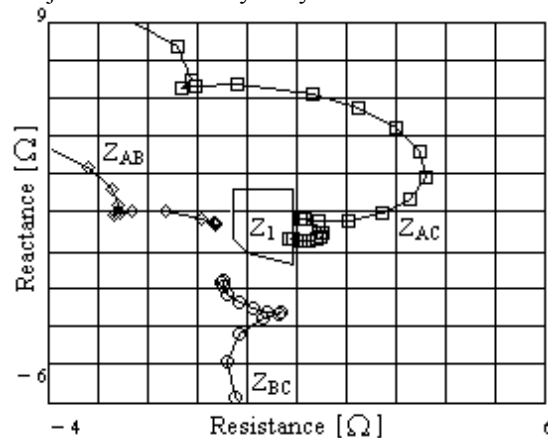


Fig.6. Impedance locus during multiple faults

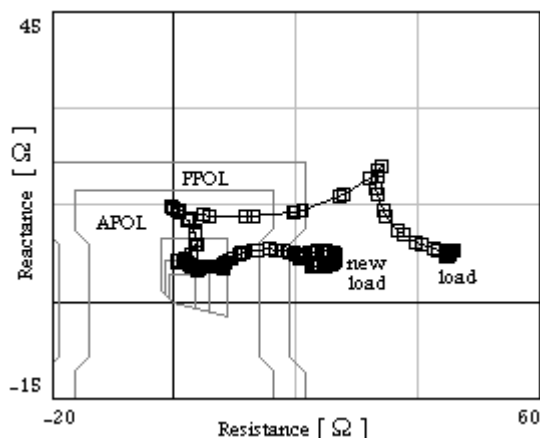
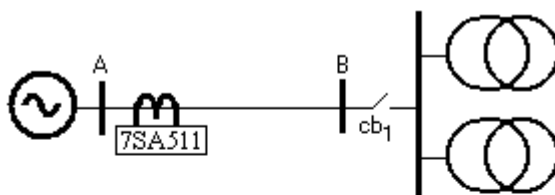


Fig.7. Impedance trajectories during fast power swing

### B. Magnetizing Inrush case study

Magnetizing inrush current occurs in power system when unloaded power transformers are energized. The current during first few seconds is relatively high and is distorted due to the effects of transformer core saturation. The case study was built using ATP/EMTP Program in order to simulate the inrush phenomena under realistic conditions. The system configuration and network parameters used for simulation are presented in fig.8. The worst case scenario was taken into account; i.e circuit breaker  $cb_1$  was closed at the zero voltage instant and residual flux in the core of transformers of negative nominal value ( $\Phi_n$ ). The current peak value obtained was 3827.3A. The simulation result is presented in fig.9. The simulated primary currents and voltages were subsequently converted into secondary values by means of the specially developed transducer models ( i.e., CT's and VT's based on [6]), secondary values of simulation results filtered by anti- aliasing low pass filters and average filter as shown in fig.10. and fig.11 respectively. The investigation was carried out in order to establish the impedance setting at which the relay starts “seeing” the inrush current within zone3 reach. Fig.12. show the impedance trajectory as seen by relay model during transformers inrush period. The impedance seen by relay model was within zone3 reach (22.4Ω).



System infeed:  
5.2GVA  
Line parameters:  
 $Z_1 = 0.09862 + j0.4112$  ohm/km  
 $Z_0 = 0.27590 + j0.9720$  ohm/km  
Transformers:  
 $S_N = 300MVA$ ;  $U_{1N} / U_{2N} = 220KV / 18KV$   
 $V_z\% = 19\%$ ;  $I_{inrushMax} = 5.15I_N$   
CT's ratio: 800/1  
VT's ratio: 220kv/110v

Fig.8. System configuration and data of case study

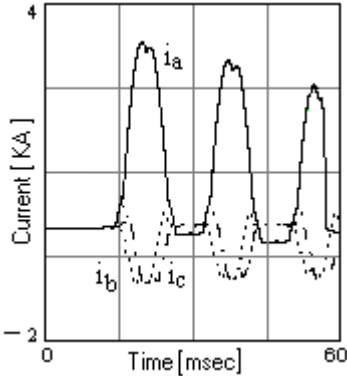


Fig.9.current inrush simulation results

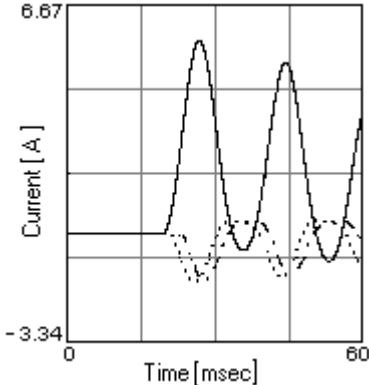


Fig.10.current wave form after filtered

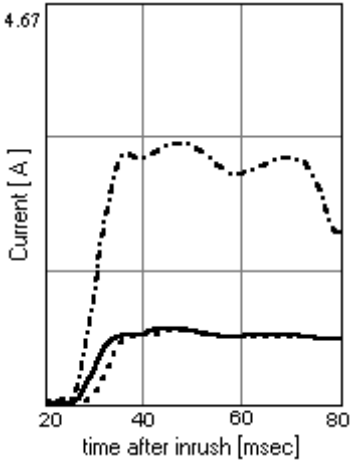


Fig.11 RMS Value of inrush current

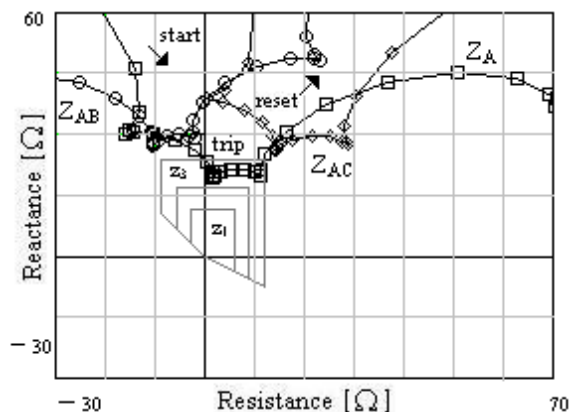


Fig.12. Impedance seen by distance relay model during transformers inrush

### C. Slow Power Swing Case Study

The work presented herein focuses on the impact of changes in the direction of the power flow due to the line switching. Such disturbance causes generators on the system to accelerate or decelerate to adapt the new power flow conditions, which in turn leads to slow power swing. The study concerning the impacts of slow power swing causes by sudden changes in power flow direction on performance of power swing blocking element setting of distance relay. Collecting an event of actual case slow power swing occurs in Libya East 220kv Network fig.13, the consequence of power swing, some GT's losses stability and trips by Generator and turbine protection. The swings were stay for a period of 2seconds. Oscillations are characteristic for phase currents and voltages as well are presented typically in fig.14, a typical impedance trajectories caused by sudden changes in power flow direction due to line switching shown in fig.15, The result of slow power swing causes the impedances measured by a distance relay to move away from normal load area into its power swing polygon [PPOL], starting characteristics polygon [APOP] and activates power swing blocking element to prevent relay tripping. The case study verified the validity of the algorithms of relay model and approved the settings of power swing blocking element of actual relay was satisfied.

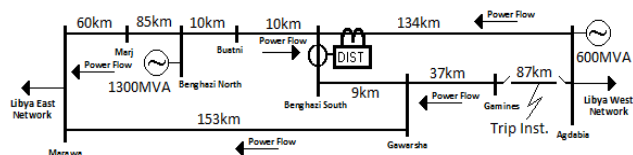


Fig.13. System Configuration

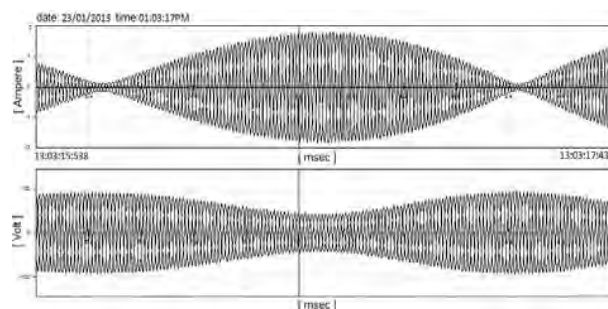


Fig.14. phase voltage and current at relay point during system slow power swing

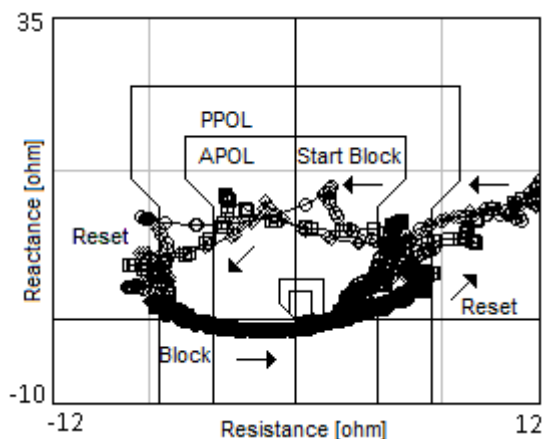


Fig.15. Impedance Trajectories during slow power swing as seen by relay model

## II. CONCLUSIONS

- 1- Simulation tests have been performed to demonstrate the operation of actual relay algorithm.
- 2- The impedances trajectories after fault were depends on fault inception angle, digital filter type and relay algorithm.
- 3- During transformers inrush phenomena the distance relays would see as a fault at zone3 reach, this limit will vary with system configuration, transformers capacity and magnetizing inrush scenario.
- 4- The relay model was successfully used to test power swing blocking element of actual relay algorithm.
- 5- For particular case study, the operating characteristics of power swing blocking element was secure correctly to detect big sudden changes in power system as well as oscillations, which appear during emergent system operating condition.

## REFERENCES

- [1] Arum G. Phadke, James S. "Computer Relaying for Power Systems", RSP.Ltd August 1994, pp. 118–131.
- [2] Chul-Hwan Kim, Mymy-Hee Lee, Raj K. Aggarwal, Allan T. Johns "Educational use of EMTP models for study of a distance relaying algorithm for protection transmission lines", IEEE Trans vol.15 No1, April 2000, pp.10.
- [3] W.D. Breingan, M.M. Can, T.F. Gallen "The Laboratory investigation of a digital system for the protection of transmission lines", Protective Relaying for Power Systems. Stanley H. Horowitz IEEE Press. copyright 1980.
- [4] Gerhard Ziegler "Numerical Distance Protection Principles and Application", July 1999, pp63-80
- [5] E.O. Schweitzer, Daqing Hou "Filtering for Protective Relays", Schweitzer Engineering, Laboratory, Inc Pullmann, Washington, Protective Relaying Conference-Atlanta, Georgia, 1993.
- [6] Ralph Folkers "Determine Current Transformer Suitability using EMTP MODELS", Schweitzer, Engineering, Laboratory, Inc Pullmann, Washington USA Copyright SEL 1999
- [7] A. Dysko, C. Booth, J.R. McDonald, A. Carter, "Protection System Performance Analysis using dynamic modeling methods". IEEE Power Engineering Review, May 2001, pp.54-55.
- [8] Abdelsalam Omar Ahmed Omar, "Distance Protection Performance Analysis using dynamic modeling methods", <http://www.scribd.com/doc/91623813104-Pap53,GCC CIGRE,Doha,Nov 2005>
- [9] Abdelsalam Omar Ahmed Omar, "Distance Protection Performance Analysis using dynamic modeling methods", LAICEE, March 2006, Tripoli, Libya, pp11-23.
- [10] Abdelsalam Omar Ahmed Omar "Distance Protection Performance Analysis using dynamic modeling methods", [http://www.cigre-gcc.org/Wp-content/.../10/Pap-84pdf\(study of the impact of power swing on Performance of distance relay\), gccigre, Doha Nov 2010](http://www.cigre-gcc.org/Wp-content/.../10/Pap-84pdf(study of the impact of power swing on Performance of distance relay), gccigre, Doha Nov 2010).

**Abdelsalam O.A. Omar** receives B.sc degree in Electrical Engineering from faculty of Engineering – Benghazi University 1988. He has been with General Electricity Company of Libya (GECOL), first as Control and Protection Engineer and then Head of Network fault analyst office since 2001, and as Manager of Protection Department of East Region since 2010. His work includes protection modeling of numerical relays. He has authors five short technical paper (AROC-CIGRE2004-Malaysia, GCCCIGRE2005-Doha, LAICEE2006, Tripoli, PEOCO2007-Malaysia



### S.4-3. Lessons Learned Through Commissioning and Analyzing Data From Ethernet Network Installations

**D. DOLEZILEK and J. DEARIEN**  
**Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.**  
USA  
[dave.dolezilek@selinc.com](mailto:dave.dolezilek@selinc.com)

#### KEYWORDS

Ethernet, wide-area network (WAN), local-area network (LAN), testing, commissioning, troubleshooting, problem solving.

#### 1 INTRODUCTION

Ensuring the correct setting and installation of Ethernet networks used for communications-assisted protection, safety, and automation is critical. Reconfiguration algorithms must detect internal network faults, enable hot-standby links, and redirect data flows, while remaining secure against delaying or damaging Ethernet packets. The ability to use shared bandwidth and to multipurpose Ethernet connections on microprocessor-based relays, controllers, and other digital devices has simplified physical installations, while complicating device settings and configuration. Many of these sensors, controllers, and communications network devices include better commissioning features and standalone tools than those available with older, traditional, standalone relays and devices. However, installation and commissioning remain complicated when the features and tools are not used or understood.

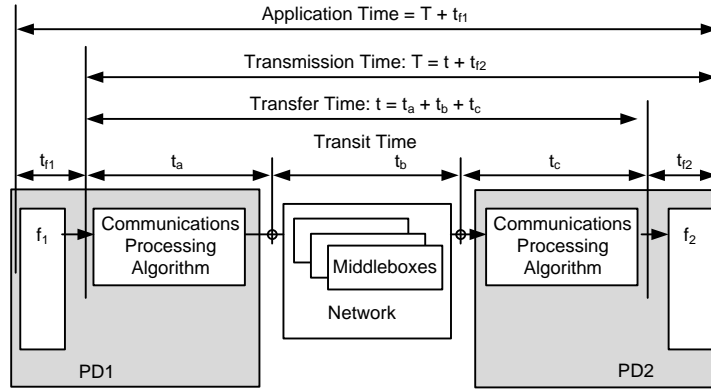
Installation and settings errors continue to be widespread, implying a need for more rigorous commissioning tests. IEC/TR 61850-90-4 network engineering guidelines [1] and other technical references describe the need to perform specific and measurable performance tests of Ethernet networks as part of each network design verification, then during factory acceptance tests, and finally at site acceptance.

Even with greater commissioning effort, occasional communications problems develop over time. These problems can best be resolved by analyzing application and communications performance data stored within the digital devices. In the interest of reducing communications misoperations, this technical paper shares practical lessons learned through experience with troubleshooting, diagnosing, and correcting in-service Ethernet networks. These examples are important for all users and designers of Ethernet communications to review because they represent mistakes that are easy to make, hard to diagnose, and difficult to correct after the fact.

#### 2 DIGITAL SIGNALING TRANSMISSION, TRANSFER, AND TRANSIT TIME REQUIREMENTS

Digital signal transmission time describes the time between the detection of signal status change of state in a publisher device, the subsequent publication of this signal in a digital message, and finally the recognition of that change of state in the logic in the receiver device. The transfer time specified

for an application is the time allowed for a signal or data exchange to travel through a communications system. IEC 61850-5 describes transfer time, shown in Figure 1, as the time between the action of communicating a value from the logic processing of one device to the logic processing within a second device as part of an application [2]. Transfer time includes the transit time and the time it takes to execute the communications-processing algorithm which encodes the message in the source physical device (PD) and decodes the message in the destination PD. The transit time is the time it takes for the message to travel through the communications network.



**Figure 1:** Application, transmission, transfer, and transit time based on IEC 61850-5

IEC/TR 61850-90-4 network engineering guidelines clarify performance requirements and test requirements. Of note, they simplify the discussion of transfer time requirements by documenting time classes for different types of messages and their associated transfer times, as shown in Table 1. These guidelines allow network engineers to accurately specify and design local-area networks (LANs) to satisfy a transfer time class without needing to understand the underlying protection and automation applications [1].

Transfer Time Class	Transfer Time	Application Example
TT0	>1,000 ms	Files, events, and log contents
TT1	1,000 ms	Events and alarms
TT2	500 ms	Operator commands
TT3	100 ms	Slow automatic interactions
TT4	20 ms	Fast automatic interactions
TT5	10 ms	Releases and status changes
TT6	3 ms	Trips and blockings

**Table 1:** IEC 61850 transfer time requirements [1]

The IEC/TR 61850-90-4 network engineering guidelines technical report defines latency of communication as the delay between the instant that data are ready for transmission and the moment they have been completely received at their destination(s) [1]. IEC 61850-5 describes the traffic recommendations specific to IEC 61850 [2]. It does not identify the other necessary traffic on the IEC 61850 Ethernet network for maintenance, telephony, video surveillance, and so on.

TT0 through TT6 in Table 1 illustrate time classes that satisfy different types of applications within a multipurpose communications network using protocols including those within the IEC 61850 standard. The IEC 61850 transfer time requirement for digital signals as part of a communications-assisted protection scheme is identified as TT6 in Table 1. IEC 60834 requirements for security, reliability, and dependability are met if the system meets the 3-millisecond transfer time 99.9999 percent of the time and has a delay no longer than 18 milliseconds for the remainder [3].

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

Questions that must be answered by engineers and technicians during design and commissioning include the following:

1. How do I verify that the Ethernet switches are configured properly for the signal message parameters?
2. How do I validate the time duration between a power system event and a subsequent mitigation reaction in a remote intelligent electronic device (IED)—representing the total signal application time—via an Ethernet signal application?
3. How do I validate the transmission time duration between the detection of an event in one IED and a subsequent mitigation reaction in a second IED?
4. How do I validate the transfer time duration between the publishing of a message in one IED and subsequent message processing in a second IED?
5. How do I validate the transit time duration of message delivery between IEDs?
6. How do I verify the impact of failure and reconfiguration on a hot-standby Ethernet network path for each of the previous questions?
7. Will the signal channel be affected if I expand the network?
8. How do I verify that all published Generic Object-Oriented Substation Event (GOOSE) messages are getting to each destination?

For each of these questions, network, protection, and automation engineers often ask: How would I know during the design phase? How would I know during a factory acceptance test? How would I know during on-site commissioning? How would I know as part of ongoing monitoring [3]? This paper promotes methods to test and diagnose the functionality and the performance of devices, LANs, and wide-area networks (WANs) to satisfy the reliability of packet delivery and the speed with which packets are delivered. Many other questions about the IEDs, protocols, and Ethernet message configurations that are equally important to signaling are outside the scope of this paper. Signaling via digital messages requires that specific engineering best practices be used during specification and design. Best practices to deploy Ethernet LANs are discussed in detail in [3] and include fast and efficient spanning tree algorithm processing in switches configured in a ladder topology.

Once these best practices are deployed in the design and construction of networks of IEDs to perform mission-critical applications, it becomes very important to also design methods to test and validate performance.

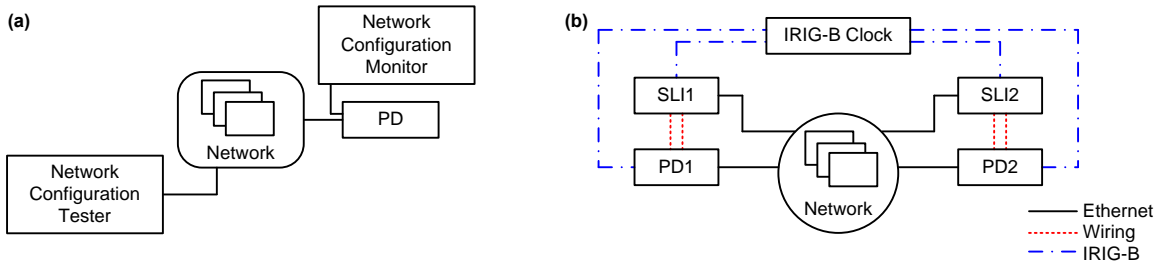
### **3 VERIFYING CORRECT LOCAL-AREA AND WIDE-AREA VIRTUAL LAN (VLAN) CONFIGURATION**

Before testing network performance, it is necessary to verify that the perimeter and backbone ports are configured correctly. For normal operation and for every failure mode, each perimeter port must demonstrate correct message ingress and egress. This test is performed via a network configuration tester and monitor, as shown in Figure 2a. Best practice is to connect the monitor to the second Ethernet port of the PD and configure the PD to pass through all traffic received on the first port out of the second port. If the PD does not support this capability, disconnect the network cable from the PD and plug in the monitor for the brief duration of the test. Every message configuration combination of the media access code (MAC) address and VLAN is published into the network, and the display shows which messages successfully egress each perimeter port [3]. This answers Question 1 from Section 2. For example, when the network tester publishes 150 unique GOOSE signal messages with VLANs from 1 to 150 into the network, the network switch configuration is verified via the network configuration monitor within seconds. The human-machine interface (HMI) on the network configuration monitor illustrates that the network correctly segregates traffic and only permits GOOSE signal messages that match the configuration of the in-service GOOSE and sampled value messages to egress the network to the PD.

Validation of each specific GOOSE exchange is performed by adding an annunciation function in the signal payload. This validation is performed by triggering annunciation at the subscriber to visibly illustrate success. This annunciation element is triggered via a pushbutton on the publisher IED and mapped to an LED or other display on the subscriber front panel. Witnessing the LED on the subscriber change as a result of the pushbutton on the publisher gives immediate confirmation that the signal exchange is configured correctly and that the network is configured to pass the message. This



test will succeed even if unwanted traffic is present. The network configuration monitor is necessary to confirm that no unwanted messages are allowed via the network configuration.



**Figure 2:** Network configuration tester and monitor topologies (a) and test network (b)

#### 4 VALIDATING ELAPSED APPLICATION TIME BETWEEN DETECTED EVENT AND RESULTING MITIGATION ACTION

The total signal application time duration between a power system event and a subsequent mitigation reaction performed by a remote IED (see Question 2) is measured using synchronized logic IEDs (SLIs). These SLIs are attached to laboratory and in-service systems to simulate power system actions and monitor IED reactions for test purposes. These SLIs have high-accuracy synchronization to an IRIG-B time source, create high-accuracy digital Sequential Events Recorder (SER) reports, and have time-synchronized logic processing. This time-synchronized logic makes time duration calculations and absolute time stamping more accurate than in protection IEDs (PIEDs) synchronized to the power system. The SLIs trigger logic precisely at the top of the second with 1-millisecond accuracy and, when synchronized to the same time source, they start test activities at precisely the same point in time regardless of geographic location [3].

Using synchronized logic, SLI1 in Figure 2b triggers a simulated power system contingency change of state via a contact output wired to a contact input on PD1 precisely at the top of the second. SLI2 starts a timer at the top of the second. After detecting a contact input, PD1 publishes GOOSE messages with change-of-state data and sends them to PD2, which then closes an output contact as a mitigation reaction. SLI2 detects the PD2 output as a contact input and stops the timer as the total signal application time duration. SLI timers experience error from 0 to 1 millisecond due to a 2-millisecond operating cycle and precision starts. For verification, the SLI1 output contact is also temporarily hardwired to SLI2, and the time duration between the two input contacts on SLI2 is separately measured to confirm the accuracy of the top-of-the-second timer in SLI2. This means that multiple SLIs can be distributed over any distance and create precise-time measurements via digital messaging alone when synchronized to the same time source. The typical duration of mitigation applications based on digital signal exchange and contact output action is measured to be less than 14 milliseconds, as seen in Table 2. This answers Question 2 in Section 2. Redundant GOOSE signal messages are published at periods of 4, 8, and 16 milliseconds after the initial GOOSE message resulting from the change of state. If the first published GOOSE signal message after the change of state is not delivered successfully, the redundant publication 4 milliseconds later triggers the mitigation output in less than 18 milliseconds. This burst of redundant signal messages ensures that the transfer is executed within the required 20 milliseconds even if the LAN experiences a failure that lasts 15 milliseconds. Methods to design and validate LANs to recover from failure within the maximum duration of 15 milliseconds are accomplished by way of the ladder topology [3].

Signaling Messages	LAN Recovery Time	Transfer Time	Application Time (Digital Input to Digital Output)
1st ( $t_0$ )	No failure	<3 ms	<14 ms
2nd ( $t_0 + 4$ ms)	<3 ms	<8 ms	<18 ms
3rd ( $t_0 + 8$ ms)	<7 ms	<12 ms	<22 ms
4th ( $t_0 + 16$ ms)	<15 ms	<20 ms	<30 ms

**Table 2:** Measured and calculated application time duration for a PIED with 2-millisecond operating cycle

## **5 VALIDATING SIGNAL TRANSMISSION TIME AS PART OF AN APPLICATION**

IED, SLI, and PD are abbreviations for computerized products that perform intelligent control and monitoring. PIEDs are devices that track the power system and whose clocks are synchronized to a time source, but their operating cycles are synchronized to the power system. Therefore, input measurements and signals are detected, time-stamped, and recorded as SERs at some unknowable time within the operating cycle. As a result, time-stamp accuracy varies from being exactly correct to being nearly one full operating cycle late. The end result is that the time stamps of inputs are inaccurate by 0 to 1/2 of an operating cycle. For PIEDs operating every one-eighth power system cycle, input errors vary from 0 to 1.04 millisecond for a 60 Hz system, and from 0 to 1.25 millisecond for a 50 Hz system. For PIEDs operating every one-quarter power system cycle, input errors vary from 0 to 2.08 milliseconds for a 60 Hz system, and from 0 to 2.5 milliseconds for a 50 Hz system. The output time-stamp error for both PIEDs is zero because the operating cycle processes the output and the time-stamp function consecutively in the code. Unfortunately, because the starts of the operating cycles in the source PIED and in the destination PIED are not perfectly synchronized, SER records contain errors relative to absolute time as well as to each other. SLIs that are designed to correctly compensate for the time duration of input measurements and to operate at a 2-millisecond cycle will time-stamp the inputs accurately.

Transmission time duration, as shown in Figure 1—where the PDs are actually PIEDs—is calculated as the time difference between the time stamp in the SER for the contact input detection in PD1 or SLI1 and the time stamp in the SER of the signal reception in PD2 or SLI2 in Figure 2b. When an external trigger is synchronized to the top of the second, the error in the transmission time duration based on the delta time stamp method includes a physical input time-stamp processing error on the publisher and a digital message processing time-stamp error on the subscriber. The application time test is performed via an additional application timer test element in the actual signal GOOSE message. Using the actual signal GOOSE message provides vital performance information and acts as a persistent confidence check. The application timer test element provokes an SER in the subscriber and is used to trigger subscriber logic to publish a return GOOSE message that contains a second application timer test element. IEEE refers to this as a ping-pong test, but it uses GOOSE messages rather than a ping command. Ping time is the duration of one direction, and pong time is round-trip.

Although the method of using SER time stamps to calculate transmission time is useful and relatively easy, the error introduced by the asynchronous processing cycles is statistically large compared to the expected values. Therefore, with existing IEDs, it is possible to get an accurate understanding of application times, but it is not possible to get a precise time duration calculation. The time duration calculations within the PIEDs have enough accuracy to confirm when the applications are working correctly and—more importantly—when they are not. Interestingly, error values are the same for the test case where the transmission time duration is calculated by a timer in SLI2 and PD2. SLI1 and PD1 are triggered by internal logic to publish a test GOOSE signal at the top of the second each minute. As described in the SER test method, this is best done via an additional test element in the actual signal GOOSE message. A timer is started at the top of the second of each minute in SLI2 and PD2 logic and is stopped upon receipt of the test GOOSE signal from SLI1 and PD1. This test case can run permanently and act as a system self-test. These measured values are monitored, and if the transmission time exceeds a threshold value, an alarm is sent to supervisory control and data acquisition (SCADA) and displayed on the IED front panel, and an email is sent to a technician. This is an automatic method to answer Question 3 in Section 2. This can only be confirmed in real-time and in an ongoing fashion, as required by the network engineering guidelines via self-test mechanisms in the IEDs [1].

For IEDs that are not capable of starting logic based on clock time, such as top-of-second, it is necessary to use a variation of the IEEE ping-pong test to calculate, rather than measure transmission time. In this test, an additional test element in the actual signal GOOSE message or a separate GOOSE message is published, and a timer is started in SLI1 and PD1. SLI2 and PD2 are programmed to immediately publish a pong test signal message of their own in reaction to receipt of a test signal from SLI1 and PD1. Using this method, the round-trip transmission time is the result of the timer stopping in SLI1 and PD1 when they receive the pong test signal from SLI2 and PD2. This round-trip time is referred to as the pong transmission time, and the time divided in half is the ping transmission time, which is an approximation of a single-direction signal transmission time. The ping-pong transmission

time calculation is also done automatically in IEDs capable of top-of-second logic execution in order to perform a real-time signal application self-test. For each of these tests, the change of state is controlled automatically for repetitive testing of large numbers of samples or by a front-panel pushbutton on an IED for in-service samples. This method is an automatic and constant way to calculate an answer for Question 3 in Section 2.

## **6 VALIDATING SIGNAL TRANSFER TIME AS PART OF AN APPLICATION**

Transfer time, as seen in Figure 1, is not directly measurable in IEDs because they do not time-stamp the receipt of messages, but rather their logical reaction to the contents. Therefore, transfer time is actually a calculated value equal to the transmission time minus the duration of the IED processing cycle. This is done manually with the transmission time calculated using the SER method or automatically in the logic of the IEDs performing the ping-pong test. This calculation answers Question 4 in Section 2.

Keep in mind that when additional traffic is allowed on the perimeter ports, it also affects processing in the IEDs.

## **7 VALIDATING SIGNAL TRANSIT TIME AS PART OF AN APPLICATION**

Transit time, as seen in Figure 1, is not directly measurable in IEDs because IEDs do not time-stamp when messages enter and leave the LAN. There are sophisticated and expensive test tools that are used to measure transit time. However, with knowledge of Ethernet switching methods, transit time can be easily calculated to answer Question 5 in Section 2 [3]. Be aware, however, that analyzer tools based on nondeterministic operating systems, such as Microsoft® Windows®, capture data but the time-stamp accuracy varies widely regardless of the apparent resolution, and the tools are not useful for latency and duration measurements.

It is most important, however, to understand the change in transit time, if any, as a result of LAN failure and recovery. Hundreds of thousands of failure scenarios have been tested that provide enough data to answer Question 6 in Section 2 [3]. When using a ladder topology, the longest path that a GOOSE message travels includes two perimeter cables at 100 Mbps, three switches, and two backbone cables at 1 Gbps. Meanwhile, other Ethernet traffic is segregated so that it does not have an effect. Transit time through a correctly operating ladder topology LAN is 30 microseconds. The time to recover from failure modes varies from 1 millisecond to less than 15 milliseconds, depending on the type and location of the failure. Therefore, transit time is calculated to vary from 30 microseconds to 15 milliseconds. However, if the LAN is based on any other design, such as a ring, transit time cannot be calculated due to the influence of other Ethernet traffic, and it needs to be tested. Reconfiguration of any other topology is much longer than 15 milliseconds for every type and location of failure. To know the reconfiguration time, it is necessary to test each possible failure scenario after installation. For non-ladder LAN topologies, on-site testing after each topology change is necessary to answer Questions 6 and 7 in Section 2. However, the elegant design of the ladder topology creates an answer for both questions that does not change as the network grows and changes.

## **8 VALIDATING CORRECT DELIVERY OF ALL GOOSE SIGNAL MESSAGES**

The only accurate way to monitor the correct delivery of GOOSE signal messages is to keep track at the receiver. The construction of the GOOSE message includes sequence numbers and state numbers to communicate when data changes and to uniquely identify each consecutive message. Each subscriber IED must monitor these parameters and record any abnormalities in signal message delivery. Figure 3 illustrates subsets of internal IED diagnostic reports that provide information on the subscription activity to a GOOSE signal application as well as an 87L application. These internal diagnostics provide the answer to Question 8 in Section 2.

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

<p>(a)</p> <pre> Accumulated downtime duration      : 0000:00:00 Maximum downtime duration          : 0000:00:00 Date &amp; time maximum downtime began : 07/13/2012 Number of messages received out-of-sequence(OOS) : 0 Number of time-to-live(TTL) violations detected : 1 Number of messages incorrectly encoded or corrupted: 0 Number of messages lost due to receive overflow : 0 Calculated max. sequential messages lost due to OOS: 0 Calculated number of messages lost due to OOS : 0 </pre>	<p>(b)</p> <pre> 87L APPLICATION STATUS High Lost Packet Count (v) High Latency (y) High Asymmetry (z) Round-Trip Delay (ms) (aa) Transmit Delay (ms) (bb) Receive Delay (ms) (cc) Asymmetry (ms) (dd) Lost Packet Count 40s (ee) Lost Packet Count 24hr (ff) </pre>
--	--

**Figure 3:** Internal IED GOOSE reception diagnostics (a) and 87L packet exchange diagnostics reports (b)

## 9 TROUBLESHOOTING AN IN-SERVICE SYSTEM EXPERIENCING GOOSE PROBLEMS

### 9.1 Understanding the Symptoms

While commissioning an upgrade to an in-service network, it was found that wide-area-distributed communications-assisted remedial action schemes (RAS) were operating less quickly than they had previously. These mission-critical applications were performed via GOOSE messages traveling from a detection device to a mitigation device over fiber-optic channels among substations hundreds of kilometers apart. The system upgrade included adding time-division multiplexers at each substation plus an additional centralized RAS.

### 9.2 Diagnosing Traffic Among Mitigation Devices

During the network upgrade, the GOOSE reception diagnostics report (as shown in Figure 3) immediately indicated that not all expected GOOSE messages were being received. This was made evident from error codes, on time to live expired, and messages received out of sequence, which meant some messages were not being received by the mitigation devices. At this point, it was necessary to determine if the GOOSE messages were not being published by the source IED, not being delivered by the network, or not being received by the destination IED. Because the source IED and destination IED had not changed, and because communications had been normal previously, the new network was investigated first. By using Wireshark<sup>®</sup>, it was quickly discovered that new and unexpected traffic patterns existed at each substation. Previously unseen distributed RAS GOOSE messages from neighboring stations were now visible in addition to new centralized RAS GOOSE messages from the control center. Best engineering practices require that the last octet of the MAC address and the VLAN identifier match and be unique from any other GOOSE message and that they be used to prevent these messages from entering LANs and LAN segments where they do not belong. It was determined that this additional traffic was interfering with the distributed RAS GOOSE messages.

The unwanted distributed RAS messages had been segregated from the substation networks with the previous wide-area communications, but they were now being allowed on local network segments where they did not belong. The unwanted centralized RAS messages had been newly added to the system, but they were being incorrectly delivered to local network segments where they were not needed.

Other centralized RAS messages were being correctly delivered to the local network segments, as identified by their MAC addresses and VLAN identifiers. However, the timing and frequency of these messages were unexpected.

### 9.3 Troubleshooting the Network to Identify Root Cause of Unexpected GOOSE Traffic

The Wireshark captures revealed that the previously designed VLAN segregation was no longer working, which pointed to the new WAN multiplexers that were found to have incorrect settings for VLAN management. Once corrected, all of the unexpected distributed RAS GOOSE messages were correctly blocked, but the unneeded new centralized RAS GOOSE messages were still present on the network. Careful examination of the messages using Wireshark illustrated that these centralized GOOSE messages had been incorrectly configured to use the same VLAN tags as other system GOOSE messages. This caused the WAN to deliver needed distributed RAS GOOSE messages and unneeded centralized RAS GOOSE messages to a substation LAN because they each had the same VLAN configuration. Once these centralized RAS GOOSE messages were corrected so that all GOOSE messages in the system had unique VLANs, messages were correctly segregated and only delivered to the LANs where they were needed.

Next, by reviewing Wireshark, it was observed that after the VLAN management was corrected, new centralized RAS GOOSE messages were being correctly delivered to perform infrequent low-speed analog set point changes. However, the messages had inadvertently been configured to be sent in a very rapid burst after a set point was changed and to be repeated often. This was unnecessary and actually saturated the WAN GOOSE links because the messages were so large. Once the publication schedule was engineered to match the type of data being delivered, the WAN link saturation was corrected.

Finally, a review of the bandwidth provisioning of the WAN GOOSE links revealed that the links were too small to meet the speed criteria for GOOSE delivery. Bandwidth is often mistakenly provisioned based on throughput when networks are designed for information technology (IT) purposes. Throughput provisioning is typical and adequate for business information and often for slow SCADA systems as well. However, the throughput provisioning method calculates bandwidth by considering the total number of bits in all the messages that need to be delivered each second as bits per second. Using this method, IT staff often incorrectly provision bandwidth to be only large enough to pass the number of bits in a GOOSE message within a second, considering this as bits per second. The flaw in this method is that it creates bandwidth that may take up to a full second when delivering a GOOSE message. Operational technology (OT) methods instead calculate bandwidth based on the required speed as the number of bits in the GOOSE message divided by the required transit time. The required protective GOOSE transit time is typically 1 millisecond, which means that the bandwidth is calculated by dividing the number of bits in a GOOSE message by 1 millisecond.

In this case, once it was correctly configured, the WAN time-division multiplexing system correctly and quickly delivered all of the distributed and centralized RAS GOOSE messages in addition to all of the other substation communications.

## **10 TROUBLESHOOTING GOOSE PROBLEMS DURING COMMISSIONING**

### *10.1 Understanding the Symptoms*

During commissioning of a substation system previously staged in the factory, the system began experiencing GOOSE message quality failure. By definition, the message quality of GOOSE subscriptions is set to failed if GOOSE messages are lost, late, corrupted, in test mode, or if the configuration is changed. It was suspected that many types of Ethernet packets were being lost in the network, but only the GOOSE packet loss was being detected. These losses were only being detected by IEDs with correctly functioning message quality monitors and alarms that alerted the technicians. The system had been tested in the factory with an Ethernet network configured by the application design team. However, the customer had contracted a separate IT group to provide and configure the substation Ethernet network. The application design OT engineers were asked to install and commission the substation IEDs, controllers, and computers by using the IT-installed Ethernet network. Because the IT Ethernet network providers did not fully understand IEC 61850 messaging, IEEE 802.1p packet priority, or IEEE 802.1Q VLAN segregation, the network was incorrectly and incompletely configured. The IT Ethernet network provider installed and tested Layer-3 addressing, ping command message exchange, and spanning tree reconfiguration. However, the network was not configured for the pre-engineered OT IEEE 802.1Q VLAN management. Ping command messages are unique and not used in the substation systems, so testing with them is not useful and provides false confidence of performance. The spanning tree reconfiguration needed to be tested using true GOOSE messages to confirm failover times for protection speeds, which is also often misunderstood by IT Ethernet designers. After the OT application engineers correctly configured the IEEE parameters for priority and VLANs, the PIEDs still showed failed GOOSE message quality.

### *10.2 Diagnosing the Network*

Similar to the process described in Section 9.2, GOOSE reports immediately indicated that not all of the expected GOOSE messages were being received. Again, in this system it was necessary to determine if the GOOSE messages were not being published by the source IED, not being delivered by the network, or not being received by the destination IED. Because the source IED and destination IED had not changed, and because communications had been normal during factory testing, the new network was investigated first.

### *10.3 Troubleshooting the Network*

A typical GOOSE exchange publisher and subscriber pair of IEDs that were experiencing failures were chosen. A test IED was also configured to subscribe to the same GOOSE messages being published. The application subscriber IED was put into pass-through mode so that all traffic received on the primary Ethernet port would pass through the second port, which was cabled to the test IED. The test IED showed the same missing packet behavior. Next, the test IED was directly connected to the publisher relay and it was discovered that no GOOSE messages were reported missing.

The GOOSE packets passed through four consecutive Ethernet switches with Switch 1 connected to the publisher IED, Switch 4 connected to the subscriber IED, and two others located between them. The test IED was moved and connected to the link between Switches 3 and 4, and the GOOSE reception diagnostics report, shown in Figure 3, revealed dropped packets. This was repeated for the links between Switches 2 and 3 and between Switches 1 and 2 with the same results. This troubleshooting method revealed that the messages were being correctly published to a directly connected subscriber IED, but some were being dropped if a single IT-provisioned Ethernet switch was located between the two IEDs. Careful comparison of the switch port settings revealed that the IT Ethernet designers had disabled auto-negotiation on the IED ports. Though the auto-negotiation setting exists, it should never be used. Auto-negotiation not only checks for speed settings but also duplex and crossover settings. Because auto-negotiation in the IT Ethernet was disabled, the IED was unsuccessful in performing auto-negotiation to the switch, but it was successful when directly connected to the test IED. Per clause 28 of the IEEE 802.3 standard, if auto-negotiation is not performed or if it fails, the IED port defaults to half-duplex. A common performance issue on 10/100 Mb Ethernet links occurs when one port on the link operates at half-duplex while the other port operates at full-duplex and packets are dropped due to the mismatch. Both sides of a link should have auto-negotiation enabled to be compliant with IEEE 802.3u.

Once auto-negotiation was enabled on the Ethernet switches, the subscriber GOOSE reception diagnostics report verified 100 percent GOOSE packet delivery.

## **11 CONCLUSION**

Communications problems due to intermittent network saturation are tricky to find and difficult to fix. Finding them requires an understanding of what is likely to be happening and the ability to decide where to perform network analysis. An understanding of what causes these problems helps ensure that all testing is performed and that all appropriate measures have been taken to prevent problems caused by high-traffic events.

Simple tools, application and test IEDs, and very specific network test devices play an important role in Ethernet network performance testing. IED features should be deployed for acceptance testing and ongoing monitoring of application behavior. However, Ethernet network reconfiguration testing requires new special-purpose test devices to verify configuration and performance. These devices must be configurable to use enough resolution and accuracy to measure true performance and automatically trigger link loss and bridge failure to collect statistically meaningful results. Also, they must use appropriate technology to verify network behavior for the specific signal message types, such as multicast GOOSE messages [3].

## **REFERENCES**

- [1] IEC/TR 61850-90-4, Communication Networks and Systems for Power Utility Automation – Part 90-4: Network Engineering Guidelines.
- [2] IEC 61850-5, Communication Networks and Systems for Power Utility Automation – Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models.
- [3] S. Chelluri, D. Dolezilek, J. Dearien, and A. Kalra, “Understanding and Validating Ethernet Networks for Mission-Critical Protection, Automation, and Control Applications,” March 2014. Available: <https://www.selinc.com>.



## С.4-4. Качественное тестирование как залог надежной работы системы РЗА

**Н.М. Александров**  
**НПП «Динамика»**  
**Россия**

[nickdynamics@gmail.com](mailto:nickdynamics@gmail.com)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

РЗА, тестирование, автоматизация

### ВВЕДЕНИЕ

Одной из наиболее важных составляющих надежной работы системы РЗА является её качественная и полноценная проверка на всех этапах от разработки до внедрения, и далее периодически во время работы.

Виды испытаний УРЗА – квалификационные, сертификационные, аттестационные, прямо-сдаточные, периодические и др. Процедура проверки и тестирования на каждом из видов испытаний в различной степени отличается друг от друга. Можно выделить несколько различных подходов к тестированию – как «черный ящик» и «белый ящик», а также тестирование «сверху-вниз» и «снизу-вверх». Подробнее об этом рассказано в [1].

В настоящее время на энергообъектах России применяется большое разнообразие устройств РЗА отечественных и зарубежных производителей. Доля микропроцессорной техники растет с каждым годом. Необходимость релейного персонала в изучении большого количества документации и обучение работе с МП терминалами увеличивается, поскольку часто приходится работать с устройствами разных производителей. Несмотря на то, что в настоящее время многие производители УРЗА имеют свои лицензированные учебные центры, не все пользователи имеют возможность пройти обучение работе всему оборудованию, находящемуся в эксплуатации, поэтому одной из задач, которые мы ставим перед собой – упростить процесс тестирования, повысив при этом его качество.

### СПОСОБЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕСТИРОВАНИЯ

В настоящее время большая часть проверок проводится в ручном режиме, по тем же методикам, что действовали для электромеханических реле и панелях. Данный подход, хотя и кажется простым, значительно усложняется при проверке шкафов с двумя или более МП терминалами.

С целью уменьшения времени проверки и повышения качества проведения испытаний и периодического тестирования в настоящее время предлагаются следующие методы автоматизации:

1. Автоматическая проверка устройства по органам защиты (I, U, Z, P и т.д.)
2. Автоматическая проверка терминала
3. Автоматическая проверка шкафа с одним и более терминалом
4. Автоматическая проверка системы РЗА в целом

Каждый из предложенных подходов представляет собой отдельное самостоятельное решение. Если автоматизация по пункту 1 является универсальной для всех устройств, то решения по пунктам 2-4 являются самостоятельными, а в большей части уникальными –

программа автоматизированной проверки для одного терминала или шкафа не может быть применена для проверки устройства другого типа (особенно другого производителя).

Абсолютно все проверочные устройства и комплексы предоставляют возможность ручной проверки. Большинство из них также предлагают средства автоматической проверки отдельных функционально законченных элементов защиты или простых реле. Еще меньше устройств имеют возможность автоматической проверки всего устройства целиком.

Говоря о нашем предприятии, мы применили в своих устройствах несколько подходов к автоматизации процесса проверки, они известны всем пользователям наших устройств.

Первый подход – автоматизация проверки устройств по органам. Данный подход позволяет автоматически проверить реле или отдельный орган микропроцессорного терминала с формированием протокола. Он удобен при разработках устройства РЗА и при тестировании отдельно по органам. В подходе используются типовые методы измерения параметров. Достоинства этого метода – простота и универсальность. Недостатки очевидны – необходимость отдельной проверки элементов защиты, формирования единого протокола, глубокие познания в работе проверяемого устройства. Часть недостатков мы попытались устранить, предложив пользователям самим составить сценарий проверки устройства из отдельных стандартных модулей (программа «Генератор тестов»).

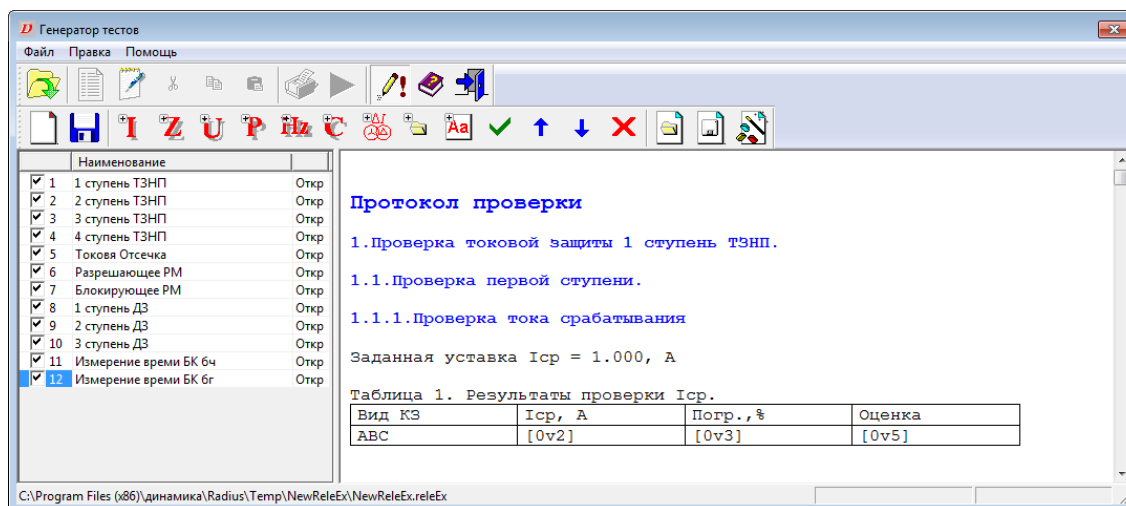


Рисунок 1– Генератор тестов

Второй подход – автоматизация проверки устройства РЗА, как единого программно-аппаратного комплекса. Данный подход реализован в ряде модулей, получивших название «спец. программы». В данном случае проверка осуществляется с подходом к устройству, как к «черному ящику» [1]. Это значит, что входными параметрами программы являются уставки терминала, схема подключения. Выходным результатом является готовый протокол проверки устройства. После сборки схемы, проверка протекает с минимальным участием пользователя. Достоинство подхода – полная автоматизация тестирования, проверка уже сконфигурированного терминала, единый протокол проверки. Слабые стороны данного подход:

- наличие большого количества типоразмеров терминалов и их постоянная модернизация требуют постоянного совершенствования программы;
- подход неприемлем для систем с гибкой логикой из-за ограничения, связанного с невозможностью получить текущую логику;
- для некоторых устройств необходимо менять настройки терминала в ходе проверки, поэтому не исключается «человеческий фактор»;
- в конечном счете, тестирование сводится к проверке шкафа, а не только терминала. В шкафу может быть до 3-х терминалов, следовательно программ получается 3;
- программы создаются под типовое решение, но если проверяемое устройство будет от него отличаться, что бывает довольно часто, то часть проверок придется проводить вручную.



Данный подход успешно используется пользователями и хорошо зарекомендовал себя, о чем свидетельствует более чем 10-летний опыт эксплуатации. Однако, как видно из выводов, данный подход не идеален.

Третий подход - автоматизация тестирования самими производителями устройств РЗА с помощью специального языка программирования РЕТОМ-МАСТЕР. Этот язык (и аналогичные ему) позволяет использовать все возможности проверочного устройства. С его помощью пользователь может составить свою программу проверки для любого проверяемого устройства. Также производитель может интегрировать программу управления своим МП терминалом и сделать проверку максимально автоматизированной. Среди российских производителей есть примеры удачного опыта автоматизации по данному подходу

Преимущества данного подхода очевидны – возможность полной автоматизации и гибкость. Единственным недостатком является необходимость наличия навыков программирования на специальных языках.

В этом году наше предприятие представляет новый подход к автоматизации тестирования. Он представляет собой некоторую надстройку над командами языка РЕТОМ-МАСТЕР, которая позволяет создавать программы и сценарии автоматической проверки без знания специальных языков программирования. В настоящий момент этот продукт носит название «ТЕСТ РЗА». Он включает в себя все преимущества подходов и лишен большинства недостатков.

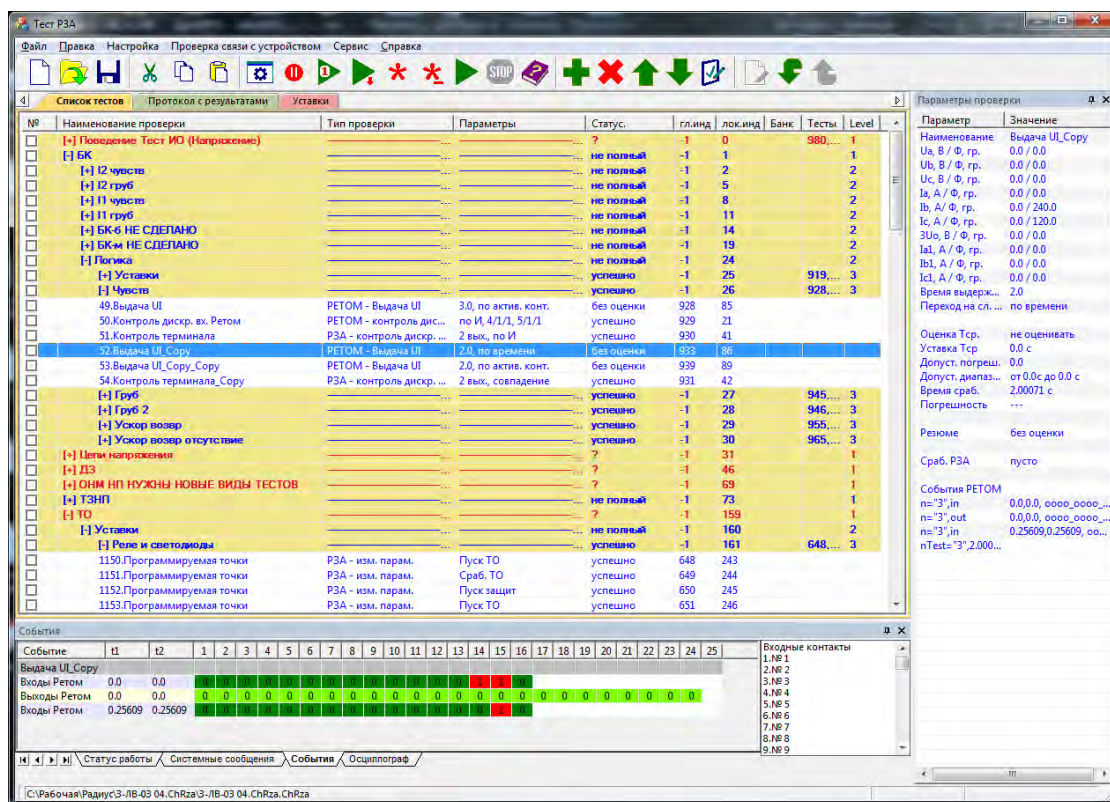


Рисунок 2 – Программа ТЕСТ-РЗА

В программе имеется набор типовых средств и стандартных процедур для тестирования устройств РЗА, реализована система контроля полученных результатов с возможностью их пересчета и сравнения с заданными параметрами. Программа «ТЕСТ-РЗА» предназначена в первую очередь для производителей устройств РЗА. Её применение позволит автоматизировать и, следовательно, упростить процесс тестирования при разработке и изготовлении, а передача готового сценария потребителю позволит избежать влияния человеческого фактора при проверке. Объем, последовательность действий, форма протокола проверки – всё это будет

заложено разработчиков, и это уменьшит количество разногласий с наладочными и эксплуатирующими организациями при тестировании.

В данной программе также заложены возможности чтения уставок и настроек из проверяемого устройства, а также управления им. Однако для привязки к конкретному производителю необходимо и их вмешательство. На настоящий момент один из отечественных производителей уже успешно организовал данную связь и использует её для проверки устройств собственной разработки.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОНТРОЛЬНОГО ВЫХОДА И ПРОВЕРКА МЕТОДОМ ВЫСТРЕЛОВ

Существуют устройства, которые проверяются с использованием контрольных выходов, т.е. реакция на входные значения переадресовываются не на назначенный дискретный выход, а на, так называемый, контрольный. Это значительно упрощает схему подключения, а также саму проверку, поскольку можно вывести на этот выход не только сигнал срабатывания защиты, но и сигнал пуска защиты. Что касается данного подхода – он устраивает как производителя, так и пользователя, поскольку сам производитель гарантирует правильную работу устройства в соответствующих аттестационных организациях и комиссиях.

При таком подходе обычно используется проверка выстрелами, т.е. не производится поиск уставки с определенной заданной точностью, а проверяется, срабатывает защита или нет при определенных заданных параметрах. Это значительно ускоряет процесс проверки. На примере дистанционной защиты можно сказать, что на каждом угле проверяется лишь 2 точки (рисунок 3), вместо 10-20 или более при поиске уставки с заданной точностью (в зависимости от метода поиска).

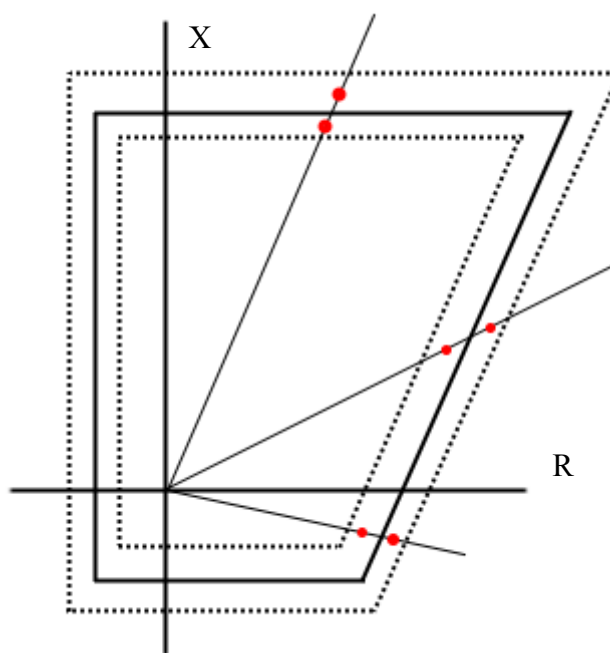


Рисунок 3 – проверка дистанционной защиты методом выстрелов.

Метод поиска уставки с заданной точностью и тестирование устройства РЗА, как черный ящик, целесообразно проводить при аттестационных и сертификационных испытаниях. А для периодической проверки достаточно контроля аналоговых входов – выходов, проверки алгоритмов и уставок методом выстрелов по контрольному выходу.

## СЧИТЫВАНИЕ УСТАВОК И НАСТРОЕК.

Для автоматической проверки простых устройств РЗА (реле тока, реле напряжения) нет большой необходимости в знании точных уставок. Необходимо лишь ограничить диапазон поиска сверху и снизу, а далее программа уже сама определит их с заданной точностью.

Значения уставок могут быть использованы для сравнения полученных результатов. Подробнее об этом рассказано в [2].

Когда речь идет об автоматизации проверки сложных защит – знание значений уставок необходимо. При проверке сложных защит также нужна и информация о включенных/выключенных функциях защиты. На настоящий момент у большинства производителей УРЗА есть ПО для связи со своим терминалом и большинство из них поддерживают выгрузку файла с уставками. Это значительно упрощает настройку программы автоматической проверки. Однако разработчикам таких программ необходимо непрерывно дорабатывать их, догоняя изменения в файлах уставок и программах производителя УРЗА.

Для целей унификации мы считаем необходимым привести данные о настройках и уставках терминалов к одному формату. Примером аналогичной работы может служить формат записи осциллограмм аварийных событий COMTRADE, хотя до него каждый разработчик регистраторов писал осциллограммы в своем формате и разрабатывал свой программный продукт для просмотра и анализа.

Широкое распространение в настоящий момент получил стандарт МЭК 61850. Несмотря на то, что он не русифицирован, можно смело считать, что он принят на территории России – почти все производители реализовали поддержку стандарта в своих устройствах и уже есть несколько объектов работающих по стандарту. В нем предусмотрены файлы настроек ИЭУ и подстанции в целом (\*.icd и \*.scd соответственно). Можно принять их за единый формат хранения данных о настройках и уставках и использовать их для импорта в программы тестирования для формирования сценариев проверки.

## **ВЫВОДЫ**

В настоящей статье приведены основные существующие методы автоматизации процедур тестирования и даны рекомендации и предложения по развитию этого направления с целью обеспечения более надежной, стабильной работы системы РЗА.

## **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] А. Apostolov / Functional Testing of System Integrity Protection Schemes // PAC World (March 2014).
- [2] В.В. Никитин / Автоматизация проверки устройств РЗА 6-35 кВ // Информационный вестник РЕТОМ №10 (Август 2013 г.)



## S.4-6. The Azerbaijani experiences in Digital Substation deployment. How Process Bus and IEC 61850 addresses Utility requirements

Saeid Shoarinejad, Jorge Seco, Jorge Cardenas  
Araz Energy, GE Digital Energy  
Azerbaijan, Spain

### KEYWORDS

Digital Substation, IEC 61850, Process Bus, Protection Relay, Substation Automation System (SAS); IED (Intelligent Electronic Device), PM (Predictive Maintenance)

### Abstract

IEC 61850 has become the Standard to be used in Modern Substations due to the multiple advantages that it brings to the different stakeholders involved during substation lifecycle. There are many examples of substations using IEC 61850 IEDs (mostly protection relays) and many papers from several manufacturers and from different users at various locations have already discussed about the multiple advantages of using this Standard. This paper will show the experience of Araz Energy using a Process Bus Solution in four 110 KV (as retrofitted projects) Substations in Azerbaijan.

Araz Energy proposal to BEG (Baku Electric Grid that is locally called “Baki Elektrik Shabakasi/ BES”) was based on the Hard Fiber Process Bus system made by General Electric-Multilin (as part of General Electric Digital Energy). The use of the Process Bus System is key as it brings all the benefits of a Digital Substation and regular SAS (some vendors call it “DCS” for Substation Automation) and implies changes in the way a traditional substation is being designed, built, serviced and maintained. The experience described in this paper is based on the feedback gained and lessons learned from all perspectives in practice from four different substations where the same concept was applied. Since then the use of Digital Substations has become a landmark in the way Substations should be designed, operated & maintained.

### Process Bus Architecture:

Primary equipment has traditionally been connected to protection and control devices using copper wires This traditional way of making the connections leads to a significant engineering effort, as thousands of different cables needed to be routed, installed, commissioned and maintained.

Process Bus Standard, as described in IEC61850-9-2, helps reducing dramatically costs and engineering efforts during installation and maintenance, resulting in less costs and enhanced security. Process Bus eliminates the need for thousands of different copper cables for controls & analog signals and substitutes them with fewer fiber optic ones (Plug & Play) . Figure 1 shows this concept. Digitization of primary equipment can be achieved with the use of a Process Interface Unit (PIU), installed close to the primary equipment in the substation switchyard. This PIU converts the analog signals of the primary equipment into digital signals. No need to duplicate signals or use interposing transformers.

### Digital Substation:

In order to get all the benefits that a full digital substation brings, special attention must be paid to Substation Design, because this decision affects all aspects of the project. The most evident sections are Substation layout, number of P&C panels, size of control room, the number of copper cables, the type of the required equipment and related sections' change. It will also change the way project engineering is done from the Protection &

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

Control and generally SAS aspects. Engineering procedures, interconnection drawings, panels' shop drawings (such as wiring connections, terminal list, cable schedule, etc.), configurations, maintenance, control room design and size, cables' routes, trays and canals are also done in a different way. This fact is probably the most important driver for utilities to change their minds and designs (especially inside cities where land is so expensive) concerning building Substations in a classical/ conventional way. A radical change in staff philosophy (such as their knowledge in working with computers, software, etc.) is required in order to embrace this new way of conceiving Substations.

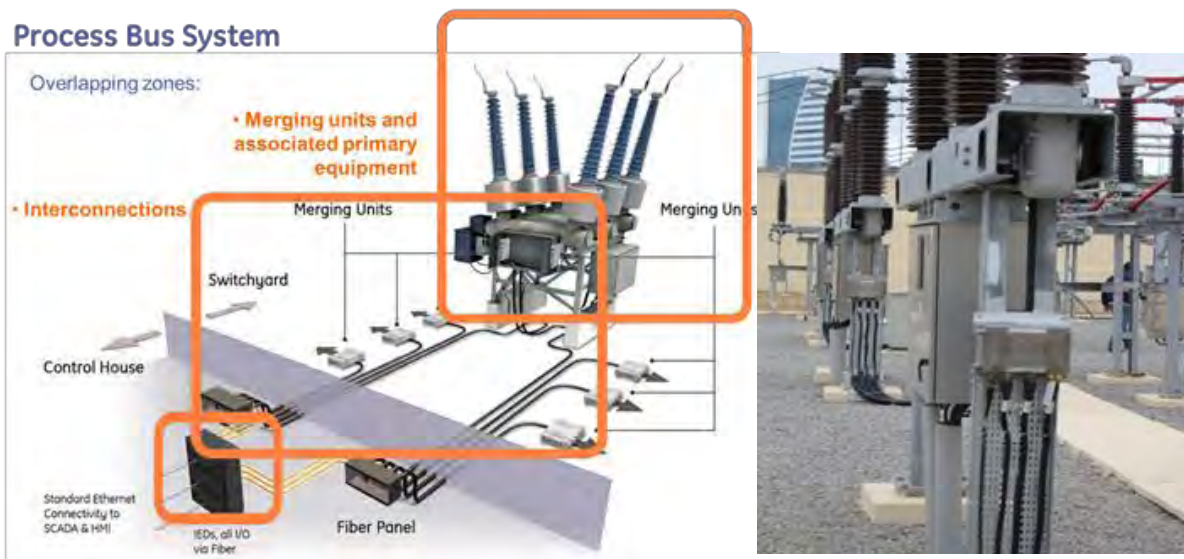


Figure 1

For many utilities, this change of philosophy in the design of substations' is a challenge that must be overcome through the involvements of manufacturers, installers and end users in the transferring of knowledge with the aim of an economical, appropriate and suitable operation and maintenance ( including Predictive Maintenance) of substation assets. Likewise, and due to the continuous development of new products with increased capabilities of communication, safety, security and reliability, it is important to design substations in a way that equipment expansion (e.g. adding a new bay) and update would be possible in a quick and cost-effectively manner

Process Bus architecture used for Dagliq substation is depicted in Figure 2 PIU/Bricks deployed together with hardware and software interfaces are shown on the drawing.

### Opportunity description

In 2008 BEG / BES opened the project to retrofit DAGLIQ substation (except power transformers). DAGLIQ is a distribution substation with different voltage levels (110/35/10 KV) consisting of two incoming lines at 110kV, two 40MVA power transformers, and 53 medium voltage feeders (35 & 10kV). The local power company, BEG, wanted to retrofit the substation due to its age.

The first approach to this job was to substitute old equipment with new one, following the same classical approach. This meant changing the old P&C equipment with new digital relays, updating old schemes and following the same principles originally used.

Retrofitting of this substation was framed in the efforts of the power company in updating their facilities and thus reduce CAIDI & SAIDI rates. In addition, there was an interest in finding a solution to the growing need to find new ways to act more quickly and effectively in the event of occurrence of any electrical failure, increase the safety of its personnel, drastically reduce time and the costs of construction, operation and have a solution that would allow the easy expansion of the facilities.

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

Solution to be adopted should address the current and future challenges of the utility, being the most important ones:

- Cost of installation & maintenance
- Time required to complete the job
- Number of utility staff required to be involved in the project
- Future proof design
- Easy to be upgraded / interoperability
- Level of autonomy to make simple changes
- Safety of the maintenance crew / time required to perform routine tests
- Remote controlling by SCADA center through gateway (Protocols IEC 101, 104 where fiber optic cable or OPGW were/are available instead of adding RTU, marshaling rack, etc.)
- Saving control room building size and the related costs for new substations
- Considerable saving with deleting BCR (Bay Control Room) inside switchyard in substations with regular SAS
- Minimizing power downtime during Process Bus equipment and system installation for existing/under operation substations that is very critical point for the regions with high density loads and/or important consumers/facilities
- Overall saving in time

The proposed solution was the substation completely digital using all the potential of the IEC 61850 Standard advantages. Initially, electric company was reluctant to this solution due to the absence of monitoring and automation in substations and lack of technical skills in IEC 61850. Finally, due to the quantifiable benefits that the full digital substation proposal brought, made the utility order a pilot project to Araz Energy to build a proof of concept substation. Target was to evaluate from first hand all the advantages that the new design should carry. Araz Energy proposal was backed with its extensive experience building substations and the technical support from GE Digital Energy.

### **Transmission & Distribution Substations in Azerbaijan**

Majority of Transmission & distribution substations in Azerbaijan are of old technology. Most of them have more than 40 years old and are based on the electromechanical technology. Since the first installation, some of them have been upgraded using a variety of different technologies and manufacturers. The result of all this is an old installed base combined with newer protection relays from different manufacturers and technologies. Engineering, Operation & Maintenance staff still follows the same old approach to run the installations; however, the staffs' mentality has considerably changed after operation of those substations.

### **Araz-GE proposal & challenges**

Solution proposed was, as mentioned before, a full Digital Substation. The use of Process Bus was key in achieving many of the proposed targets as it enabled huge savings. As the utility had no real experience in using IEC 61850, Araz Energy leaded this project as Engineering, Procurement and Construction company (EPC), being. BEG took the responsibility of building P&C panels, cabling and installation manpower.

Dagliq Substation's voltage level is 110/35/10kV. A number of 8 hard fiber PIUs/Bricks were used to protect the HV section of the Substation. Hard fiber PIUs were connected to the line, CTs, PTs and power transformer protection relays, using fiber optics, avoiding most of the traditional field wiring. Fiber optic cables were in turn connected to patch panel installed inside the control panels located in the Control building and routed to the corresponding protection relays. Substation Single Line Diagram is depicted in Figure 2.

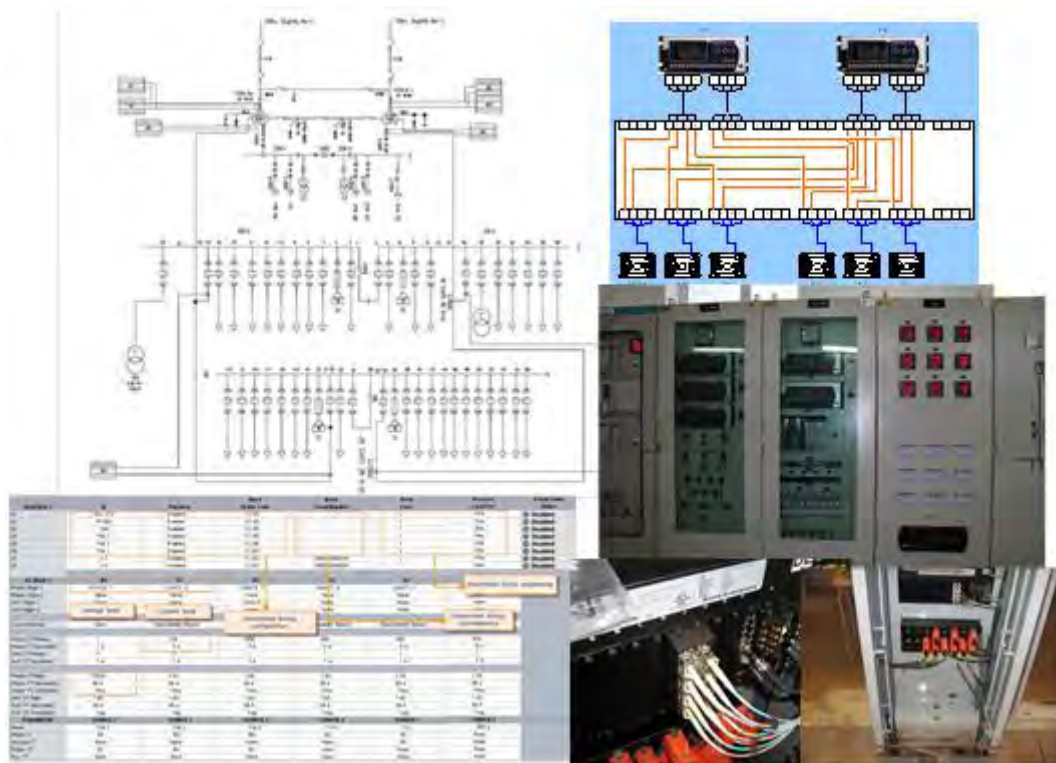


Figure 2

The way PIUs and relays are connected is very straightforward and allows the use of the same signal to four different protection relays. Synchronization of samples is always ensured because of the four independent Digital cores that the PIU has. This feature allows a considerable saving in hardware as one PIU can share samples between four different IEDs. Sampling is independent for each core and it is managed by every protection relay. This system avoids the need for using network merging unit and solves the main technical issue of sample synchronization w/o need of an external synchronization device. All connections to the PIUs, between PIU & the patch panel and between relays & the patch panel(s) are “Plug & Play”, i.e. the related cables and connectors to PIUs, the patch panels and relays are all prepared in the factory and not in the site with no way to connect to a wrong female terminals on the PIUs, the patch panels and relays, that makes huge saving in time and skilled labors during installation and commissioning.

The scope of this project included also a complete SAS for this Substation. Araz Energy designed a complete Automation System maximizing IEC 61850 benefits. All four substations with Process Bus have gateway, GE UPS for redundant servers, monitors and printers, LVDC/LVAC panels, 120 VDC batteries and redundant chargers; and the last three of them have 68” DLP as monitor for the single line diagram of the substation, real time values, breakers’ status (provided by GE Power software package for Substation Automation) and so on.

#### **Proposed Solution advantages**

The implementation of a full Digital Substation faced some challenges but also brought many benefits to both the EPC and the utility.

Most of the challenges faced during this first Pilot project were related to the use of new tools and a new engineering concept, different from the conventional approaches for regular SAS that we had several experiences in that since 2000. New skills were required, primarily by the protection engineers, as the development of a new concept of standard substation needed to be built. As an example, the old interconnection schemes were substituted by using digital signals that the different protection relays can interchange between them. This is being achieved by GOOSE messages that IEC 61850 enables. Change from “hardware” to “software” world required engineers to be trained in the new software tools and its capabilities. The use of digital tools to substitute hardware brings many benefits in terms of flexibility, material cost saving and much less man-hours during substation construction than conventional and regular SAS. These benefits are also present during the operation of the substation, as reliability of new systems has been enhanced. The use of digital signals brings

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

also benefits in safety as there is less need for operators to work with live parts (in reality, substations with regular and Process Bus SAS package could be simply unmanned). Also there is a huge improvement in reliability and time required for maintenance and PM as the SAS checks continuously “System Health” and stores periodically measures, events, profiles, etc. Digital relays allow a better analysis of faults with retrieving the stored Oscillographies, Sequence of Events and sending faults’ details to the remote operator & maintenance experts in their headquarter with hugely saving in maintenance & restoring costs and the experts’ time (as all utilities have shortages in such experts worldwide) in analyzing the faults, symptoms & remedies, finding reliable ways to fix the faults/problems and quickly restore the substation & grid with no need to physically go to the substations Outage time is therefore reduced with saving considerable money for utilities.

The use of Process Bus technology resulted in saving time (big time) especially for retrofitting the existing substations, because less time and resources were required:

- Installations were made easier as there was no need to change existing trenches outside and channels and inside the control room
- Less P&C panels were needed
- Big reduction in testing and commissioning the whole installation

For the first installation, it was required to add a conventional mimic diagram on the P&C panels as well, because this was a new concept for them and wanted to be sure that they would be able to operate the installation in a traditional fashion (see figure 9). Manual operation of switchgears was also possible. This fact increased the number of cables (conventional) and extra panel space (resulting in additional costs). The advantages found with this new technology, reduced costs and saving time in this project, convinced BEG to use the same technology in the new substations that were to be built for one of the most important events celebrated in Azerbaijan with international relevance, the Eurovision Song contest hosted in Baku during May 2012.

This first substation was not only used as a proof of concept, it, also, was the base for the standard substations to be built in the next future in the area.

The new Digital Substation and the use of Process Bus simplify and enable to make standard designs that can be easily replicated in different substations thanks to its flexibility. This fact reverts in additional cost reductions in the construction of new installations, easier and shorter maintenance and higher security to utility crew.

A comparison between the traditional and the Process Bus solution is summarized in table 1:

	<b>Traditional Hard-Wired Copper Solution</b>	<b>Presented Process Bus Solution</b>
Materials	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Multiple small, individual materials are procured and installed as customized individual components of the system</li> <li>• Material quantity and type requirements vary from zone to zone and apparatus to apparatus due to variability in wiring</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Materials become finite set of standard components, with a small number of each type</li> <li>• Materials common across all zones and stations</li> <li>• Vast majority of physical system can be assembled in a controlled environment</li> <li>• Higher initial material cost for initial zone installed, with material costs greatly reduced for adjacent zones</li> <li>• Control buildings greatly reduced in size due to elimination of most bulky copper cables, terminal racks and AC and DC FT type test switches on relay panels.</li> </ul>
Engineering	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Variability in engineering design largely in physical copper connections</li> <li>• Different applications require specialised designs to cater for different apparatus, different topologies</li> <li>• Design changes require significant manual labour to implement changes in the details of the copper connectivity</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Physical interfaces between merging unit and IED standardised</li> <li>• Only minor physical variability in mapping origins and destination of signals and information</li> <li>• Majority of variability transferred into software configuration</li> <li>• Firmware, settings and other engineering tools as simple as today</li> </ul>
Drafting Labour	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Significant manual labour is required to document individual copper connections throughout the system</li> <li>• Modification or addition to the connectivity requires manual revisions to a potentially large number of drawings</li> <li>• Manual drafting is error prone and requires extensive, labour-intensive crosschecking and errors are often missed.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Only documentation required for copper connections is in primary apparatus which can be standardised to equipment type and specified as deliverable as part of purchase of apparatus</li> <li>• Documentation of connectivity vastly reduced and simplified to single point-to-point fibre connections that can be summarized in tabular form</li> <li>• Facilitates automatically generated system and connection documentation</li> </ul>



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

	<b>Traditional Hard-Wired Copper Solution</b>	<b>Presented Process Bus Solution</b>
Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Time-consuming manual labour has to be done in-situ where labour rates are generally higher and productivity generally lower, and is susceptible to errors</li> <li>• Some improvement can be realized with the concept of pre-constructed, pre-tested control buildings but the variability with the termination of field cables persists</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Construction effort vastly reduced for copper connections – virtually eliminated where merging units are installed by apparatus manufacturer</li> <li>• Chance for errors vastly reduced through standard physical connectivity</li> <li>• Faster installation of pre-constructed control buildings through simplified interface point to switchyard</li> </ul>
Commissioning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Integrity of each copper signal path via copper cabling needs to be verified between switchyard and IED</li> <li>• Errors in the physical wiring, regardless of the source, require troubleshooting and rework</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Continuous monitoring of architecture reduces protection misoperations from incorrect isolation or restoration following protection testing [5]</li> <li>• Construction errors limited to provisioning of communication between origin and destination of information</li> <li>• No high energy signals (AC or DC) present in the control building for greater personnel safety when working on protection and control systems</li> </ul>
Ongoing Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maintenance activities currently risk-based or calendar-based, except in the event of spontaneous failure or misoperation</li> <li>• Routine testing requires isolation of high-energy signals from primary apparatus</li> <li>• Isolation and restoration of individual test/isolation points across multiple panels error-prone and risk misoperation of protection</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Continuous self-monitoring of all hardware and redundant measurements allows maintenance to be condition-based (event-driven, e.g. run-to-fail)</li> <li>• Continuous monitoring of architecture reduces protection misoperations from incorrect isolation or restoration following protection testing [5]</li> <li>• No high energy signals (AC or DC) present in the control building for greater personnel safety when working on protection and control systems</li> </ul>
Switchyard Modifications	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Changes to the switchyard normally require significant addition or modification to existing control cables and wiring</li> <li>• Time needed to make these changes and the associated costs are directly related to the number and variability in copper connections</li> <li>• Reduced outage impact and complexity through reduced number of copper connections to be cut over.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Multiple cores in a merging unit allow for additional zones to make use of unused capacity within the merging unit</li> <li>• Each zone can be conveniently engineered, installed and commissioned individually without impacting adjacent zones until final testing is to be performed</li> </ul>
Project Management	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Amount of manual labour results in long project pipelines for design, construction and commissioning</li> <li>• Many hand-offs between stages in project result in many potential bottlenecks</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Procurement, engineering, construction more standardised with fewer handoffs and increased productivity</li> <li>• Up front decisions for material planning simplified, detailed design work can be done without complete physical details of installation</li> </ul>
Operations	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Periodic testing of protection and automation systems required</li> <li>• Troubleshooting and replacement of failed components result in long Mean Time To Repair and potentially extend outage duration</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redundancy and self-monitoring reduces or eliminates the need for periodic testing</li> <li>• Connectorized cabling, no internal settings on merging units facilitate fast replacement without requiring long outages to re-commission protection and control systems</li> </ul>

Table 1

After the construction of this pilot substation three more Transmission & Distribution substations were built using the same technology to leverage all the advantages described earlier and take the full advantage of the new possibilities that Digital Substations bring.

Araz Energy signed EPC contract for all three substations at the end of July 2011, and commissioned them in the following dates: Bayil in Oct. 2011, 227 in December 2011 and DARNAGHOL in January 2012

Reduction in time achieved in the execution of the main tasks is resumed in the following table and Graph\*:

<b>Task</b>	<b>Process Bus</b>	<b>Regular SAS way</b>	<b>Difference ( in days)</b>
Engineering (Detailed & complete Design)	50 days	90 days	40
Panels' production & wiring	30 days	90 days	60
Installation and cabling	30 days	60 days	30
Test and commissioning	30 days	90 days	60
Relay configuration	45 days	30 days	-15
<b>Total</b>	<b>185</b>	<b>360</b>	<b>175</b>

Table 2

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**  
**Equivalent Project Budget (Process Bus)**  
**of \$407,000**

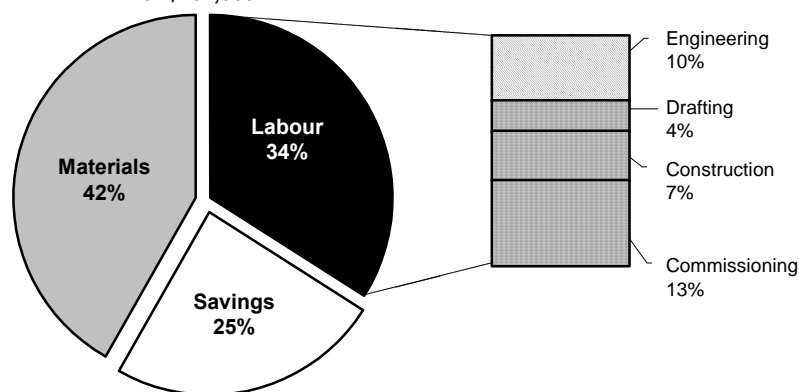


Figure 3

\*Note: Above-mentioned specific statistic data (tables and figures) is based on following parameters in Azerbaijan that would be different in other countries (based on local requirements, regulations, specifications and layouts, manpower's rate of performances & skills, etc. :

1. Manpower (culture, efficiency, expertise, etc.)
2. When the customer asks for Process Bus system plus conventional mimic for manual controlling as well; otherwise, installation and cabling will decrease from 30 days to 15 days, test & commissioning from 30 days to 15 days and relay configuration from 45 days to 30 days
3. Coordination with the other disciplines (switchyard equipment, canals for cables, constructions of structures, control room, etc.) in the country
4. This table is for the substations under retrofit and renovation, so it would be different for a new substation (much less time is required)
5. Configuration time decreases over more practices to much less than required times for regular SAS substations because of modularity and typicality of the Process Bus System. So the showed numbers are average, and we do believe it would be 20 to 25 days for our future project (depends on the size substations, number of relays, number of bays, etc.).
6. All mentioned percentages on the tables 2 and 3 and graphs of 4 & 5 will definitely vary with voltage level, number of bays, incoming and outgoing feeders, switchgear configurations, and so on.

Overall savings with using this new Digital Substation Process Bus design: 49% (as per above-mentioned notes and facts).

## Conclusions

The use of IEC 61850 Standard in substations means bringing clear advantages compared to the traditional way of designing, operating and maintaining Electric Substations. Although Process Bus reinforces the advantages found with IEC 61850, but its adoption by utilities has been slow. Electric utilities used to argue that the technology was not mature enough, even though GE has a technically working solution since 2008 with tenths of installations working worldwide. The main reason behind this slow adoption is that this new concept requires a disruptive change in utility mindset. A considerable effort is required to understand, train and implement changes to adopt the old hardware-minded structures and start thinking in the advantages that this new technology brings to all the stakeholders. A special effort must be done in continuous training in order to keep updated and get the maximum benefit from the new technologies. Full benefits of the new technologies are only gained if utility engineering, operation and maintenance crew are trained on a regular basis and time by time.

Summary of the benefits perceived and measured from this project by the utility:

Time reduction:

- Standardization 44% time reduction in Substation Detailed Design and shop drawings
- Wiring : 67% less time needed for wiring works
- Cable trays and canals/trenches: 70% less cost and time needed for cable trays' installations and making canals/trenches for the cables

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

- Installation: 50% less man-hours during installation works (this will decrease a lot over time after more practices)
- Start-up: 67% less time needed for commissioning and testing (this will decrease a lot over time after more practices)
- Configuration : 50% more time needed for IED set ups (this will decrease a lot over time after more practices)
- Documentation (e.g. “As Built Drawings”): 65% less time needed for documentations because of the system’s modularity and typicality
- Number of cores of CT and their burdens would be decreased including its costs
- Less P&C panels (much lower costs for making and wiring panels in Process Bus System versus conventional and regular SAS)
- Less civil/ construction costs of control room versus conventional and regular SAS substations

The overall time reduction is close to 50%. The only aspect where more effort was required was during configuration stage; however, the configuration time gets less and less after more practices because of modularity and typicality. We have to note that this time can also be drastically reduced if substation configuration is standardized.

Difference in material cost is very similar if we compare the regular SAS versus the Digitized Substation (with Process Bus). Switchgear Costs are lower in the conventional substation, while the Digital Substation with Process Bus uses less copper and less hardware (less IEDs, no DI, no DO, no AI and no AO on the relay and their related wirings in the control panels, less cores in CTs, no BCR, etc.).

Taking into account the different aspects involved in the lifecycle costs, advantages exceeds dramatically disadvantages in all aspects, being economics and implementation time, only 2 of them. Some of the Advantages found are listed below:

- Flexible. Changes and upgrades are easily made through software
- Enables standardization. Same configuration can be used in similar installations
- Open. IEC 61850 makes it possible to use equipment from different vendors
- Scalable. Process Bus and the concept of IEC 61850 make it easy to make a design based on building blocks, easily expandable
- Safer. Digital systems avoid the use of live wires and enhances crew safety
- Future proof. IEC 61850 has been designed to accept older and nowadays’ versions of primary equipment of substations to maximize backwards compatibility
- Easier maintenance & applying full PM. Digital systems check continuously the status of the connections and the health of the different IEDs. It is, also, possible to keep historic records of the installations and to save pre-fault status to make a root cause analysis. Also, the system is easily maintainable (just replacing PIU with a new one during less than 30 minutes, changing power supply and CCU cards inside the relays during 15 minutes, and so on)
- Leaving existing cables of conventional substations on the trenches/ canals as are to save more costs concerning under retrofit/renovate substations when the case is urgent

## References

- [1] Simplifying protection system design for distribution substations. Rich Hunt, John Coursey, Stephen Hirsch, Jorge Cardenas
- [2] IEC 61850-9-2 Process Bus: operation experience in a real environment. Jorge Cardenas, Iñaki Ojanguren, Ignacio Garces. CIRED 2011
- [3] Feedback on On-Service Deployment of the Fully Digital Substation. RICHARDS, S. 1, PAVAIYA, N. 1, BOUCHERIT, M. 2, FERRET, P. 2, VANDELEENE. Cigré 2014
- [4] Considerations for IEC 61850 Process Bus deployment in real-world protection and control systems: a business analysis. M. ADAMIAK, B. KASZTENNY, J. MAZEREEUW D. MCGINN S. HODDER,



## S.4-7. Dominant Practice Of Central European Electrical Utilities For Transmission System Protection

S.Lypez 1, S.Sofroniou2  
REE, IPTO  
Spain, Greece

### I. INTRODUCTION

This document describes the best practices for protection schemes considering security of supply and safety of persons and equipment. It describes typical protection schemes and setting criteria to ensure system security across the interconnected European System at extra high voltage or high voltage – and in special cases even other voltage levels. The paper mainly addresses protection of the transmission lines. The document could serve also as reference for common principles, methods and procedures', concerning protection engineering and it tries to provide the necessary background for new operational procedures.

Technical solutions mentioned in this document are not considered mandatory. They are mentioned as mainly complying with the set of presumed protection principles. Alternative technical solutions can be adopted following a thorough study provided they are technically and financially justified, lead to the same or better overall performance and comply with the national grid code, the applied national and international Standards.

### II. PROTECTION SYSTEM

#### 2.1. Protection Principles

There are three main objectives which any protection system at EHV level (greater than 250 kV) has to perform. Operational reliability - For this purpose two independent auxiliary direct current-supplies with separate circuit breaker's coils or main circuit breakers are recommended. The main and backup protective functions should be separated with at least two independent devices, supplied from two different manufacturers or operating with different protection principles as much as possible. The relays may be connected at two different correctly rated current transformer cores, according to reliability assessment or imposed by operating condition of protection systems. The CBs have two independent trip coils and two independent trip circuits. Each protection device should trip at least one of them by independent auxiliary DC-supplies. To allow maintenances while the EHV-circuit is in service the several protection devices should be equipped with appropriate slide clamps, test plugs etc.

For lower transmission voltages (i.e. less than 250 kV) it is the duty of each electric utility to respect certain principles that have been incorporated into documents for warranting operational reliability; e.g. two separate protection devices, one distance and one overcurrent may be installed or an optimum self monitoring with the immediate trouble shooting of any defected device must be assured, leading to maximum possible reliable availability of the protection function overall at the transmission System.

Dependability - The destructive power of a fault arc carrying a high current is very great. Power plants close to short circuits can lose synchronism. Therefore it is very important to clear any fault on EHV -circuits as fast as possible. For that, there are at least two different main protection schemes with instantaneous tripping recommended, usually double distance; or differential protection and distance protection especially of EHV over head lines-circuits additionally enhanced by teleprotection schemes or double line differential protection usually of different manufacturer. These different systems may have complementary qualities and features. Differential protection is typically faster has a higher detection capability, it is more accurate than other protection principles but it needs an efficient telecommunication system. In addition, it does not detect busbar faults, or faults between current transformer and CB, depending on the equipment configuration and connections. Distance protection is flexible to use and covers the busbar area. Moreover distance function is necessary as back up protection and for proper coordination in meshed grids. Appropriate protection schemes or suitable protection functions must at least ensure

there are no unprotected zones along the whole path: busbars, CT, voltage transformers, CB, line trap, transmission line etc.

Also appropriate CBs with rapid tripping and arc quenching are recommended. Any fault should be cleared within less than 150ms fault clearing time (i.e. including CB arc quenching) in EHV and HV voltage levels or as it is reasonably prescribed in the national grid code or followed Standards.

Additional functions, e.g. automatic reclosing (A/R), residual voltage / current protection and logical controls are common practice. In solidly earthed EHV networks single phase A/R should be generally implemented. After execution of necessary stability studies three phase fault A/R is also allowed, without endangering the system stability and security. The line protection shouldn't limit the maximum transmission capacity of the line. Distance protection in particular could cause spurious tripping due to specific grid conditions, in case of high load operation. Therefore any special topologies must be known and considered for protection parameterization. For parallel OHL's it is necessary to consider the rapid increase of load current in the healthy line when the faulty line trips and the protection operation must allow re-dispatching (load transfer etc). In some cases it may be necessary to apply power swing blocking functions and then also out-of-step operations. Nevertheless, for dependable fault detection the distance protection setting needs a minimum of resistance reserve. This sets a limit of the maximum load by using the distance protection. The load encroachment function should be used, whenever possible and it is strongly recommended for the cases when the highest distance zone resistive reach conflicts with the maximum transmitted load on the protected element. More details concerning issue of maximum load are cited in respective chapter here below.

#### *2.2 Protection of transmission lines*

EHV-overhead lines are generally protected by distance relays with teleprotection schemes (e.g. permissive underreach protection (PUP), permissive overreach protection (POP), accelerated underreach protection (AUP), and blocking overreach protection) and / or line differential relays, as specified elsewhere in this text.

The maximum fault clearing time should be less than the critical fault clearance time. By using modern protection relays and circuit breakers (two-cycle-c.b.), fault clearing times less than 100ms are generally possible. Shorter fault clearing times will cause better system stability in case of faults, but shortening the time margins should not jeopardize the overall protection system security. Also the maximum protection time delay for zero impedance faults –by convention- and for the whole protections of the system must be a concern. This time delay can be either the delay time of the highest back-up distance relay zone or of the highest overcurrent stage. This is suggested to be kept

as low as possible and coordinated with grid automatic and special protections schemes. A value between 0.6 and 5 sec, depending on the available zones is recorded currently for the regional grids and hence it is acceptable.

Settings of the protection system are executed in such way that short circuits in the grid will be detected and cleared selectively. Therefore the settings depend directly from the technical conditions in the grid. As a general rule special (dedicated) overload protection should not be installed on OHLs at least; therefore the grid control centre has to identify and to remedy overload conditions.

The «protection limiting current» is defined as the value of the current which can be transferred safely – i.e. without picking-up of starter elements and/or tripping of the protection system. Thereby the settings of starter elements, reset ratios, measuring tolerances and additional safety factors have to be considered by protection engineers.

The indication of the protection limiting current has to be done under pre-defined conditions (minimum operating voltage, load area). Relevant lists for all c.b. must be issued, updated and available to the dispatching personnel, indicating the normal and emergency operating limits of the transmission circuits and allows them to be included in the EMS on line operating data.

The protection should be set not to trip under system transient conditions, which are not short circuits. Conversely where the short circuit current is low due to local grid conditions (weak network) or due to high resistance of the arc, this must be taken into consideration to trip the relay by using the most appropriate criterion, without jeopardising the unwanted tripping during heavy load conditions (e.g. by lengthening the resistive blinder, by setting trip angle (as a  $\pm$  angle area on both sides of torque vector of overcurrent setting, by combining with load encroachment, by using «relay trip logic» etc),

Protection relays must allow the maximum possible loadability of the protected equipment, without diminishing the clearing of anticipated faults according the simulation studies. Special care must be taken to avoid unwanted tripping

of certain distance relays or avoidance of decreasing the loadability due to the transient enlargement of the dynamic mho characteristic, in case this type of characteristic is applied. This must be checked by the protection engineers from the relay application manual and the algorithm of operation. Load encroachment feature of distance relays and –if possible- the setting of torque angle and trip angle of directional overcurrent relays must be applied.

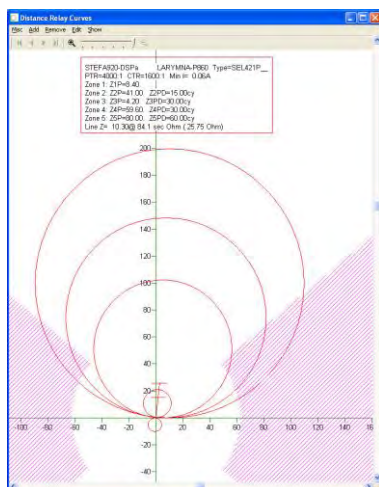


Figure:1 Load encroachment characteristic

### 2.2.1. Line Differential protection vs the Classical Distance Protection

The line differential protection, associated with distance protection is considered a preferable protection technique for HV and EHV lines. A precondition is the reliable availability of reliable telecommunication links. The line differential protection should always be used for multi-terminal lines, where other protection principles, e.g. distance, cannot guarantee selectivity with protection of other elements of the system, or when and where instantaneous clearing time need to be guaranteed. Additionally it can be used for lines with tapped transformers.

Due to the fact that short lines and/or cables do not have enough electrical length, the current differential relay should be always be used. In those situations, when redundancy is needed, double current line differential protection could be used. Whilst a short line maybe considered to be those less that 10km as a general rule. The limit may be shortened depending on the voltage level, the source impedance behind the relay or the characteristics of the voltage and current transformers.

Cables should always use at least a differential line protection in order to guarantee fast fault clearing while maintaining security. The reason being that there are many sources of errors associated to other protection principles, especially for ground faults in cables. For short cables, as for short lines, where redundancy is required double current differential protection could be used.

Where double current differential protection is decided to be used, for very specific and sound reasons, it must have as back-up at least overcurrent protections, especially for radial feeders. For meshed networks –in all cases- they must be accompanied by distance functions serving as back-up zones and for the coordination with the transmission system.

The use of differential line protection guarantees under normal conditions a resistive coverage of 150 Ohm or more. For this reason it should be the main protection in redundant systems.

The current differential protection should a reliable type (preferably digital). The protection should be of the segregate phase type, i.e. it should be able to detect the phase in fault and therefore for the case of single line-ground (SLG) faults to trip only the phase in fault (also to establish single phase A/R). The synchronization of the measured values is done via a communication system.

The differential protection used should be preferably a biased current differential protection type and take into consideration the measuring errors from CTs, communication errors, and frequency deviation. The requirements for CTs should be according with the relay manufacturer specification but in any case CTs should not saturate within the first 5 ms for pass through faults to prevent unwanted tripping. The CTs' class should be at least 5P30, 30VA as a starting point and it must be checked by calculation if the CT core fulfils the relay requirements for the protection functions included in the relay.

The differential relays used on 400 kV must operate in less than 20ms.

For protection of lines with tapped transformers, the differential protection should include some special features as:

- Ratio and vector group adaptation
- Inrush blocking

For this type of application the maximum feeder-transformer protection distance should be 1 km taking into consideration the burden that in this case may be introduced on the secondary winding of the CTs which in turn can make the differential protection unstable using direct fibre optic as communication media.

The communication system for differential line protection should be based on fiber optic and any equipment should comply with the IEC 60834. In general not more than 20 ms should be the activation time for the communication

between the protections of the differential scheme. A TDM (Time Division Multiplexing) network is also acceptable for 87L.

The synchronization method for relays of the protected elements could be any except the GPS (Geographical Positioning System) signal due the lack of control of that signal. The bit error rate (BER) of the communication system should be 99% of the time less than  $10^{-6}$  and 0,99% of the time less than  $10^{-3}$  when this reduction BER it is not directly associated with a line fault.

When redundancy is a requirement and double differential scheme is needed the communication channels will be fully and physically redundant, and therefore will no share the same physical path/cable. For differential protection (current or others), in order to synchronize the analogue measurement, the maximum delay of the transmission system should be less than 10ms and the asymmetry in the pick-up times should be less than 1 ms.

### 2.3. Redundancy Practices for Protection Equipment

The level of redundancy depends on the critical fault clearing time of the protected element for a three phase fault as this is the most severe system fault, and it is the result of stability studies. Most important are the conditions for critical time calculation. Three -phase fault followed by three pole circuit breaker CB failure or CB single pole failure. It is very severe condition especially for 220 kV and 400 kV voltage level. In some locations of the system one can receive times around 100 ms which can not be covered by the existing primary and secondary equipment, keeping the selectivity.

The level of redundancy is defined taking into consideration all lines and bays with typical remote backup tripping time according to the following table.

Tc L (ms)	Tc R (ms)	Tc LZI (ms)	Redundancy
< 350	< 350	-----	2SP/2C
> 350	< 350		2SP/2C
> 350	(**)		2SP/1C
> 350	> 350	-----	2SP/1C

TABLE 1. DEGREE OF REDUNDANCY AND CRITERIA

Keynote: Tc L Critical clearing time a local end, Tc R Critical clearing time at remote end, Tc LZI Critical clearing time at Z1 distance protection reach, 2SP/2C double system protection with double communications channels, 2SP/1C double system protection without communication redundancy,

(\*\*) In this case it is required to comply with the critical clearing time for 3phase faults in the 20% from the local end in less than 350 ms and Z2 typical clearing times for the remote end (sequential clearing of the fault it is assumed)

If there is no teleprotection redundancy, a blocking overreach protection scheme ensures guaranteed performance of tripping time.

For short circuit protection of a system element with a 2SP requirement the principle of dependability should be valid,. In terms of object's protection and for EHV level, we should have:

- Primary protection system, which is the scheme that detects the faults in the power system tripping the element. The relay associated with the system is considered the main or primary relay
- Main backup protection, which is the protection system redundant to the primary protection system that ensures that a failure of any element of the primary protection system is covered. This protection is called secondary or backup protection,
- For EHV in particular there is no defined hierarchy between the two schemes. We can have two main protections, and they can include complementary principles.

The maximum possible reliability, redundancy and availability of the measuring transformer, of the DC supply are required. Protection standby power supply must be available for between 4 and 24 hours and can be provided by battery until restoration of auxiliary AC supply (Diesel generator).

Both schemes are not fully redundant, as some elements as the VT transformers or circuit breakers not need to be duplicated. However both system should use independent CT cores and the voltage supply and tripping circuit have redundancy (two trip coils). In order to cover the failure of the not redundant elements remote or local back up protection should be used. The communication system should also be fully redundant where it is needed. The figure below shows the ideal redundancy case for demonstration purposes mainly. As much as possible redundancy of devices' coils and communication paths can be applied according to each TSO's written Standards and practice.

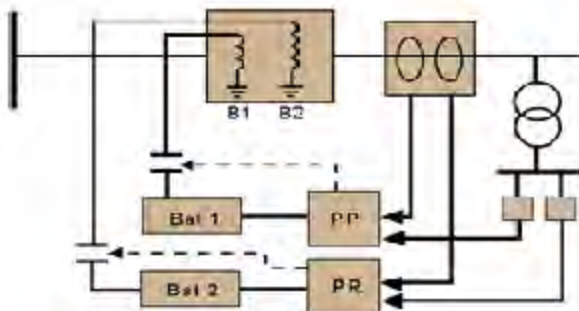


Figure 2 Full redundancy schemes for a protection system

Key note: Bat: Battery, PP: main Protection PR: Secondary protection

The protection scheme should be based on two different measuring and operating principles or on devices made by different manufacturers, except for the case of short lines (mixed or not), multi-end lines and transformer plus feeder circuit and cables, where line differential is preferable (see section hereafter). Especially for short lines a blocking overreach protection principle is also acceptable.

Current transformers assure the appropriate accuracy, they must follow standardized specification and class, they must be adequate for the maximum rated current without suffering due to permanent flow of the anticipated maximum permanent and temporarily load.

The protection scheme should be based on two different measuring and operating principles or on devices made by different manufacturers, except for the case of short lines (mixed or not), multi-end lines and transformer plus feeder circuit and cables, where line differential is preferable (see section hereafter). Especially for short lines a blocking overreach protection principle is also acceptable.

Current transformers assure the appropriate accuracy, they must follow standardized specification and class, they must be adequate for the maximum rated current without suffering due to permanent flow of the anticipated maximum permanent and temporarily load.

#### 2.4. Setting Criteria and Coordination Practices

Protection studies must have high quality, must guarantee the reliable operation and security of the system.

Procedures and validation requirements are very important and must be observed according to the practice of each TSOs. Every proposed new piece of transmission equipment and every topology change must have as a precondition the execution of a study, with the checking of the settings and their revision if necessary. Other possible reasons for settings revision could be lack of telecommunication between opposite breakers, the periodical checking of wide grid area, defects of primary schemes or special substation bus configuration due to works or maintenance.

In meshed transmission networks, the coordination is especially difficult because of the short-circuit power variability and because of the intermediate infeed. This can lead to problems with coordination and reliability.

A wide area coordination study should consist of simulating thousands of faults in the system using computer aided protection simulation software. The correct and coordinated relays response is checked when each fault occurs.

Two network study cases should be considered: PEAK CASE, with all available generation connected, and OFFPEAK

CASE that considers the same topology, generation disconnected for power balancing and overhead lines outage («N-1» criterion) according to the common dispatching practices. Both cases contain the real time double busbar configuration where available, in order to check the bus coupler relays response. The cases should include the whole generation and transmission electrical system modeled down to low voltage transformers distribution and generation levels. Models must be the suitable (e.g. transient or subtransient, saturated or not, whatever applicable) for the scope of each study. Special concern is recommended for the proper simulation of the non-conventional generating sources.

For checking coordination only «non-unit» protections (i.e. those not directly related only to the «protected object», i.e. all protections except differential) should be included in the study network model. Bus-bars, lines and transformer differential protections, are absolute selective and non-time-delayed protection and they are not checked concerning coordination. The communication failure for transfer trip distance protections is also modeled. These assumptions are equivalent to consider an N-1 situation of the protection system. Therefore, only overcurrent and distance relays are considered as responsible for clearing the faults.

In the study three phase and single phase to ground faults should be simulated. At least for the «intermediate» in-line faults also faults with a reasonable fault resistance should be examined. These faults are applied to all elements included in the coordination area. It also would be a good practice to consider different (more crucial) network topologies for simulating faults, such as N situation and N situation with minimum infeed. The first one with all network components in service; and the second one considering the overhead line only contributing fault current for



a three phase fault and the studied fault must be cleared.

Day by day the society has come to depend on the reliability of the power system. This dependence makes the coordination of the relay settings with those of the surrounding area mandatory and quality demanding.

Although probably belonging to different companies the complete path: generation-transmission-distribution must be considered as an interlinked entity and faults passing through different voltage levels must be cleared coordinated and with selectivity. The selectivity is not required in the case of radial feeders. A safe margin between primary and next back-up stage and zone is considered between 0.2(digital relays) and 0.3 to 0.5 sec (older generations of relays). Less margin –but not less than 0.15 sec- could be accepted for protection schemes of devices like bus tie circuit breakers (couplers), wherever selectivity is required. It is advised the standardization of the stepping times overall the regional system and for the same voltage level. Standardization of the zone delays is not necessary concerning tie-line between neighboring interconnected grids, because in those cases selectivity is based on the trip time discrimination strategy of the interconnected systems. Nevertheless the safe margin must be respected in these cases as well.

### 2.5. Impact of new Generation Technologies on System Protection

The low values of short circuit currents supplied by modern wind farm generators can adversely impact on the performance of the HV transmission system protective relays when in a particular electrical area or at specific generation scenarios, the doubly fed induction machines or the full converter synchronous machines are extensively used instead of classical generation.

This potential impact must be analyzed when a three-phase short circuit is assumed at different system locations.

#### 2.5.1 - Distance function (21) for transmission overhead lines, cables and bus coupler circuit in double bus configuration substations.

Distance relays measure the phase-ground voltages  $U_a, U_b, U_c$  and the phase currents  $I_a, I_b, I_c$  of the three phases and they calculate the impedance up to the fault location from these measured values.  $Z$  is the calculated impedance of the faulted overhead line or cable.

$$Z = \frac{U_{ab} - U_{bc}}{I_a - I_b} \quad Z = \frac{U_{bc} - U_{ca}}{I_b - I_c} \quad Z = \frac{U_{ca} - U_{ab}}{I_c - I_a}$$

Most of modern digital distance relays require a minimum value for phase current, in order to be able to operate.

This minimum value (IMIN) is used in the relay internal logic as a permissive to initiate the calculation of the impedance  $Z$ , and if phase current is lower than IMIN, the relay does not operate.

The initial short circuit current, supplied by doubly fed or squirrel cage induction generators, is high and very large in comparison with IMIN. It decreases very quickly through the time, but it is enough to activate the instantaneous zone 1 of the distance relay; so, there is no problem to detect the fault for this zone of the distance relays, when the

short circuit current is only supplied by these generators type. Security of the transmission system will not be compromised.

Regarding the steady-state, the low short circuit currents ISS supplied by the doubly fed and full converter wind farm generator, could not be high enough to distance relays to operate under faulty conditions, and therefore the fault could not be detected nor cleared. Typically zone 2 of distance relays is delayed to 0.35~0.45 seconds to actuate tripping the line circuit breaker. Fortunately the steady-state short circuit currents ISS supplied by these wind farm generators ( $I_a, I_b, I_c$ ) are larger than the permissive value (IMIN) set in the distance relay, and then this device is able to calculate the impedance  $Z$  of the faulted line. Enough margins between phase current ( $I_a, I_b, I_c$ ) and the permissive value (IMIN) normally exists to guarantee the dependability; consequently the delayed zone 2 also will operate correctly at the set time, providing back-up to the instantaneous protective functions for faults in the line or at remote busbar.

On the other hand, if the short circuit current supplied to the fault is coming from squirrel cage inductor generators, the distance relay will not operate in its step 2 zone or zone 3, since the short circuit current after the typical delayed time for zone 2 (0.35~0.45 s) is surely lower than IMIN (actually close to 0).

When full converter synchronous generator is used the current increases from the prefault value (lower or equal to 1 pu) to the limited low post fault value (1~1.5 pu). The time of increasing is very fast, typically 40 milliseconds. A slight delay of some milliseconds could appear in the operation of the instantaneous zone 1 of the distance relay, but anyway this zone will operate.

Same conclusions are valid for distance relays applied as protective device in bus coupler circuit of double busbar configuration substations.

#### 2.5.2 Differential relay (87) for transmission elements: overhead lines, network transformers and busbars, connected to wind farms.

These transmission system elements which are connected to wind farms such as shown in the Figure 3, will

experience normally high initial instantaneous (rms) short circuit differential current from their generators, if they are doubly fed or squirrel cage induction generators. The hypothesis is for a three-phase fault into the network transformer, the busbar shown, or in an overhead line; i.e. into the 87 relay protective zone. In these cases the initial  $I_i$  and decaying short circuit current supplied from these wind farm generators, will permit the instantaneous trip of the corresponding differential relay, because the resultant differential current value will normally be into the operation area that is set in the differential relay (traditional behavior for classic electrical generators).

For wind farm full converter synchronous generators providing power supply to the network transformer, the network busbar and the transmission line (See Figure 3), the initial short circuit current will be increasing from the normal pre-fault value to the steady-state short circuit limited value ISS (typically in the interval 1~1.5 pu). This type of generator, supplies lower short circuit current than previous induction generator (doubly fed and squirrel cage) in the first 40 milliseconds of the short circuit; in this way the resultant differential current for relay 87 is more problematic to detect.

In order to guarantee the operation of the differential relay, for any type of generation (and specially for full converter generators), it is necessary to check by calculations the minimum differential current appearing, taking into account conservative hypothesis (such as off-peak case scenarios, disconnection of classic generators, ...etc), since the behavior of wind farms, in terms of short circuit current, are in general different from the classic electrical generators.

In normal operation, when the network transformer, busbar and transmission overhead line, are fed from two ends, the resultant differential current for faults into the protected zone is largely increased by the other end that is opposite to the wind farm, since this end is the transmission network which supply high short circuit currents. No problems to detect the fault and instantaneously trip the corresponding circuit breakers by the differential relay (87) will appear in these situations. This is the normal and most usual real case. In case both line ends are fed with wind farm generators, possible problems could be arisen since the differential current is largely minimized and the relay fault detection could not be possible.

#### *2.5.3 Phase overcurrent relays for transmission network transformers (50, 51) or bus coupler in double bus arrangement (51).*

Normally phase overcurrent relays are used at transformers as a back-up function to detect transformer throughout faults. Some problems could be arisen for these protective functions when one or two voltage side of transformer is only fed from wind farm generators.

It is assumed that 51 functions are installed at both voltage sides of the network transformer. A three-phase short circuit is postulated at transmission busbar as shown. The remaining transmission power system that is represented by the Thevenin equivalent circuit is assumed to contain a mix of classic generation and modern wind farms. With doubly fed induction/full converter generators supplying short circuit current to the fault point in the busbar, the initial high rms value of the short circuit current will decrease/increase to the limited steady-state rms value ISS at approximately 40 milliseconds. This ISS is typically limited to a value in the range 1~1.5 pu of each wind turbine generator, and therefore the transformer ISS throughout short circuit current will be no greater than  $1.5 \cdot I_r$ . On the other hand, normal pick-up value for this protective function is set in the interval 1.4-1.5 times the rated current of the transformer ( $I_r$ ). The short circuit current supplied (ISS), in this case, is too low to pick up the phase overcurrent 51 functions.

With wind turbine squirrel cage induction generators supplying short circuit current to the fault point in the busbar, the decaying current disappears approximately in 0.3~0.4 seconds in most of the cases. The 51 function will probably pick up but it will promptly reset and it will do not operate.

Precedent paragraphs show us that phase overcurrent relays 51 are not adequate to detect the low short circuit overcurrent that is generated from wind farm generators when they are located behind of the protected network transformer. So the question is: Is it necessary the 51 function in these cases of throughout faults?. The generated low overcurrent can be considered as an overload indeed and the thermal image relay (49T) of the transformer protects it against excessive winding temperature. The transformer integrity is so guaranteed.

The problem is that the voltage will be greatly depressed at locations near to the short circuit point and security and performance of the power system, installations and people will be dangerously compromised. It is necessary to break all short circuit contributions to the fault point as soon as possible.

In relation with transformer instantaneous phase overcurrent function (50), it is normally set higher than the maximum short circuit current supplied by the generators of the wind farm, in order to coordinate with the instantaneous overhead line relays, and as a consequence it cannot detect the transformer throughout phase faults. The next figures shows a part of the European Transmission Systems where due to the low infeed of this type of technology overcurrent protection are no able to trip as back up for a busbar fault.



Figure 3. Impact of power electronics on system protections

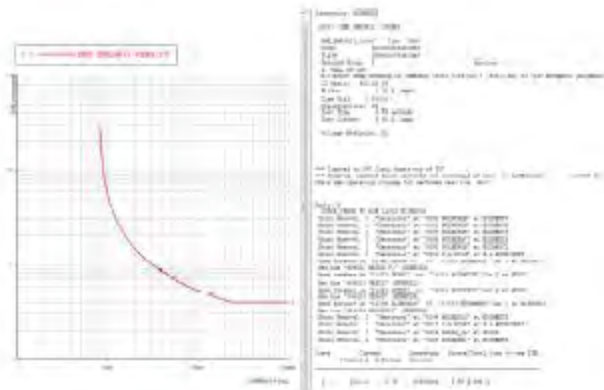


Figure 4. 51 function setting for the not tripping transformers

**VII. CONCLUSIONS**

Correct power system protection practices in interconnected transmission systems for security of supply are of capital importance. The use of the right protection principles, adequate redundancy are clearly defined in the European Transmission Systems.

The installation of line differential protection as the main protection system is growing in the European System due to the advantages over the more common distance protection principle. This is of special relevant as a consequence of the increasing introduction of power electronics in the transmission systems. That power electronics is reshaping the dynamic behavior of the short circuits currents and more accurate and sensible protection systems will be needed to cope with that new situation.

**ACKNOWLEDGMENT**

## Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation

01 June – 05 June 2015, Sochi

The authors acknowledge with thanks the Sub-Group System Protection & Dynamics, of the ENTSO-E, System Operation Committee, Regional Group Continental Europe (<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/systemoperations/regional-groups/continental-europe/sg-system-protection-dynamics/>)

### References

[1][https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/continental-europe/120425\\_RG\\_CE\\_TOP\\_06.3\\_D.2\\_best\\_protection\\_practices\\_report\\_1\\_\[1\].pdf](https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/continental-europe/120425_RG_CE_TOP_06.3_D.2_best_protection_practices_report_1_[1].pdf)

[2] German Practice Of Transmission System Protection, H-J. HERRMANN, Siemens AG; A. LUDWIG, Vattenfall Europe; H. FÖHRING, RWE;  
H. KÜHN , E-ON; F. OECHSLE, EnBW; Germany, CIGRE B5 Protection and Automation Coloq., Madrid, 2008



#### S.4-8. Statistical Evaluation of an Algorithm for Short Transmission Line Fault Analysis

<b>V.TERZIJA</b>	<b>G.PRESTON</b>	<b>V.STANOJEVIĆ</b>	<b>Z.RADOJEVIĆ</b>	<b>B. ČUPIĆ</b>
<b>University of Manchester</b>	<b>Parsons Brinckerhoff</b>	<b>Elektromreza Srbije</b>	<b>Sungkyunkwan University</b>	<b>University of Belgrade</b>
<b>United Kingdom</b>	<b>United Kingdom</b>	<b>Serbia</b>	<b>Korea</b>	<b>Serbia</b>

[vladimir.terzija@manchester.ac.uk](mailto:vladimir.terzija@manchester.ac.uk)

#### KEYWORDS

Numerical protection, electrical arc, fault analysis, auto-reclosure, synchronized sampling, parameter estimation.

#### 1 INTRODUCTION

Reliable algorithms for the analysis of faults on overhead transmission lines have become an essential tool for transmission line protection engineers. Fault locators determine the distance to the fault from a set reference point. There have been various methods of fault location developed in the past; some of which use data from a single line terminal and some which use data from multiple line terminals. Some examples of different methods of fault location are given in [1]-[13]. Takagi et al, [1], developed a method of fault location based on microprocessor calculations using voltage and current data from one line terminal. Djuric et al [2] proposed a fault locator using only current phasors from one line terminal. In [3], Gargis et al presented a method of locating faults based on the computation of the voltage and current phasors at two or three line terminals. Abe et al, [4], developed a method of fault location using asynchronously sampled data from multiple line terminals. In [5], Jiang et al developed an adaptive fault detection/location technique, using Phasor Measurement Units (PMUs), to obtain the phasors at the line terminals. Gopalakrishnan et al, [6], developed a method of fault location using data from both ends of the line that required synchronised data sampling. Tawfik and Morcos, [7], used the travelling wave technique to develop their method of fault location. In [8], Tamronglak et al investigated the malfunctioning of transmission line circuit breakers and their impact on hidden failures. In [9], Yu et al presented a PMU-based method of fault location on lines with series compensation. In [10], Lee et al proposed a technique for fault location on short lines using PMUs. Novosel et al, [11], presented a technique for estimating the fault location using unsynchronised data sampling at each end of the transmission line. Further publications on this subject can be found in [12]. In [14], the authors make an overview of the research performed in the field of fault location. Some of this research is also summarized in [15]. An approach of the application of PMUs for fault location is described in [16]. It is based on the results presented in [17] and [18] and it gives a phasor-domain solution for simultaneous calculation of the fault location and fault arc voltage amplitude in the case of all fault types. However, its operation might be affected by distortions caused from external grids connected by the line. Furthermore, the approach has several sequential stages (extraction of phasors not sensitive to decaying DC component, linear least squares estimation of unknowns), which make this approach rather complex. One of the latest works, where Wavelet analysis is applied, is addressed in [19].

This paper presents a new two-terminal numerical algorithm for the analysis of single line to ground (SLG) faults on short overhead transmission lines. SLG faults are the most common, and the

authors' motivation was to develop a specific algorithm for SLG faults rather than a general solution addressing all fault types.

The proposed algorithm estimates the unknown distance to the fault point from input data (voltage and current samples), and can be used for off-line fault location and analysis. With advances in technology, the authors expect the deployment of the algorithm in real-time applications.

This paper presents a novel algorithm based upon the use of Synchronised Measurement Technology (SMT) that can determine the distance to the fault, the fault voltage and the fault resistance simultaneously from voltage and current data samples, synchronously measured at both line terminals through the use of SMT technology. In order to evaluate the proposed algorithm, arc modelling and simulation studies are presented and validated with real data records. Statistical evaluation of the new numerical algorithm is undertaken.

The paper is organised as follows: Section 1 is the Introduction; Section 2 presents a model of a single phase to ground fault on a transmission line; Section 3 describes modelling and simulation of an electric arc; Section 4 presents the results of the algorithm testing; conclusions are given in Section 5 .

## 2 TRANSMISSION LINE FAULT MODELLING

Statistically, approximately 80% of all faults are followed by an arc [13], which contributes to the resistive component of the fault impedance. The fault path also includes the tower footing resistance and any other resistance at the fault point. An accurate fault location algorithm must consider the arc and the tower footing resistance, which are connected in series.

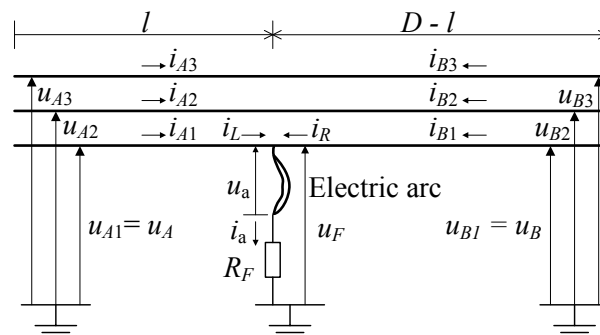
Figure 1: shows a three-phase representation of an SLG arcing fault on a transmission line. It is assumed that current and voltage measurements are synchronously acquired at both line terminals by SMT and transmitted to a central Intelligent Electronic Device (IED) where they are processed by an appropriate numerical algorithm to determine the fault distance ( $l$ ) arc voltage amplitude ( $U_a$ ) and the tower footing resistance ( $R_F$ ).

The fault arc is a long arc in free air, so its properties should not be confused with those of a short arc in a circuit breaker during current interruption [20]. The fault arc has a highly non-linear nature, causing distortions in the voltage and current waveforms along the transmission line. These distortions could indicate an arcing fault [21]. The arc voltage waveform ( $u_a(t)$ ) can be modelled as a pure square wave [21]-[22]:

$$u_a(t) = U_a \operatorname{sgn}(i_a) \quad (1)$$

where  $U_a$  is arc voltage amplitude,  $i_a$  is arc current and  $\operatorname{sgn}$  is the signum function.

In (1) there is only one unknown parameter: the arc voltage amplitude  $U_a$ . Other arc models include a number of different parameters, but it will be shown that (1) is accurate enough for developing new algorithms for overhead line protection.



**Figure 1:** Three-phase representation of the faulted line.

Using the symmetrical components approach, the line terminal voltage  $u_A$  (on the left-hand side in Figure 1: ) can be expressed as follows:

$$u_A = R_A^P (i_L + K_R i_L^0) + L_A^P \left( \frac{di_L}{dt} + K_L \frac{di_L^0}{dt} \right) + u_F \quad (2)$$

where  $R_A^P$ ,  $R_A^0$ ,  $L_A^P$  and  $L_A^0$  are positive and zero-sequence line resistance and inductance, respectively,  $i_L$  and  $i_L^0$  are left line terminal current and its zero sequence component during the fault,  $u_F$  is fault voltage, and  $K_R = (R_A^0 - R_A^P) / R_A^P$  and  $K_L = (L_A^0 - L_A^P) / L_A^P$  are the compensation coefficients to account for the zero-sequence current flowing through the line. These coefficients can be calculated in advance and they remain constant.

The fault current  $i_a$  is the sum of the currents flowing to the fault from both of the line terminals (see Figure 1):

$$i_a = i_L + i_R \quad (3)$$

Also, the fault voltage  $u_F$  can be expressed as:

$$u_F = U_a \operatorname{sgn}(i_a) + R_F i_a \quad (4)$$

Substituting equations (3) and (4) into equation (2) gives:

$$u_A = R_A^P (i_L + K_R i_L^0) + L_A^P \left( \frac{di_L}{dt} + K_L \frac{di_L^0}{dt} \right) + U_a \operatorname{sgn}(i_L + i_R) + R_F (i_L + i_R) \quad (5)$$

The line parameters can be expressed as products of the line length and per unit length values. Equation (5) then becomes:

$$u_A = r^P (i_L + K_R i_L^0) \cdot l + l^P \left( \frac{di_L}{dt} + K_L \frac{di_L^0}{dt} \right) \cdot l + \operatorname{sgn}(i_L + i_R) \cdot U_a + (i_L + i_R) \cdot R_F \quad (6)$$

where:  $l$  is the unknown distance from the left line terminal to the fault location,  $U_a$  is the unknown arc voltage magnitude and  $R_F$  is the unknown fault resistance. Equation (6) can then be rewritten in the following simplified form:

$$u_A = a_1 \cdot l + a_2 \cdot U_a + a_3 \cdot R_F \quad (7)$$

Coefficients  $a_1$ ,  $a_2$  and  $a_3$  can be identified from equation (6):

$$a_1 = r^P [i_L + K_R i_L^0] + l^P \left( \frac{di_L}{dt} + K_L \frac{di_L^0}{dt} \right) \quad (8)$$

$$a_2 = \operatorname{sgn}[i_L + i_R] = \operatorname{sgn} i_a \quad (9)$$

$$a_3 = i_L + i_R = i_a \quad (10)$$

In equation (7),  $u_A$  is directly measured voltage on the faulted phase on the left-side of the line, whilst the coefficients  $a_1$ ,  $a_2$ , and  $a_3$  can be determined from measurements of the currents at both line terminals. The unknown parameters can be arranged in the vector  $\mathbf{x}$ , as follows:

$$\mathbf{x} = [l \quad U_a \quad R_F]^T \quad (11)$$

where ‘T’ denotes matrix transposition.

Thus, the generic parameter model of the problem can be expressed as:

$$u_A = [a_1 \quad a_2 \quad a_3] \cdot [l \quad U_a \quad R_F]^T = \mathbf{a} \mathbf{x} \quad (12)$$

Where  $\mathbf{a}$  is a  $1 \times 3$  coefficient model matrix. Finally, random noise is added to (12):

$$u_A = \mathbf{a} \mathbf{x} + \mu \quad (13)$$

Equation (13) is the generic mathematical model of the measured voltage on the faulted phase, and it is the starting point for designing a suitable technique for estimating the unknown fault parameters. Since the model is linear, a linear parameter estimation technique is used. The model order, as defined by the number of unknown model parameters, is 3, so applying a non-recursive estimator is acceptable for real-time processing. This is shown in the Appendix where the non-recursive Least Squares Error (LSE) estimation method is presented.

For the calculation of the first derivatives of currents with respect to time, a parabolic (second order polynomial:  $i(t) = b_0 + b_1t + b_2t^2$ ) approximation approach was used [23]. For each time step  $t$ , a parabola approximating the current is fit through three consecutive samples of current, with the time step  $t$  being in the middle. The first derivative of current at time step  $t$  is then approximated as  $di(t)/dt = b_1 + 2b_2t$ . Through a number of simulations it was concluded that the parabolic fitting delivers more accurate results compared to linear fitting. Cubic function fitting (3<sup>rd</sup> order polynomial) gives similar results to parabolic fitting, but it is computationally more demanding, as it requires the processing of four samples, and the use of higher order polynomials gives more erroneous results.

In the algorithm derivation, the capacitive nature of the line was neglected, so the presented solution can be applied to lines of length less than 100 km. Developed in the time-domain, it is not sensitive to the distortions that may originate in external grids; this is one of advantages compared to the algorithm given in [16].

The difference between this algorithm and the present state of the art is that, due to the algorithm being derived in the time domain, it is able to estimate the fault resistance and indicate the presence of a fault arc (which can be used to control autoreclosure) as well as estimating the fault distance.

The effects of the fault arc on the accuracy of the algorithm are assessed. The algorithm was also rigorously tested for varying arc voltage waveform shapes and arc elongation effects. As the algorithm was derived in the time domain, it has a faster convergence time than those derived in the spectral domain.

### 3 ARC MODELLING AND SIMULATION

The accurate modelling of arcing faults and understanding their interaction with the power system is particularly important for the successful design of relaying algorithms [24]-[27]. Numerous models have been developed to describe the behaviour of electrical arcs; most of these models are used to model arcs in circuit breakers [28]-[31]. Some of them have been adapted to model long arcs in free air – the arcs that exist during arcing faults on overhead transmission lines [27].

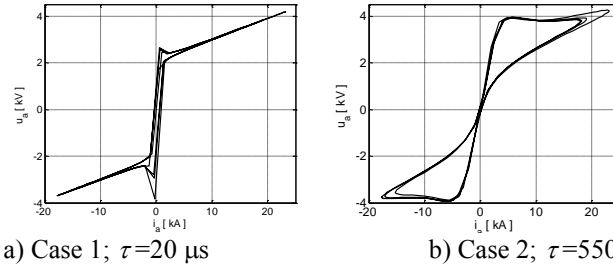
In this paper, the arc thermal equilibrium method will be used [28], [29]. Here the arc conductivity is presented in the form of a first order differential equation. The thermal long arc models [24] and [25] were introduced to model the arcing fault as:

$$g = \int \frac{1}{\tau} (G - g) dt \quad (20)$$

where  $g$  is the time varying arc conductance,  $G = |i|/V_{arc}$  is the stationary arc conductance,  $|i|$  is the absolute value of the arc current,  $V_{arc} = (u_0 + R|i|)l_a$  is a constant arc voltage parameter which describes the arc voltage clipping level,  $u_0$  is the arc voltage gradient,  $R$  is the arc resistance per unit length,  $l_a$  is the arc length and  $\tau$  is the arc time constant which influences the arc voltage-current characteristic. In this paper, the power system is simulated using the EMTP-ATP software package [32].

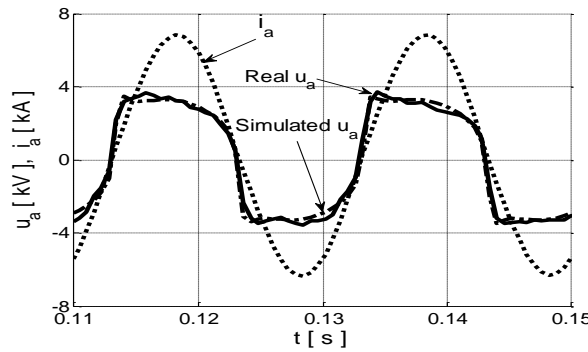
Figure 2: shows the voltage-current characteristics of a simulated arc using time constants of 20s and 550s, respectively. The time constant determines the relationship between the model arc voltage and current and, consequently, it also determines the shape of the arc voltage waveform.





**Figure 2:** Two typical current-voltage arc characteristics with different time constants

In Figure 3: , a comparison between the voltage waveforms of the simulated arc ( $u_0 = 14\text{V/cm}$ ,  $R = 1.5\text{m}\Omega/\text{cm}$ ,  $\tau=450\text{ s}$  and  $l_a = 143\text{cm}$ ) and real arc data is shown. The real data were obtained through a sequence of tests in the High Power Laboratory FGH-Mannheim, Germany [21]. The correlation coefficient between the two waveforms is  $r=0.9951$ . This is evidence that the arc model used in the research for this paper accurately simulates the physical processes of a real arc.



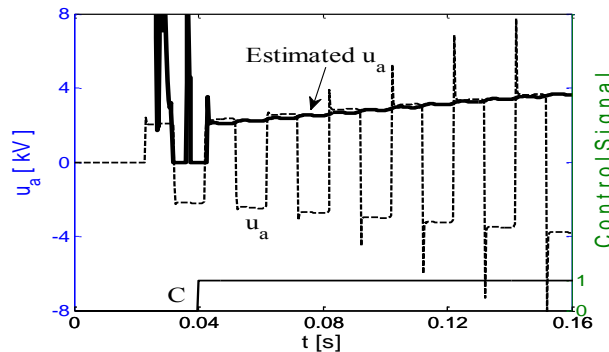
**Figure 3:** Comparison of recorded (solid line) and simulated (dash-dotted line) arc voltage waveforms.

#### 4 ALGORITHM TESTING

The efficacy of the algorithm was investigated by simulating different faults on a 100 km long overhead transmission line. SLG arcing and arcless faults with different parameters were simulated at various locations along the line. In each case the fault inception time was set at  $t = 23\text{ ms}$  and the sampling frequency was  $f_s = 3200\text{ Hz}$ .

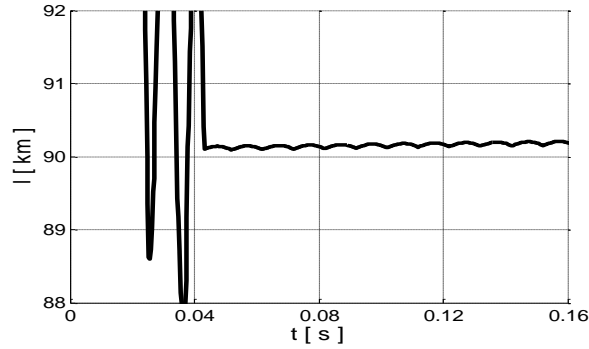
The estimated unknown parameters for a fault with parameters ( $\tau = 450\text{ }\mu\text{s}$ ,  $U_a = 2\text{ kV}$ ,  $R_F = 12\text{ }\Omega$  and  $l = 90\text{ km}$ ) and with data window width of 40ms (128 samples) are shown in Figure 4: - Figure 6: . Note that for arcing faults, the *arc elongation* phenomenon is included. It was assumed that the arc elongated at a rate of 12 m/s – as obtained from the analysis of a real arc [21]. In Figure 4: the elongated arc voltage  $u_a$ , its estimated amplitude by the proposed algorithm and the control signal indicating that the fault is transient are presented. The tracking abilities of the algorithm are obvious.

Simultaneously to the arc voltage amplitude, the unknown fault distance (90 km) and tower footing resistance  $R_F$  (30  $\Omega$ ) are estimated (see Figure 5: and Figure 6: , respectively).

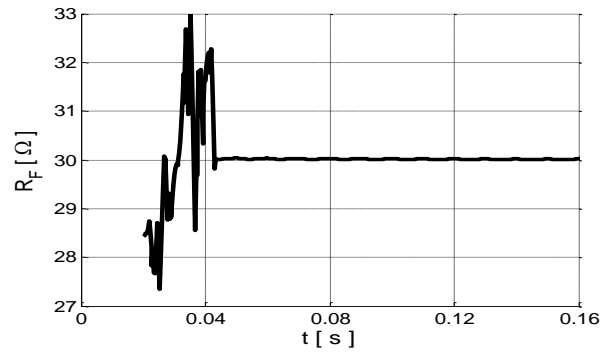


**Figure 4:** Arc voltage waveform and estimated the elongating arc voltage magnitude.

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



**Figure 5:** Estimated fault distance for a 90 km arcing fault from the left-side of the line.



**Figure 6:** Estimated fault tower footing resistance for a 90 km arcing fault from the left-side of the line.

For the arcless faults, the proposed algorithm also gave accurate results which are omitted here due to limited space.

In order to identify the factors affecting estimation errors and the magnitude of the errors introduced by the proposed algorithm when estimating the fault distance, arc voltage magnitude and footing resistance, over 80 different fault case simulations were performed. Moreover, for each simulation, three data window widths were used to test the algorithm sensitivity and accuracy versus the number of samples:

- 10 ms which corresponds to a half of 50Hz signal period (32 samples per data width);
- 20 ms which is equivalent to the full 50Hz signal period (64 samples); and
- 40 ms (128 samples).

Note that data window width is the only parameter of the algorithm that could be varied (sampling frequency had been determined in advance, before the algorithm was executed).

The default fault parameters ( $\tau = 450 \mu\text{s}$ ,  $U_a = 2 \text{ kV}$ ,  $R_F = 12 \Omega$  and  $l = 20 \text{ km}$ ) were varied over a broad range ( $\tau = [20-550] \mu\text{s}$ ,  $U_a = [0-3] \text{ kV}$ ,  $R_F = [0-300] \Omega$  and  $l = [0-100] \text{ km}$ ). In each case, one of the parameters varied whilst the others were kept constant at the default values. The summary of the results for the case of 40 ms (128 samples) data window width is given in Table 1.

ERROR	Mean	Std.Dev.	Corr. Coef.
<b>Effect of Fault Distance (<math>l</math>) for arcless faults</b>			
$l$ (%)	0.1550	0.0030	-0.9945
$u_a$ (%)	-	-	-
$R_f$ (%)	-0.0286	0.0110	-0.7385
<b>Effect of Fault Resistance (<math>R_F</math>) for arcless faults</b>			
$l$ (%)	0.1588	0.0007	0.9755
$u_a$ (%)	-	-	-
$R_f$ (%)	-0.0093	0.0119	0.6240
<b>Effect of Fault Distance (<math>L_f</math>) for arcing parameters</b>			

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

$l$ (%)	0.7660	0.6010	-0.7067
$u_a$ (%)	-14.4847	2.3657	-0.5125
$R_f$ (%)	0.2220	0.0424	0.4860
<b>Effect of fault resistance (<math>R_f</math>) for arcing parameters</b>			
$l$ (%)	1.9921	1.1250	0.9881
$u_a$ (%)	-14.5435	3.0033	0.6871
$R_f$ (%)	0.1569	0.1011	-0.7209
<b>Effect of arc time constant (<math>\tau</math>)</b>			
$l$ (%)	0.5392	0.1658	0.9810
$u_a$ (%)	-8.6098	7.1544	-0.9859
$R_f$ (%)	0.1157	0.1235	0.9867
<b>Effect of arc voltage (<math>u_a</math>)</b>			
$l$ (%)	0.6506	0.2593	0.9999
$u_a$ (%)	-17.5399	0.4534	0.9999
$R_f$ (%)	0.2240	0.1212	0.9998
<b>Total effectiveness</b>			
$l$ (%)	0.7103	1.3121	-
$u_a$ (%)	-13.7945	8.1245	-
$R_f$ (%)	0.1135	0.2055	-

**Table 1:** Mean, St. Deviation and Correlation Coeff. for the errors in estimating unknown parameters (DWW=40ms)

The highest errors are observed in the estimated arc voltage magnitude. It is underestimated on average by about 14%, with standard deviation of 8%. The estimated arc voltage magnitude is most influenced by the value of the arc voltage magnitude and the arc time constant (correlation coefficient is close to  $\pm 1$ ) and least influenced by the fault distance and footing resistance (lower values of correlation coefficient).

Much smaller relative errors are observed in the estimated fault distance, on average about 0.7%. They also had much smaller dispersion of about 1.3%.

The most accurately estimated results were for the footing resistance, with average relative error of only 0.1% and standard deviation of about 0.2%. The results show that the fault distance and actual footing resistance do not have a strong influence on the estimated footing resistance error (lower values of correlation coefficient). However, the arc time constant and the arc voltage amplitude have much stronger influence on the estimated footing resistance error.

Similar results were obtained for data window width 10ms and 20ms. The total effectiveness for DWW=10ms and DWW=20ms are shown in Table 2 and Table 3, respectively:

<b>Total effectiveness</b>			
$l$ (%)	0.710170108	1.312129611	-
$u_a$ (%)	-13.8077775	8.129961659	-
$R_f$ (%)	0.113628123	0.206100234	-

**Table2:** Mean, St. Deviation and Correlation Coeff. for the errors in estimating unknown parameters (DWW=10ms)

<b>Total effectiveness</b>			
$l$ (%)	0.71025816	1.312167703	-
$u_a$ (%)	-13.79714044	8.125274027	-
$R_f$ (%)	0.11348894	0.20570746	-

**Table3:** Mean, St. Deviation and Correlation Coeff. for the errors in estimating unknown parameters (DWW=20ms)

In Table 4, apart from the estimated fault distance, voltage amplitude and fault path resistance, also shown are 95% confidence intervals, represented by their lower and upper limits. The analysis

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

was done for different data window widths, for both arcing and arcless faults. Default fault parameters ( $\tau = 450 \mu\text{s}$ ,  $U_a = 2 \text{ kV}$ ,  $R_f = 12\Omega$  and  $l = 20\text{km}$ ) were used.

	arcless fault			arcing fault		
	lower limit	value	upper limit	lower limit	value	upper limit
<b>DWW = 0.5</b>						
$l$ [km]	20.0316	20.0316	20.0316	20.1002	20.1474	20.1945
$u_a$ [V]	-0.0061	-0.0030	0.0001	1294.1290	1653.683	2013.2376
$R_f$ [Ohm]	11.9976	11.9976	11.9976	11.9943	12.0322	12.0701
<b>DWW = 1</b>						
$l$ [km]	20.0316	20.0316	20.0316	20.1156	20.1474	20.1791
$u_a$ [V]	-0.0049	0.0001	0.0050	1411.7314	1653.999	1896.2671
$R_f$ [Ohm]	11.9976	11.9976	11.9976	12.0066	12.0321	12.0577
<b>DWW = 2</b>						
$l$ [km]	20.0316	20.0316	20.0316	20.1254	20.1474	20.1693
$u_a$ [V]	-0.0057	0.0007	0.0071	1486.5746	1654.064	1821.5536
$R_f$ [Ohm]	11.9976	11.9976	11.9976	12.0145	12.0321	12.0498

**Table4:** Estimated unknown fault parameters, their lower and upper values (95% confidence intervals)

The obtained results show that data window width (DWW) does not impact the accuracy of the algorithm. Moreover, for arcless fault, 95% confidence intervals for fault distance and fault path resistance are determined with accuracy higher than 4 decimal places (small variance of these estimated parameters). As for the arcing fault, increasing the DWW delivers narrower confidence intervals (reduces the variance of the estimated parameters), which is the expected outcome.

A large amount of results were obtained but, due to space limitations, only some representative results are shown.

Only the results obtained with a data window width of 20ms are presented since it was shown that the data window width does not have much impact on the results. Thus using smaller data window widths (0.5 or 1.0 periods) gives good accuracy and numerically stable results (no divergence) and also delivers accurate results faster (as soon as the transient samples leave the data window). That is why in the remaining text the focus is on a data window width of 20ms (64 samples).

Results are shown for faults at 20km from the left line terminal with footing resistance  $R_f = 12\Omega$ . The arc parameters used were  $\tau = 450 \mu\text{s}$ ,  $U_a = 2\text{kV}$ .

First of all, the residuals, given in vector  $\mu$  in equation (A.5) in the Appendix are scrutinized. In order to compare the distribution of the residuals with the normal distribution, some general parameters of distribution will be calculated first.

The skewness of the residuals is calculated as their 3<sup>rd</sup> standardized moment [34]:

$$\gamma = \frac{E[(x - \mu)^3]}{\sigma^3} \quad (21)$$

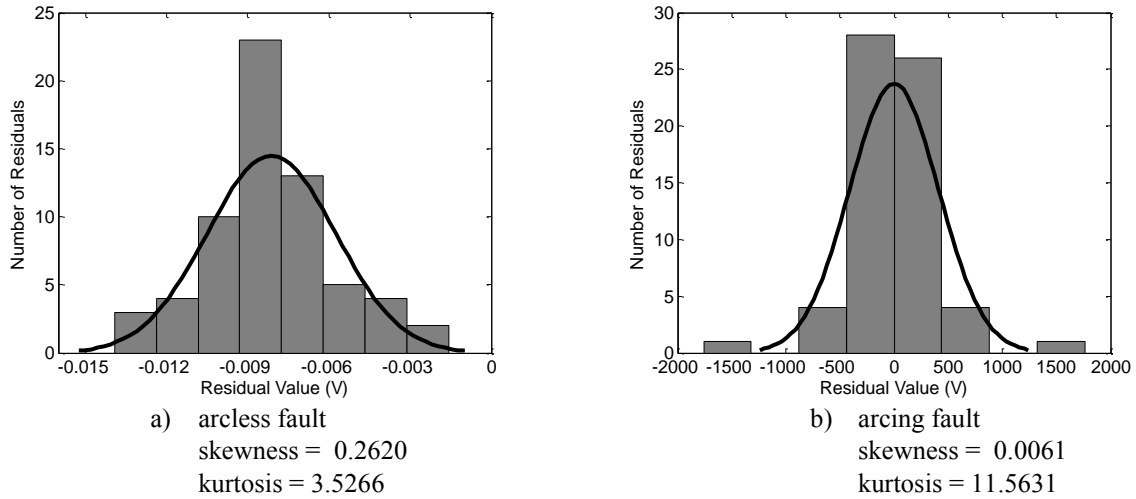
For normal distribution, skewness is equal to zero. The more it deviates from zero, the more the distribution is asymmetrical.

Kurtosis of the residuals is calculated as their 4<sup>th</sup> standardized moment [34]:

$$\gamma = \frac{E[(x - \mu)^4]}{\sigma^4} \quad (22)$$

Histograms of residuals for both arcless and arcing faults are shown in Figure 7: .

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

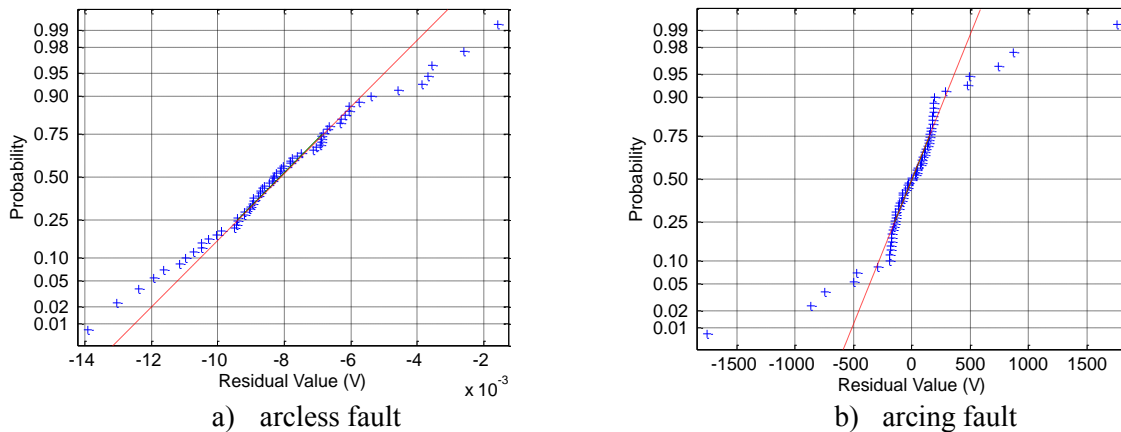


**Figure 7:** Histogram of the residuals of arcless and arcing fault.

The kurtosis of the normal distribution is equal to 3. It is a measure of the shape of a distribution. Distributions with higher, sharper peaks and smaller tails than the normal distribution have higher kurtosis.

One can conclude that for the arcless faults, residuals come from a distribution close to normal, but with higher peak and shorter tails (kurtosis > 3) and slightly positively (right) skewed (the right tail is longer). Conversely, residuals from arcing faults obviously do not come from a normal distribution (kurtosis is above 11).

Another way to assess the normality of a data set (set of residuals) is to examine the normal probability plot [35] of the residuals versus standard normal distribution. If the data come from normal distribution, the plot is close to a straight line. If the data do not come from normal distribution, the plot deviates from the straight line.



**Figure 8:** Normal probability plots of residuals for arcless and arcing fault.

One can see in Figure 8: that for an arcless fault, the distribution of the residuals does not perfectly follow a normal distribution, whilst for the residuals of an arcing fault the outliers are obvious. Both plots have an S-shape, indicating that residuals come from a distribution with shorter than normal tails, i.e. less variance than expected. Figure 8: b) gives clear evidence that for an arcing fault, the residuals are not distributed normally, and a closer statistical examination of the model is required, which will be the topic of future research in this field.

Figure 9: shows residuals together with their 95% confidence intervals within a data window for both arcless and arcing faults. Note that the confidence intervals are determined based upon “Studentised” residuals [36]:



Future work will be focused on both improving the model and determining an appropriate distribution of the residuals. As nonlinear models will also be considered, this will require a trade-off between the accuracy of the algorithm and the tractability of the results.

It was concluded that the impact of data window width (DWW) on the algorithm's accuracy is insignificant. Thus, the shorter DWW is recommended as it delivers accurate results in shorter times compared with wider DWW (shorter time lag between real and estimated data). Dynamic DWW, with an optimal width according to the signal dynamics, will be also explored in future research.

## APPENDIX

### Parameter Estimation by Least Error Squares Method

If the input signals are uniformly sampled with the sampling frequency  $f_s$ , then discrete presentation of time, having index  $m$  is given by  $t = t_m = mT_s$ . Assuming that  $N$  samples, which belong to a data window of size  $T_{dw}$ , are simultaneously processed, then a suitable equation (13) can be written for each time step within the data window. In this way,  $N$  equations will be obtained for  $N$  samples. These can be presented in the following concise matrix form:

- measurement vector of voltage samples:

$$\mathbf{u}_A = [u_A(t_1) \ \cdots \ u_A(t_N)]^T = [u_{A1} \ \cdots \ u_{AN}]^T \quad (\text{A.1})$$

- coefficients of suitable model matrices:

$$\mathbf{a}_1 = \begin{bmatrix} r^P [i_L + K_R i_L^0] + l^P \left( \frac{di_L}{dt} + K_L \frac{di_L^0}{dt} \right) \Big|_{(t=t_1)} \\ \vdots \\ r^P [i_L + K_R i_L^0] + l^P \left( \frac{di_L}{dt} + K_L \frac{di_L^0}{dt} \right) \Big|_{(t=t_N)} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

$$\mathbf{a}_2 = \left[ \text{sgn}[i_L + i_R] \Big|_{(t=t_1)} \ \cdots \ \text{sgn}[i_L + i_R] \Big|_{(t=t_N)} \right]^T \quad (\text{A.3})$$

$$\mathbf{a}_3 = \left[ i_L + i_R \Big|_{(t=t_1)} \ \cdots \ i_L + i_R \Big|_{(t=t_N)} \right]^T \quad (\text{A.4})$$

For a given data window, the following holds:

$$\mathbf{u}_A = [\mathbf{a}_1 \ \mathbf{a}_2 \ \mathbf{a}_3] \cdot \mathbf{x} + \boldsymbol{\mu} = \mathbf{A} \mathbf{x} + \boldsymbol{\mu} \quad (\text{A.5})$$

where  $\mathbf{A}$  is a coefficient model matrix. The optimal parameter estimates are obtained by using the LSE estimation method:

$$\mathbf{x} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{u}_A \quad (\text{A.6})$$

where  $(\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T$  is the *left pseudo-inverse matrix* of the model matrix  $\mathbf{A}$ . The model order  $n$  (here  $n = 3$ ) is determined by the number of unknowns. The inversion of a 3x3 matrix is a trivial task, even for ordinary hardware platforms, so the algorithm could be implemented easily in future IEDs.

## REFERENCES

- [1] K. Takagi, Y. Yomakoshi, M. Yamaura, R. Kondow, and T. Matsushima. "Development of a new type fault locator using the one terminal voltage and current data". IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-101, pp.2892–2898, Aug. 1982.

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

- [2] M. Djurić, Z. Radojević, and V. Terzija. “Distance protection and fault location utilizing only phase current phasors”. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 13, pp. 1020–1026, Oct. 1998.
- [3] A. Girgis, D. Hart, and W. Peterson, “A new fault location technique for two- and three-terminal lines”. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 7, pp.98–107, Jan. 1992.
- [4] M. Abe, T. Emura, N. Otsuzuki, and M. Takeuchi. “Development of a new fault location system for multi-terminal single transmission lines”. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 10, pp. 159–168, Jan. 1995.
- [5] J.-A. Jiang, J.-Z. Yang, Y.-H. Lin, C.-W. Liu, and J.-C. Ma. “An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines part I: Theory and algorithms”. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 15, pp.486–493, Apr. 2000.
- [6] A. Gopalakrishnan, D. Hamai, M. Kezunovic, and S. McKenna. “Fault location using the distributed parameter transmission line model”. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 15, pp. 1169–1174, Oct. 2000.
- [7] M. Tawfik and M. Morcos. “ANN-based techniques for estimating fault location on transmission lines using Prony method”. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 16, pp. 219–224, Apr. 2001.
- [8] S. Tamronglak, S. Horowitz, A. Phadke, and J. Thorp. “Anatomy of power system blackouts: Preventive relaying strategies”. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 11, pp. 708–715, Apr. 1996.
- [9] Chi-Shan Yu, Chih-Wen Liu, Sun-Li Yu, and Joe-Air Jiang. “A New PMU-Based Fault Location Algorithm for Series Compensated Lines”. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 17, No. 1, pp. 33-46, Jan. 2002.
- [10] Lee, C.J.; Park, J.B.; Shin, J.R.; Radojević, Z.M. “A new two-terminal numerical algorithm for fault location, distance protection, and arcing fault recognition”. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 21, Issue 3, Aug. 2006 Page(s):1460 – 1462.
- [11] D. Novosel, D.G. Hart, E. Udren, J. Garitty, “Unsynchronized Two-Terminal Fault Location Estimation”. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996.
- [12] T.S.Sidhu, at all, “Bibliography of Relay Literature, 2003 IEEE Committee Report”. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 21, pp. 56–65, Jan. 2006.
- [13] M. Djurić, Z. Radojević, V. Terzija, “Time Domain Solution Of Fault Distance Estimation And Arcing Faults Detection On Overhead Lines”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 1, January 1999, pp. 60 67
- [14] M. M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski. “Fault Location on Power Networks”. Springer London, 2012, ISBN 9781447125259.
- [15] M.M Saha, E. Rosolowski and J. Izykowski. “A New Fault Location Method”. PAC World, September 2012.
- [16] Y. H. Lin, C. W. Liu, and C. S. Chen. “A New PMU-Based Fault Detection/Location Technique for transmission lines with Consideration of Arcing Fault Discrimination, Part I and Part II”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, pp. 1587-1601, Oct. 2004.
- [17] M. Djurić, V. Terzija. “A new approach to the arcing faults detection for autoreclosure in transmission systems”. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10, No 4, Oct. 1995, pp. 1793-1798
- [18] M.Djurić, Z.Radojević, V.Terzija. “Time Domain Solution Of Fault Distance Estimation And Arcing Faults Detection On Overhead Lines”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 1, January 1999, pp. 60-67
- [19] H. Livani, C. Y. Evrenosoglu. “A Machine Learning and Wavelet-Based Fault Location Method for Hybrid Transmission Lines”. IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 5, No 1, pp.51–59, Jan. 2014.
- [20] T. E. Browne. “The electrical arc as a circuit element”. J. Electro-chem. Soc. 1955,102, pp 27-37.



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

- [21] Terzija V, Nelles D. “Parametrische Modelle des Lichtbogens und Parameterschätzung auf Grund der simulierten und echten Daten”. (in German) TB 183/93, Univ. Kaiserslautern, Kaiserslautern, Germany, July 1993.
- [22] D. Lönard, R. Simon, V. Terzija. “Simulation von Netzmodellen mit zweiseitiger Einspeisung zum Test von Netzschutzrichtungen” (in German). TB-157/92 Univ. Kaiserslautern, July 1992.
- [23] M. Heath. “Scientific Computing: An Introductory Survey”. 2nd, New York: McGraw-Hill. ISBN 0-07-239910-4, 2002
- [24] A. Johns, R. Aggarwal, and Y. Song. “Improved Techniques for Modeling Fault Arcs on Faulted EHV Transmission Systems”. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., vol. 141, no. 2, pp. 148-154, March 1994.
- [25] M. Kizilcay and T. Pniok. “Digital Simulation of Fault Arcs in Power systems”. Europe Transaction on Electrical Power System, ETEP, vol. 4, no. 3, pp. 55-59, Jan./Feb. 1991.
- [26] Y. Goda, M. Iwata, K. Ikeda, and S. Tanaka. “Arc Voltage Characteristics of high Current Fault Arcs in Long Gaps”. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 15, no. 2, pp. 791-795, April 2000.
- [27] V. Terzija and H. Koglin. “Long Arc in Free Air: Laboratory Testing, Modeling, Simulation and Model Parameters Estimation”. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 49, pp. 319-325, 2002.
- [28] A. M. Cassie. “Theorie Nouvelle des Arcs de Rupture et de la Rigidité des Circuits”. Cigre, Report 102, pp. 588-608, 1939.
- [29] O. Mayr. “Beiträge zur Theorie des Statischen und des Dynamischen Lichtbogens”. Archiv für Elektrotechnik, vol. Band 37, no. Heft 12, pp. 588-608, 1943.
- [30] CIGRE WORKING GROUP 13.01 “Applications of Black Box Modeling to Circuit Breakers”. Electra, no. 149, 1993.
- [31] P. Schavemaker and L. Sluis. “An Improved Mayr-Type Arc Model Based on Current-Zero Measurements”. IEEE Trans. Power delivery, Vol. 15, pp. 580-584, 2000.
- [32] <http://www.eeug.org/>
- [33] IEEE Std C37.114TM-2004. “IEEE Guide for determining fault location on AC transmission and distribution lines”. IEEE Power Engineering Society
- [34] W. Härdle, L. Simar. “Applied Multivariate Statistical Analysis”. 2<sup>nd</sup> Ed, Springer-Verlag, Berlin, Germany, 2007
- [35] D. T. Larose. “Data mining methods and models”. John Wiley & Sons, New York, 2007.
- [36] G. Sober. “Linear Regression Analysis”. John Wiley & Sons, New York, 1977.



## С.4-10. Развитие автономных регистраторов аварийных событий в России.

**ЛИСИЦЫН АНДРЕЙ АНДРЕЕВИЧ**  
**ОАО «НТЦ ЕЭС»**  
**СУЛИМОВ ДМИТРИЙ ВАЛЕНТИНОВИЧ**  
**ООО «ПАРМА»**  
**Россия**  
[dvs@parma.spb.ru](mailto:dvs@parma.spb.ru)

### Ключевые слова

Регистраторы аварийных событий (РАС), нормативные документы (СТО, ГОСТ)

### 1 Введение

Рассматривается история (выделено четыре периода), текущее состояние и перспективное направление развития автономных аварийных регистраторов (АРАС) в России. Выделены качественные функциональные особенности РАС в их временной ретроспективе. Дается анализ существующих нормативных документов в части РАС и формулируются предложения по их совершенствованию с учетом современных технических возможностей и потребностей эксплуатации.

### 2 История развития

#### 2.1 Этап 1 - 1965 - 1990 гг.

Первые аварийные осциллографы были разработаны в России во второй половине 60-х годов 20 века (ранее, чем за рубежом) на Ленинградском заводе «Вибратор». По принципу действия это были светолучевые осциллографы с фиксацией процесса на фотобумаге. Основным РАС этого периода был (и еще встречается в эксплуатации в настоящее время!) «шлейфовый осциллограф» Н-13 (Рис.1) в комплекте с панелью пуска (УПО-1, впоследствии ПДЭ0301).

Основной целью создания аварийного осциллографа была необходимость анализа протекания аварийного процесса на энергообъекте и анализ работы устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА). Долгие годы специалисты служб РЗА восстанавливали картину аварий, изучая проявленную фотопленку и вычисляя величины токов и напряжений с помощью линейки. Надо было внимательно следить за состоянием частей осциллографа, своевременно менять кассеты с фотобумагой. Скорость выяснения причин аварии была низкой, поскольку необходимо было время для доставки с подстанции и проявки кассеты с бумагой с последующим тщательным и трудоемким анализом осциллограмм.



Рис.1: Осциллограф Н-13

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

Комплекс РАС в составе Н-13 и УПО-1 (и далее ПДЭ0301)определил первые 5 качественных характеристик АРАС, приведенных в Таблице 1:

№	Функциональная характеристика	Технические характеристики
1	Диапазоны регистрации аналоговых величин	I : 15А, 50А, 100А, 150А АС U: 50В, 100В,150В, 200В АС
2	Условия пуска	3Uо: 3-12В 3Uо (шунты, сопрот.): 0,15-0,6В (1А), 0,75-3.0В (5А) Iф : 1-4А(1А), 4-20А(5А) Umф : 20-100В
3	Времена регистрации	Регистрация момента пуска и предыстории - через 20 мс после начала аварийного режима. Длительность записи - до 10с «Мертвая зона» до следующей записи - не менее 60с Кол-во сохраняемых осциллограмм - емкость кассеты 25м
4	Количество одновременно регистрируемых величин (каналов)	12
5	Синхронизация с единым временем	часы и устройство фотографирования дня недели и времени суток, указываемых стрелками часов с 7-дневным заводом

**Табл.1:** Качественные характеристики АРАС.

Конструктивно, первые АРАС представляли из себя набор из светолучевого осциллографа, блока питания, магазина шунтов и сопротивлений к нему и отдельного устройства - панели пуска.

## 2.2 Этап 2 - 1990-2000 гг.

Развитие техники и элементной базы, а также, что немаловажно – процесс «перестройки» в стране, привели к появлению первых «цифровых» АРАС, оригинальных по конструкциям и техническим характеристикам, разработанных и внедренных в серийное производство несколькими молодыми компаниями, своего рода «пионерами» создания первых отечественных (российских) «цифровых» РАС:

- НПП «Бреслер», НПП «ЭКРА» г. Чебоксары
- НТЦ «Госан» г. Москва
- ЗАО «Энергосоюз», ООО «ПАРМА» г. Санкт-Петербург
- ООО «Свей» г. Екатеринбург

Следует отметить еще оригинальные разработки РАС на Украине («Регина», «Рекон») и Латвии («РЕМИ»).

Разработки новых РАС и их внедрение происходили очень быстро, несмотря на затяжные тяжелые кризисные годы, дефолты и прочие трудности, поскольку преимущества «цифровой» техники перед массово находящимися в эксплуатации в те годы светолучевыми осциллографами было просто подавляющим по техническим характеристикам и возможностям. В Таблице 2 приведены достигнутые в этот период новые функциональные возможности и технические характеристики.

Энергетики впервые получили возможности не только просмотра и вычисления аварийных величин, но и восстановление хода развития аварии в целом по объекту – последовательность срабатываний защит, работы АПВ, отказов, состояния СОПТ; стали получать файлы экспресс-отчета об аварии с результатом ОМП, и все это удаленно на ПК, без выезда на объект. Впервые появилась возможность воспроизведение аварии для проверки работы УРЗА (с помощью появившихся в то же время устройств серии Ретом) и многое другое, ранее недостижимое.

№	Функциональная	Технические характеристики
---	----------------	----------------------------

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

	характеристика	
1	Диапазоны регистрации аналоговых величин	I : 0-200А AC, 0-20,-5+5мА DC U: 0-460В AC, 0-200мВ,0-600В DC
2	Условия пуска	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Изменение аналогового сигнала</li> <li>• Изменение дискретного сигнала</li> <li>• Симметричные составляющие тока и напряжения</li> <li>• Ручной пуск</li> </ul>
3	Времена регистрации	Регистрация предыстории – 1 с и более, до момента пуска. Длительность записи - до 120с и более «Мертвая зона» до следующей записи - отсутствует Кол-во сохраняемых осциллограмм - емкость носителя данных
4	Количество одновременно регистрируемых величин (каналов)	до разумного ограничения по надежности (в среднем до 64-256 аналоговых каналов)
5	Синхронизация с единым временем	Точность хода встроенных часов РАС – единицы секунд, синхронизация по сети, модему с ПК до 1с
6	Дискретные сигналы!	24,48,110,220 В, сухие контакты
7	Определение места повреждения - ОМП	Автоматически в РАС on-line или автоматизированно на ПК по полученной аварийной осциллограмме вычисляемые параметры – вид КЗ, поврежденное присоединение, значения токов и напряжений, и в том числе <b>расстояние до места КЗ в км</b> , методами (различными) одностороннего замера
8	Удаленный доступ к АРАС – скачивание осциллограмм, смена уставок, просмотр текущих значений	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Стандартный модем</li> <li>• CDMA, GSM модем</li> <li>• ЛВС объекта или доступ по RS485, RS232</li> </ul>
9	Программное обеспечение просмотра, анализа, печати осциллограмм (Windows)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Графики</li> <li>• Векторные диаграммы</li> <li>• Метки событий и времени</li> <li>• Сервисные возможности (сложение, наложение, фильтры, многое другое)</li> <li>• Экспорт в Comtrade (IEEE C37.111-1991)</li> </ul>
10	Дополнительные функциональные возможности (предшественники функционала РМУ и МИП)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Самописцы (тренды) нормальных и переходных режимов – токи, напряжения, мощности, частота</li> <li>• Отображение текущих значений регистрируемых величин</li> </ul>

**Табл.2:** Функциональные возможности и технические характеристики АРАС в период 1990-2000 гг.

Одной из первых конференцией, рассматривающих вопросы разработки и внедрения АРАС была конференция 17-19 мая 1995 года в г. Москва, прошедшая очень живо, дискуссионно, и давшая дополнительный толчок к развитию. В этот же период было положено начало и выставкам/конференциям по релейной защите и автоматике – «РЗА -1998».

Конструкции АРАС были и остаются оригинальными у всех производителей и их можно условно разделить на следующие категории:

- Моноблоки (8,16,32 канальные)
- Комплексы Блок регистрации/Сервер и блоки УСО (с оцифровыванием сигналов), в том числе удаленные от БР на значительные расстояния в пределах энергообъекта
- Комплексы Блок регистрации и удаленные датчики нормализации уровня аналогового сигнала до уровня входа плат АЦП

Местное управление и индикация было реализовано не у всех АРАС, но все АРАС давали возможность получения всего функционала при подключении к АРАС ПК через тот или иной интерфейс (Ethernet, RS-232, RS-485, токовая петля).

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

Следует отметить, что в этот период внедрялись (хотя и не массово) в эксплуатацию и зарубежные АРАС. Например, из своего опыта авторам доклада известно одновременное внедрение на введенной в работу в 2000 г. Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербург АРАС ПАРМА РП 4.06 (ОРУ-330 кВ) и АРАС Oscillostor P531 компании Siemens (генераторы энергоблоков), РАС «РЕМИ» (Латвия) в Кубаньэнерго и некоторые другие.

Из нормативных требований следует выделить РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем»[1], выпущенные Департаментом науки и техники РАО ЕЭС России, которые хотя прямо и не относились к АРАС, но, тем не менее, служили ориентиром и для разработчиков, и для эксплуатации. Выполняя требования РД, в том числе и по устойчивости к внешним воздействиям, электропитанию, электробезопасности и другим, изготовители АРАС стали активно сертифицировать свои устройства, в том числе и в качестве СИ (средства измерения) – тем самым подтверждая перед энергетиками заявленные в документации технические характеристики.

### 2.3 Этап 3 - 2001-2010 гг.

Период развития, «взросления» АРАС, широкое внедрение по стране в основном в качестве замены морально устаревших светолучевых осциллографов на действующих подстанциях, станциях и при новом строительстве. Появляются первые нормативные документы и наборы требований к РАС и АРАС, регламентирующие их применение; и, в том числе, дающие толчок к дальнейшей разработке и развитию АРАС.

Отметим следующие основные документы и события:

2.3.1 Информационное письмо №91 от 22.11.2001 ЦДУ ЕЭС России [2].

На долгие годы фактически единственный нормативный документ, определяющий требуемый объем аварийной регистрации на объекте, необходимость объединения РАС в единую информационную сеть и передачу информацию от РАС на верхние уровни управления; зафиксировавший минимальные требования по условиям пуска, частоте дискретизации, диапазонам регистрируемых величин, временам записи и др.

2.3.2 Информационное письмо ОАО «ФСК ЕЭС» № 54/1933 от 17.10.2005 о формате «Comtrade» [3].

Ввело требование (ранее только рекомендованного п.3.7.2 [1]) к унифицированному формату сохранения данных РАС и порядку его заполнения.

2.3.3 Приказ РАО ЕЭС России № 603 от 09.09.2005 [4].

Ввел требования о выдачи информации РАС в рамках создаваемых ССПИ (систем связи и передачи информации) для обеспечения «Требований к участникам балансирующего рынка в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора». Регламентировал некоторые технические характеристики, в том числе требование разрешения в **1 мс** для последовательности событий.

2.3.4 Введение ГОСТ Р 51317.6.5-2006 [5], определившего жесткие требования по ЭЭБ и ЭМС для оборудования подстанций.

2.3.5 Введение ряда СТО и РД ОАО «ФСК ЕЭС».

В период 2008-2010 годов были предприняты попытки разработки и принятия СТО ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» по аварийной регистрации; но, к сожалению, по ряду причин, документы не были доведены, и так и не увидели свет.

В Таблице 3 ниже приведены новые функциональные характеристики, появившиеся у АРАС и изменения у ранее упомянутых.

Основные качественные изменения:

- Синхронизация с астрономическим временем – GPS
- Переход к стандартным протоколам передачи данных и хранения данных
- Развитие условий пуска и записи трендов изменения («самописцы», журналы событий) различных величин для выявления и осциллографирования предаварийных состояний – для целей диагностики и сигнализации о возможном повреждении оборудования
- Ужесточение требований по ЭМС и другим условиям эксплуатации

№	Функциональная	Технические характеристики
---	----------------	----------------------------

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

	характеристика	
2	Условия пуска	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Пуск по частоте напряжения, силы тока</li> <li>• Пуск по гармонике сигнала</li> </ul>
5	Синхронизация с единым временем	Разрешение последовательности срабатываний в 1мс – и, как следствие, синхронизация осциллограмм РАС с «единым» временем в 1 мс
9	Программное обеспечение	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Экспорт в Comtrade (IEEE C37.111-1991) – как обязательная опция (впоследствии – согласно [10])</li> </ul>
10	Дополнительные функциональные возможности	<p>Диагностика силового оборудования</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Диагностика неисправности ТН</li> <li>• Учет ресурса выключателя</li> <li>• Неселективная диагностика неисправности ТТ и высоковольтных вводов силовых трансформаторов</li> <li>• Другие приложения</li> </ul>
11	Требования по ЭМС и требование аттестации оборудования	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ГОСТ Р 51317.6.5-2006</li> <li>• Аттестация ОАО «ФСК ЕЭС» с 2010 г. на основе ряда СТО и других нормативных документов</li> </ul>
12	Встраивание в АСУ ТП объекта и в ССПИ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Требования о поддержки стандартных протоколов FTP, TSP/IP, OPC, МЭК 60870-104</li> </ul>

**Табл.3:** Функциональные возможности и технические характеристики АРАС в период 2001-2010 гг.

#### 2.4 Этап 4 - 2011-2015 гг.

Дальнейшее развитие АРАС, вызванное новыми техническими возможностями, появлением новых стандартов для управления энергообъектами и новыми нормативными требованиями органов управления энергетикой.

Современное состояние нормативной базы определяется следующими основными документами:

- Приказ Минэнерго № 380 от 29.08.2011 (раздел 8) [6].
- «Положение о единой технической политике в электросетевом комплексе» ОАО «Россети» (утверждено протоколом № 138 от 23.10.2013, Раздел 2.3.9 Релейная защита и автоматика) [7].
- СТО СО ЕЭС (проект, 2014г.) «Требования к регистрации аварийных событий и процессов» [8]
- Перечень ГОСТ Р, СТО, РД, Приказов, информационных писем ОАО «Россети», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» и других организаций и ведомств, касающийся самых различных требований к «вторичному» оборудованию энергообъектов (более 55 документов – по опыту аттестации РАС в ОАО «Россети»).

Приказ Минэнерго и «Положение о единой технической политике...» определяют необходимость, цели и задачи развития аварийной регистрации в электросетевом комплексе страны.

СТО ОАО «СО ЕЭС» определяет минимальные функциональные требования системного оператора к АРАС, и является очень важным шагом к стандартизации требований к этому классу оборудования. ОАО «Россети» планирует в 2015г. выпуск СТО по аварийной регистрации, которое, предполагается, как дополнит функциональные требования, так и сформулирует технические и эксплуатационные требования к аварийным регистраторам. Выпуск и принятие упомянутых СТО (а впоследствии принятие их через ТК 016 в качестве национальных стандартов, ГОСТ) создаст законченную систему нормативных требований к регистраторам аварийных событий.

Важным вопросом, ответа на который ожидают как разработчики и производители АРАС, так и проектные и эксплуатирующие организации, является разрешение к применению многофункциональных АРАС одновременно в качестве элементов смежных мониторинговых и регистрирующих систем:

- СМПП (система мониторинга переходных режимов)
- ОМП (определение места повреждения)
- СМиУКЭ (система мониторинга и управления качеством электроэнергии)
- Системы мониторинга трансформаторного оборудования

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

Такое оборудование уже **есть** (и активно внедряется), причем не только российское, но и зарубежное, что подтверждает тенденцию к применению многофункциональных устройств. К аргументам «ЗА» относятся несомненная экономическая выгода ( в том числе и на выполнение СМР), снижение нагрузок на вторичные цепи ТТ и ТН, уменьшение ИТ связей и оборудования, экономия места для размещения шкафов, другие. Аргументы «ПРОТИВ» - уменьшение надежности (риск потери данных для нескольких систем при отказе одного источника данных), существующая организационная структура эксплуатирующих служб электросетевых предприятий (для объектов генерации все вопросы обычно решаются в ЭЦ, и именно там уже есть практика применения многофункциональных устройств для создании различных систем).

Авторам доклада представляется разумным предоставление решение этого вопроса в каждом конкретном случае на усмотрение собственника энергообъекта, а нормативным документам регулирующих органов – **не запрещать** применение многофункциональных регистрирующих комплексов.

Ниже в Таблице 4 зафиксированы основные требования к АРАС и выделены некоторые возможные пути их развития.

№	Функциональная характеристика	Технические характеристики
1	Диапазоны регистрации аналоговых величин (минимальные)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Согласно [8]</li> </ul>
2	Условия пуска (минимальные)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Согласно [8]</li> </ul>
3	Времена регистрации (минимальные)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Согласно [8]</li> </ul>
4	Количество одновременно регистрируемых величин (каналов)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Требования не предъявляются</li> </ul>
5	Синхронизация с единым временем	<ul style="list-style-type: none"> <li>Согласно [8].</li> </ul>
6	Дискретные сигналы	<ul style="list-style-type: none"> <li>Согласно [8]</li> <li>Напряжение срабатывания 170(158)-154(132)В, импульс режекции 200 мкКл, согласно [9]</li> </ul>
7	Определение места повреждения – ОМП	<ul style="list-style-type: none"> <li>Автоматически в РАС on-line или автоматизированно на ПК по полученной аварийной осциллограмме вычисляемые параметры, в том числе расстояние до места КЗ в км</li> <li>Развитие алгоритмов и ПО различных методов (2-х сторонние ОМП, волновые методы, другие)</li> </ul>
8	Удаленный доступ к АРАС – скачивание осциллограмм, смена уставок, просмотр текущих значений	<ul style="list-style-type: none"> <li>WEB интерфейс</li> <li>GPRS доступ для необслуживаемых объектов распределителей без каналов связи</li> <li>ЛВС объекта, корпоративные сети</li> </ul>
9	Программное обеспечение просмотра, анализа, печати осциллограмм (минимальные)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Согласно [8]</li> <li>Ожидается дополнение, расширение требований со стороны ОАО «Россети»</li> </ul>
10	Дополнительные функциональные возможности	<ul style="list-style-type: none"> <li>Функционал PMU и PDC для систем СМРР</li> <li>МИП (для АСУ ТП)</li> <li>ПКЭ (для СМиУКЭ)</li> <li>Мониторинг состояния силового оборудования (силовых трансформаторов) – ведутся разработки</li> </ul>
11	Требования по ЭМС, ЭБ,	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ожидаются в СТО ОАО «Россети» (2015 г.)</li> </ul>

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

	условиям эксплуатации, конструктивные требования	В настоящее время порядка 50-ти различных ГОСТ, СТО, инф. писем
12	Встраивание в АСУ ТП объекта и в ССПИ	<ul style="list-style-type: none"> <li>Поддержка 61850 8.1 MMC</li> </ul>
13	Объединение данных АРАС с разных объектов	<ul style="list-style-type: none"> <li>Внешнее ПО архивирования, раскладывания по «папкам», объединение данных, автоматизированный анализ и другое</li> </ul>
14	Регистрация цифровых сигналов	<ul style="list-style-type: none"> <li>Регистрация GOOSE сообщений с интеграцией в единый аварийный файл</li> </ul>
15	?	

**Табл.4:** Основные требования к АРАС и некоторые возможные пути их развития.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В электроэнергетике России создано и активно внедряется оборудование автономной аварийной регистрации. Формируются технические и другие требования путем выпуска нормативных документов различного статуса. Развитие АРАС идет в сторону повышения функциональности, расширения диапазонов и точности регистрации, ее синхронизации с астрономическим временем; а также совмещении регистрации аналоговых величин и GOOSE сообщений для энергообъектов с элементами «цифровой подстанции».

## **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем»
- [2] Информационное письмо №91 от 22.11.2001 ЦДУ ЕЭС России
- [3] Информационное письмо ФСК ЕЭС № 54/1933 о формате «Comtrade»
- [4] Приказ РАО ЕЭС России № 603 от 09.09.2005
- [5] ГОСТ Р 51317.6.5-2006
- [6] Приказ Минэнерго № 380 от 29.08.2011
- [7] «Положение о единой технической политике в электросетевом комплексе» ОАО «Россети» (утверждено протоколом № 138 от 23.10.2013).
- [8] СТО ОАО «СО ЕЭС» «Требования к регистрации аварийных событий и процессов» (проект, 2014 г.)
- [9] СТО 56947007-29.120.40.102-2011 Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС.
- [10] IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04 «Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems»





## С.4-11. Верификация измерений на подстанции для целей РЗА: распознаваемость режимов ошибки

А.Н. Подшивалин, Н.М. Александров  
ИЦ «Бреслер», НПП «Динамика»  
Россия  
[podshivalin\\_an@ic-bresler.ru](mailto:podshivalin_an@ic-bresler.ru)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

РЗА, верификация, диагностика, измерения, распознаваемость.

### 1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большую популярность получает концепция цифровой подстанции. Одним из главных преимуществ этой архитектуры является возможность создания единого информационного пространства для всех устройств автоматизации на подстанции, связанных с измерениями. По шине данных передаются значения измеренных аналоговых величин и дискретная информация в цифровом и доступном (стандартном) виде. Это даёт возможность реализации новых алгоритмов защиты энергообъекта на основе большего, чем ранее, объема измерений. В настоящей работе представлена верификация измерений, получаемых от трансформаторов тока на подстанции, и исследована возможность распознавания ошибок в этих измерениях.

### 2 ИЗМЕРЕНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ

В схемах распределительных подстанций может быть установлено до десяти и более трехфазных групп трансформаторов тока для целей релейной защиты и автоматизации (РЗА). Они призваны обеспечить взаимное резервирование защит и, в некоторой степени, измерений. Для эффективного использования информации устройства РЗА должны использовать только достоверную информацию. Ввиду наличия большого числа измерений встает вопрос о возможности определения наличия ошибочного измерения одного или нескольких измерителей тока при известной топологии электрической системы.

Выполним анализ обобщенной схемы подстанции и проведем его иллюстрацию на основе типовой схемы «5АН-мостик» с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов [1]. Для формализации задачи примем следующие допущения:

- в расчете используется схема, в каждой ветви которой имеется трансформатор тока;
- в одной ветви схемы не может быть более одного коммутационного аппарата.

Из-за введенных ограничений схема приобретает дополнительные ветви и узлы, соединяющие лишь две ветви. Результирующая схема представлена на рис. 1.

Для описания топологии схемы составляется матрица инцидентий  $A$ , которая однозначно описывает любую заданную электрическую схему, указывая на соединение ветвей и узлов. Введем обозначение вектора токов  $n$  ветвей  $I$  и их положительные направления в каждой ветви.

Число столбцов  $n$  матрицы  $A$  соответствует числу ветвей, число строк  $m$  – числу узлов. Каждый элемент матрицы  $A_{ij}$  принимает следующие значения:

- 0, если узел  $i$  и ветвь  $j$  не связаны друг с другом;
- 1, если ток ветви  $j$  вытекает из узла  $i$ ;
- -1, если ток ветви  $j$  втекает в узел  $i$ .

Матрица инциденций для анализируемой схемы:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

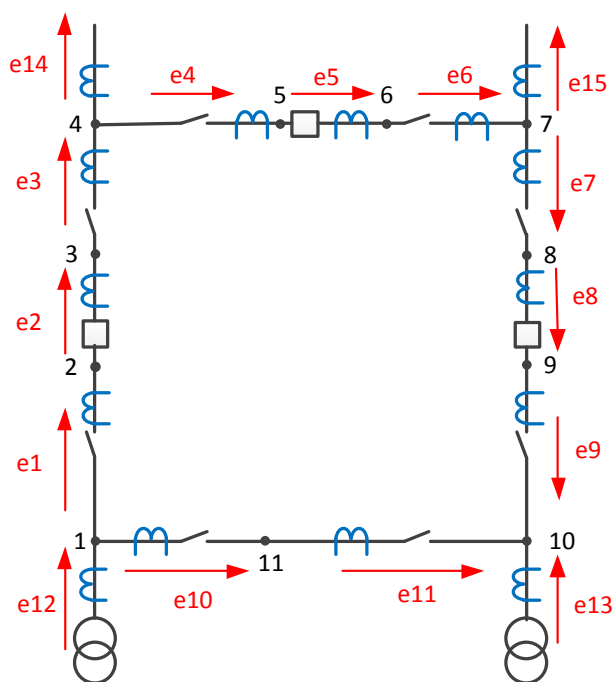


Рис 1. Схема 5-АН, дополненная узлами и ветвями

Схему описывает уравнение Кирхгофа для сходящихся в узле токов:

$$A \cdot I = 0, \quad (1)$$

где  $0$  – это вектор соответствующей длины (в данном случае  $m$ ) с нулевыми значениями.

Равенство (1) может быть использовано для определения наличия ошибки (или ошибок) в измерениях тока. Если значения вектора  $I$  содержат ошибку, то она проявится в невязке, вычисляемой по формуле:

$$G = A \cdot I, \quad (2)$$

Ошибка в измерениях фиксируется множеством  $L_G$ :

$$L_G = \{i, G_i > \varepsilon_0\},$$

где  $\varepsilon_0$  – заданная величина невязки, определяющая границу допустимых значений из величин протекающих токов и погрешности измерительных трансформаторов. Невязка напрямую указывает на узлы, сумма токов в которых отлична от нуля.

Из анализа множества  $L_G$  уже можно определить наличие или отсутствие ошибок в измерениях. Если множество  $L_G$  не пустое, то необходимо продолжить исследования с целью поиска конкретного измерителя, генерирующего ошибку. Если одинаковое значение вектора  $G$  (а значит, и множество  $L_G$ ) может соответствовать разным ошибкам во входных токах, то соответствующие ошибки являются нераспознаваемыми с точки зрения информационной теории.

Проведем подробный анализ распознаваемости одной и двух ошибок в измерениях в схеме по рис. 1.

## 2.2 ОДНА ОШИБКА В ИЗМЕРЕНИЯХ

Анализируя множество  $L_G$  и матрицу инцидентий  $A$ , можно заметить, что узел с невязкой указывает на то, что токи, подводимые к этому узлу, могут содержать ошибку. Согласно матрице инцидентий, все токи (столбцы матрицы), значение которых в строке, соответствующей узлу с невязкой, отличны от нуля, являются токами с возможной ошибкой. Логичным будет предположение, что ошибочное измерение одного тока вызовет появление невязки сразу в двух узлах, если ветвь соединяет два узла, или в одном, если ветвь не завершается узлом, т.е. «внешняя» (ветви 12, 13, ..., 15 на рис. 1).

Действительно, если представить вектор с ошибкой как сумму вектора токов без ошибки  $I$  и вектора отклонения  $\Delta I$ :

$$I' = I + \Delta I,$$

где

$$\Delta I_j = \begin{cases} \Delta J, & j = k; \\ 0, & j \neq k, \end{cases}$$

где  $\Delta J$  – заданная алгебраическая погрешность одной величины тока  $k$ , то для узла  $p$ , к которому подключена ветвь с током  $k$ :

$$A_p I' = A_p I + A_p \Delta I = 0 + A_p \Delta I = A_{p,k} \Delta J,$$

где  $A_p$  – вектор, составленный из строки  $p$  матрицы  $A$ .

Аналогично для узла  $q$  (если он есть):

$$A_q I' = A_{q,k} \Delta J.$$

В таблице 1 приведены результаты моделирования единственной ошибки в измерениях для выбранной схемы по рис. 1. Цветом отмечены ячейки токов, узлы которых дают невязку по формуле (1) в зависимости от ошибочного тока с номером  $k$ . Легко видеть, что такую таблицу можно получить путем умножения матрицы инцидентий на ее собственную транспонированную матрицу:  $A \cdot A^T$ , при условии, что за ветви с возможной ошибкой принимаются ненулевые элементы результирующей матрицы.

Таблица 1 не содержит одинаковых столбцов (как и множество  $L_G$ ), а потому каждую ошибку во входных токах возможно выявить, условия нераспознаваемости ошибки в этой схеме не возникают.

Таблица 1. Результаты моделирования одного ошибочного измерения в схеме

Номер ветви с возможной ошибкой	Номер ветви с ошибкой														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	■	■								■		■			
2	■	■	■												
3		■	■	■										■	
4			■	■	■									■	
5				■	■	■									
6					■	■	■								■
7						■	■	■							■
8							■	■	■						
9								■	■		■		■		
10	■									■	■	■			
11										■	■	■		■	
12	■										■	■	■		
13										■		■	■		
14			■	■										■	
15						■	■								■
Всего	4	3	4	4	3	4	4	3	4	4	3	3	3	3	3

## 2.2 ДВЕ ОШИБКИ В ИЗМЕРЕНИЯХ

Проведем анализ возможности выявления двух ошибочных взаимно не компенсирующихся ошибочных измерений в схеме. Взаимная компенсация ошибок потенциально возможна при наличии ошибок с обратным знаком в двух токах одного узла, однако этот случай на данный момент не рассматривается.

Таблица 2 показывает число узлов с невязкой (число элементов множества  $L_G$ ) для каждой комбинации ошибок в узлах. В результате моделирования ошибочных измерений множество номеров узлов с невязкой  $L_G$  содержит от двух до четырех элементов, в зависимости от типа ветвей (внешние или внутренние) и их взаимного положения (наличие общего узла). В таких условиях некоторым сочетаниям ошибок, соответствует одинаковый набор  $L_G$ . Например, сочетания ошибок в токах 1-2 и 2-12 дают невязку в узлах 1, 2 и 3, что означает нераспознаваемость данных ошибок. Тем не менее, круг возможных токов с ошибкой остается ограниченным. В таблице 2 цветом выделены недиагональные ячейки, для которых явление нераспознаваемости характерно (14 ситуаций из 105). Примечательно, что все они дают ровно три узла с невязкой.

Таблица 2. Результаты проверки распознаваемости двух ошибочных измерений (в ячейках указано число узлов с невязкой)

Номер ветви с ошибочным измерением	Номер ветви с ошибочным измерением															Нет ошибки
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	■	■ 3 (1.2.3)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	2	3	3	3	2
2		■	■ 3	4	4	4	4	4	4	4	4	■ 3 (1.2.3)	3	■ 3	3	2
3			■	■ 3	4	4	4	4	4	4	4	3	3	2	3	2
4				■	■ 3	4	4	4	4	4	4	3	3	2	3	2
5					■	■ 3	4	4	4	4	4	3	3	■ 3	■ 3	2
6						■	■ 3	4	4	4	4	3	3	3	2	2
7							■	■ 3	4	4	4	3	3	3	2	2
8								■	■ 3	4	4	3	■ 3	3	3	2
9									■	■ 3	4	3	2	3	3	2
10										■	■ 3	2	■ 3	3	3	2





## С.4-12. Сравнительный анализ методов расчета параметров нормальных и аварийных режимов для обеспечения корректной работы РЗ и ПА.

**А.С. ВЕДЕРНИКОВ, В.Г. ГОЛЬДШТЕЙН, А.В. ГОФМАН**  
Самарский государственный технический университет  
Россия  
[vedernikovas@rambler.ru](mailto:vedernikovas@rambler.ru)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, противоаварийная автоматика, программные комплексы, электрические сети, установившиеся и переходные режимы, метод симметричных составляющих, метод фазных координат, линии электропередачи, силовые трансформаторы.

### 1 ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение системной надежности в электроэнергетике ставит анализ установившихся и переходных режимов (УР и ПР) электрических сетей одной из главных задач в электроэнергетике [1, 2]. Большой объем расчетов выполняется при планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы, в том числе установившихся и переходных режимов. Результаты этих расчетов используются на всех уровнях диспетчерского и технологического управления.

- **Предметом** настоящей работы является определение с высокой достоверностью параметров электроэнергетической системы для выполнения расчетов режимов. Это является важным условием корректной работы релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА). В современных условиях для этого используются специализированные промышленные программные расчетные комплексы (ППРК) [3, 4].

- **Обзор** текущего уровня разработок и исследований данного вопроса.

В течение многих лет создание ППРК отстает от практики реализации некоторых технологических задач, таких как учёт многопроводности схем сетей, принципиальных допущений о внутренней симметрии реально несимметричного трёхфазного электрооборудования, определения и разделения потерь во взаимосвязанных элементах сети и др.

Следует отметить, что эти задачи могут быть решены *в индивидуальном порядке* с помощью универсальных комплексов типа MATLAB/Simulink, MathCad, Wolfram Mathematica, GNU Octave, Scilab, Maxima, Maple/Maplesim, MuPAD, либо специализированных PSCAD, EMTP-RV, ATP-EMTP и др [5–6]. При этом тратится неоправданно много сил и времени на подготовку исходной информации, текущее управление компьютерными исследованиями, интеллектуальную обработку, обобщение и оформление результатов в виде требуемых документов.

Интерактивные *исследовательские* программные продукты этого класса и, в частности, наиболее распространенный из них MATLAB/Simulink [6], не предназначены для эффективно-го решения названных выше массовых серийных расчетов УР и ПР в эксплуатации и проектировании, особенно в интеллектуальных электрических системах с активно-адаптивными сетями (ИЭС с ААС), в которых в значительной мере увеличивается их количество и требования к точности расчетов.

В настоящее время в отечественной и зарубежной практике подавляющее большинство информационно-вычислительных ППРК, используемых для этих целей, в том или ином виде

опирается на допущение о симметрии параметров электрической сети. Это позволяет, для определения несимметричных параметров режимов, применять метод симметричных составляющих (МСС), предложенный Ч. Фортескью и развитый Ч. Вагнером и Р. Эвансом [7]. Этот метод предполагает эквивалентирование несимметричного трехфазного режима в несимметричной сети тремя симметричными режимами в трех симметричных трехфазных моделях, построенных на предположении о симметрии исходной сети. При этом допущении производится расчет в трех, по существу, однопроводных схемах замещения (ОСЗ).

Обширный опыт эксплуатации существующего программного обеспечения, информация, приведенная в литературе [3 – 4] и выполненный авторами анализ позволяют уверенно заявить, что в настоящее время большинство современных отечественных и зарубежных ППРК по своим возможностям, исполнению и практической реализации не в полной мере соответствуют положениям и требованиям, предъявляемым к решению таких задач эксплуатирующими и проектными электроэнергетическими организациями.

- **Цель и новизна** доклада.

Можно констатировать, что большинство существующих ППРК принципиально не могут обеспечить точность результатов определения ряда параметров электрических режимов, необходимую по современным требованиям, поскольку по построению своих математических моделей имеют неустраняемые погрешности.

1. Прежде всего, принципиально невозможно отразить параметрами режима одной фазы физическое состояние многопроводной конструкции большинства элементов сети, в частности, линий электропередачи, обмоток трансформаторов при различных конфигурациях их магнитной системы и др.

2. Использование однопроводных расчётных схем при жестком допущении о фазной симметрии всех видов трехфазного и многофазного электрооборудования, которая отсутствует в принципе и может быть достигнута искусственно с помощью специальных мероприятий.

3. Отсутствие адекватного учета междуфазных взаимных индуктивных и емкостных связей, в частности, двух и многоцепных линий электропередачи, в том числе и разных напряжений.

4. Невозможность достоверного определения параметров несимметричных и неполнофазных режимов трехфазного электрооборудования.

5. Некорректность учета влияния заземленных и незаземленных грозозащитных тросов многопроводных и особенно многоцепных линий электропередачи.

6. Отсутствие достоверности определения потерь электрической мощности во взаимосвязанных линиях электропередачи.

7. Практическая невозможность разделения потерь между различными собственниками взаимосвязанного электрооборудования и др.

Среди существующих программных средств можно выделить перспективные разработки ИрГУПС, нашедшие отражение в комплексе Flow3. В этом ПК, разработанном под руководством А.С. Крюкова и В.П. Закорюкина [8] в соответствии с современными требованиями реализовано полнофункциональное моделирование ЛЭП и трансформаторов в фазных координатах [9–10] с учетом взаимоиндуктивных и емкостных связей, с любым соединением проводов ЛЭП и обмоток трансформаторов с учетом конфигурации магнитной системы трансформатора.

Можно также отметить моделирующий комплекс, работающий в реальном времени для решения задач управления в ИЭС с ААС, разработанный в ТПУ [11]. Это – открытый гибридный программный продукт, в котором возможно практически неограниченное наращивание и модернизация одно и многопроводных моделей непрерывно моделируемых объектов исследования. Он открывает широкие возможности для новых подходов к компьютерным исследованиям процессов в ИЭС с ААС, состоящих из реального сочетания как нового современного, так изношенного электрооборудования. Однако следует сказать, что реализация названных возможностей требует от пользователей значительных затрат времени, сил и средств, во-первых, на создание в каждом конкретном случае, по существу, аппаратно–программного продукта, а, во-вторых, поддержания его в актуальном состоянии. При недостаточных в большинстве случаях аппаратных и кадровых ресурсах это практически в значительной мере ограничивает широкое использование названной разработки для получения информации, необходимой для решения массовых текущих задач РЗ и ПА.

## 2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Цель и новизна доклада

Проведенный анализ показал, что это допущение о симметрии электрической сети для современных конструкций электросетевого оборудования (особенно с учетом большого количества двухцепных, а теперь уже и многоцепных линий электропередачи и других принципиально несимметричных объектов) и применение метода симметричных составляющих приводит к погрешностям, не соответствующим в настоящее время требованиям РЗ и ПА.

Наиболее рациональным направлением повышения достоверности, адекватности и снижения погрешностей является применение известного метода фазных координат (МФК) [8–10]. Он имеет значительно большие возможности по сравнению с МСС, так как в нем нет его генетически заложенных недостатков и, прежде всего, жестких допущений о внутренней симметрии. МФК хорошо известен, получил также широкое распространение, однако проблемы его применения ППРК решены не полностью (особенно для элементов ИЭС с ААС), что можно отметить даже в наиболее продвинутом программном продукте «Fazonord–Качество» и обширных исследованиях ИрГУПС [8].

На основании сказанного выше можно сформулировать ряд проблем по созданию ППРК на основе применения МФК, из которых наиболее существенными можно назвать проблемы:

- создание *многопроводной* информационной базы сети (ИБС) с *гибкой графической*, блочно–интерактивной системой управления информацией;
- разработка управляемых многопроводных компьютерных моделей, как элементов, так и всей ИЭС с ААС с графическим коммутационным и параметрическим управлением их топологией и др.

На сегодняшний день можно констатировать практическое отсутствие широкого использования промышленного использования МФК в отечественной эксплуатации и проектировании электрических сетей и систем. Поэтому в рамках исследований, предшествующих данной публикации произведено сравнение результатов расчетов параметров режимов в однопроводной постановке (в частности, для режимов КЗ с применением МСС) и в многопроводных несимметричных схемах замещения с помощью МФК.

Выполненные авторами исследования и компьютерные эксперименты показали расхождения в результатах названных расчетов не только (как и следовало ожидать) для всей гаммы несимметричных КЗ (особенно однофазных и двухфазных на землю), но и для симметричных трехфазных КЗ, а также нормальных и послеаварийных установившихся режимов. Примененный выше термин «расхождение в результатах» объективно говорит о необходимости сравнения данных, полученных в компьютерных исследованиях и экспериментах, с результатами натурных измерениями в действующих современных электрических сетях для достоверизации и верификации существующего и разрабатываемого программного обеспечения. К сожалению, подобные исследования в настоящее время практически очень редки, а для большинства актуальных задач просто отсутствуют.

Сказанное выше позволяет констатировать необходимость тщательного анализа и коррекции руководящих документов, регулирующих в настоящее время выполнение названных расчетов и исследований режимов электрических сетей, для того, чтобы их результаты соответствовали в настоящее время жестким требованиям обеспечения корректной работы РЗ и ПА.

Приведем упрощенный пример, подтверждающий настоятельную необходимость отказа от применения МСС в пользу МФК при анализе установившегося режима сети 220 кВ с двухцепными ВЛ (рис. 1). Установившийся режим рассчитан по программе «RastrWin 3» в однопроводном варианте и в многопроводном – по МФК [8–10]. Исходные данные и результаты представлены непосредственно на рис.1: напряжения – в кВ, токи (со стрелками) – в А, потоки мощности и нагрузки – в МВА. Обозначения подстанций в таблицах 1, 2 и 3: Ц – Центральная, Ю – Южная, С – Степная. Обозначения ВЛ: Ц→Ю–1, Ц→Ю–2, Ц→С–1, Ц→С–2, С→Ю.



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

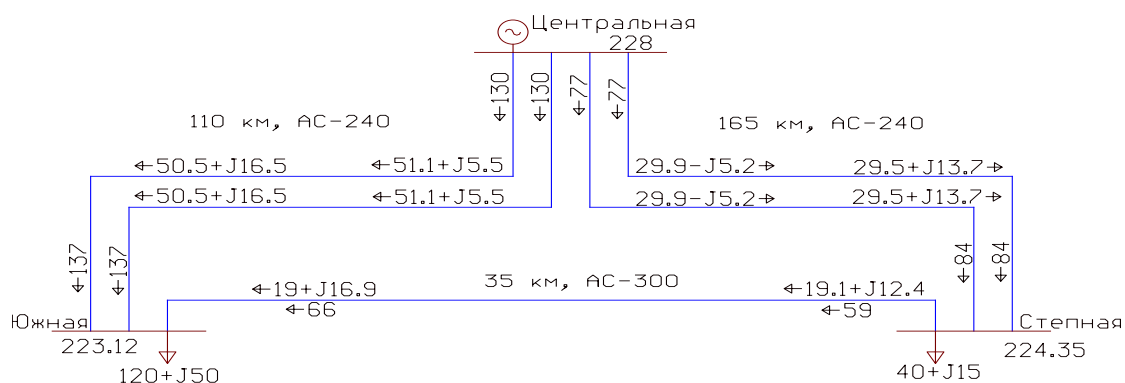


Рис.1. Схема и результаты расчёта режима сети 220 кВ в ПК «RastrWin 3».

**Таблица 1.** Модули напряжений, полученные при расчёте режима сети 220 кВ.

Подстанция		Значения линейных напряжений, кВ	
		При расчёте в фазных координатах	По RastrWin 3
Центральная	$U_{AB}$	227,68	228,00
	$U_{BC}$	227,49	
	$U_{CA}$	227,39	
Южная	$U_{AB}$	222,53	223,12
	$U_{BC}$	223,35	
	$U_{CA}$	221,70	
Степная	$U_{AB}$	223,79	224,35
	$U_{BC}$	224,63	
	$U_{CA}$	223,15	

**Таблица 2.** Значения фазных токов, полученные при расчёте режима сети 220 кВ.

Линия		Действующие значения фазных токов, А			
		При расчёте в фазных координатах		По RastrWin 3	
		В начале линии	В конце линии	В начале линии	В конце линии
Ц→Ю-1	$I_A$	$124.16e^{-j4.68^\circ}$	$135.01e^{-j21.06^\circ}$	130	137
	$I_B$	$133.05e^{-j123.05^\circ}$	$138.58e^{-j140.58^\circ}$		
	$I_C$	$132.53e^{j113.67^\circ}$	$137.96e^{j98.21^\circ}$		
Ц→Ю-2	$I_A$	$124.16e^{-j4.68^\circ}$	$135.01e^{-j21.06^\circ}$	130	137
	$I_B$	$133.05e^{-j123.05^\circ}$	$138.58e^{-j140.58^\circ}$		
	$I_C$	$132.53e^{j113.67^\circ}$	$137.96e^{j98.21^\circ}$		
Ц→С-1	$I_A$	$73.59e^{j13.68^\circ}$	$85.18e^{-j28.34^\circ}$	77	84
	$I_B$	$81.47e^{-j104.90^\circ}$	$84.89e^{-j149.27^\circ}$		
	$I_C$	$80.56e^{j130.62^\circ}$	$84.11e^{j91.36^\circ}$		
Ц→С-2	$I_A$	$73.59e^{j13.68^\circ}$	$85.18e^{-j28.34^\circ}$	77	84
	$I_B$	$81.47e^{-j104.90^\circ}$	$84.89e^{-j149.27^\circ}$		
	$I_C$	$80.56e^{j130.62^\circ}$	$84.11e^{j91.36^\circ}$		
С→Ю	$I_A$	$61.67e^{-j36.73^\circ}$	$70.52e^{-j44.96^\circ}$	59	66
	$I_B$	$60.77e^{-j159.48^\circ}$	$67.94e^{-j168.79^\circ}$		
	$I_C$	$58.99e^{j82.60^\circ}$	$66.16e^{j74.53^\circ}$		

**Таблица 3.** Значения потоков мощности, полученные при расчёте режима сети 220 кВ.

Линия		Поток мощности в линии, МВА			
		При расчёте в фазных координатах		По RastrWin 3	
		В начале линии	В конце линии	В начале линии	В конце линии
Ц→Ю-1		$51.07 + 3.34j$	$50.38 + 16.05j$	$51.1 + 5.5j$	$50.5 + 6.5j$
Ц→Ю-2		$51.07 + 3.34j$	$50.38 + 16.05j$	$51.1 + 5.5j$	$50.5 + 6.5j$
Ц→С-1		$30.01 - 7.52j$	$29.64 + 14.17j$	$29.9 - 5.2j$	$29.5 + 13.7j$
Ц→С-2		$30.01 - 7.52j$	$29.64 + 14.17j$	$29.9 - 5.2j$	$29.5 + 13.7j$
С→Ю		$19.28 + 13.34j$	$19.24 + 17.90j$	$19.1 + 12.4j$	$19.0 + 16.9j$

Анализ параметров режима показывает, что напряжения в узлах сети, полученные в расчете по однолинейным и трехфазным схемам (в фазных координатах), незначительно отличаются по абсолютной величине, но при определении падений разница весьма существенна. В результатах расчёта токов в фазах ВЛ разница достигает 5% за счет влияния процессов перехода мощности между фазами собственной и соседних линий. При расчёте потоков мощности характерны большие отличия в значениях реактивной мощности и в потерях мощности.

Аналогичные результаты получены и при выполнении сравнений расчетных параметров в режимах КЗ. Наибольшие расхождения отмечаются при анализе несимметричных КЗ, связанных с землей при различных схемах тросовой грозозащиты, а также, особенно, для двухцепных ВЛ и в наибольшей мере многоцепных ВЛ с разными номинальными напряжениями.

### 3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проведенного в работе анализа можно констатировать неудовлетворительное состояние достоверности массовых расчетов электрических режимов с помощью наиболее распространенных средств математического обеспечения по расчету параметров установившихся режимов и коротких замыканий. Поэтому в направлениях дальнейшей работы развития ППРК необходимо расширение использования корректных расчетных методов.

Выводы.

1. Построение современных специализированных ППРК в течение многих лет отстаёт от практики реализации ряда насущных технологических задач анализа и построения РЗ и ПА при выполнении расчетов УР и ПР.

2. Проведенные авторами компьютерные эксперименты показывают, что различия в однопроводной и многопроводной постановке определения токов и напряжений в установившихся режимах и режимах короткого замыкания показывают значительный уровень расхождений. Это убедительно продемонстрировано на приведенном в работе простейшем примере, даже для установившегося режима. В режимах короткого замыкания расхождения еще более значимые, из-за явно выраженной сингулярности и несимметрии топологического и режимного характера.

3. По мнению авторов, при определении характеристик параметров РЗ и ПА недопустимо использование грубых допущений о внутренней симметрии общепринятых в настоящее время, для реальных конструкций многоцепных линий электропередач, трансформаторных и автотрансформаторных элементов. При этом для линий электропередач необходим учет состояний грозозащитных тросов и систем заземлений с любым числом и видом расположения проводов; для трансформаторов и автотрансформаторов – группы соединений, конфигурация магнитной системы, наличие расщеплений и исполнения.

4. Перспектива широкого развития и распространения ИЭС с ААС делает необходимым решение задач анализа их УР и ПР в фазных координатах с учётом специфического несимметричного построения устройств FACTS.

5. Необходим тщательный анализ и коррекция руководящих документов, регулирующих в настоящее время выполнение названных расчетов и исследований режимов электрических сетей, для обеспечения корректной работы РЗ и ПА.

### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Об электроэнергетике: федер. закон Рос. Федерации от 26 марта 2003 г. № 35–ФЗ // Рос. газета. – 2003. – 1 апреля. 764.
- [2] Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности: федер. закон Рос. Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261–ФЗ // Рос. газета. – 2009. – 27 ноября.
- [3] Кокоулин Д.Н. Обзор программных комплексов для расчёта электромагнитных переходных процессов в электроэнергетических системах // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. IX / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова, А.В. Мошкаркина. – М.: Энергоатомиздат, 2009 – С. 562 – 568.
- [4] Герих В.П., Логинов Н.П., Ратуш А.Б. Программное обеспечение расчетов электрических режимов ЭЭС при переходе к конкурентному рынку электроэнергии // Управление элек-

- троэнергетическими системами – новые технологии и рынок / Под ред. Н.А. Манова. – Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2004. – С. 58 – 62.
- [5] Селиванов В.Н. Использование программы расчёта электромагнитных переходных процессов АТР–ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ. Т. 12. №1. 2009. – С. 107 – 112.
- [6] Черных И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.
- [7] Wagner C.F., Evans R.D. Symmetrical Components. – New York: McGraw–Hill. – 1933.
- [8] Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. – Иркутск: Изд–во Иркут. ун–та. – 2005. – 273 с.
- [9] Гусейнов А.М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах // Электричество. – 1989. – №8.
- [10] Берман. А.П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат // Электричество. – 1985. – № 12. – с. 6 – 12.
- [11] Боровиков Ю.С. Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук "Мультипроцессорная моделирующая система реального времени электроэнергетических систем с активно-адаптивными сетями". – НИ ТПУ. – 2014.



### **С.4-13. Влияние внедрения информационных технологий на построение системы технического обслуживания комплексов РЗА**

**А.А. ШАПЕЕВ, А.Г. ЕГОРОВ, С.Е. ФРОЛОВ**  
**ЗАО «ЧЭАЗ», ООО «Центр Управления Проектами ЧЭАЗ»**  
**Россия**  
[alexandr.shapeev@mail.ru](mailto:alexandr.shapeev@mail.ru)

#### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

релейная защита и автоматика, интеллектуальные электронные устройства, система технического обслуживания, мониторинг, наблюдаемость.

#### **1 ВВЕДЕНИЕ**

Широкое применение информационных технологий в области релейной защиты и автоматики (РЗА) в значительной степени определяет построение современных комплексов РЗА электроэнергетических объектов. На сегодняшний день в энергосистемах применяется пятое поколение микропроцессорных (МП) устройств РЗА – интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ). ИЭУ обладают рядом новых свойств и характеристик, которые кардинально отличаются от МП устройств РЗА первых поколений. В первую очередь новые функциональные возможности связаны с использованием широко признанного специалистами по РЗА во всем мире стандарта МЭК 61850 [1].

В то же время система технического обслуживания (ТО) комплексов РЗА не претерпела принципиальных изменений по сравнению с системой технического обслуживания, применявшейся еще для электромеханических и микроэлектронных комплексов. Как правило, в энергосистемах большинства стран применяется плановая система технического обслуживания комплексов РЗА, которая предполагает выполнение мероприятий ТО через фиксированные интервалы времени [2]. Применение такого подхода не вызывает каких-либо сомнений при построении системы ТО комплексов РЗА, выполненных на электромеханической и микроэлектронной элементной базе, где основным фактором снижения надежности является физическое старение элементов. По мнению ряда специалистов в области РЗА для современных ИЭУ данный подход не представляется оптимальным. Возможность дистанционного считывания информации из МП устройств РЗА позволяет непрерывно во времени оценивать состояние элементов комплекса [3, 4]. Использование современных технологий передачи данных в системах РЗА, в первую очередь это применение МЭК 61850, существенно расширяет возможности построения систем для дистанционного считывания и дальнейшего анализа информации.

Появление современных испытательных систем, реализованных с использованием МП технологий, предоставляет множество вариантов оптимизации процедур проверки как ИЭУ, так и электромеханических комплексов РЗА. Но в то же время, возможности таких испытательных систем, как правило, не используются даже наполовину. Процедуры выполнения мероприятий ТО, предусмотренные действующими нормативными документами, могут быть пересмотрены и оптимизированы. Также следует отметить, что сложные ИЭУ не могут быть проверены в полном объеме в ходе плановых ТО в полном объеме.

Создание новых систем ТО, по нашему мнению, должны рассматриваться в первую очередь с точки зрения повышения его эффективности и оперативности, а не с точки зрения резкого сокращения трудозатрат на его проведение. Снижение объемов проверки или же отказ от проверки систем РЗА при ТО могут привести не только к снижению надежности, но и к резкому падению квалификации персонала эксплуатирующих организаций. Это в свою очередь может привести не к снижению затрат на проведение ТО, а наоборот к увеличению, поскольку работы по проведению ТО сложных комплексов РЗА будут выполняться не эксплуатационной организацией, а силами сторонних организаций, в том числе и производителей техники РЗА.

## **2 ОРГАНИЗАЦИЯ ТО СИСТЕМ РЗА В РФ**

ТО комплексов РЗА регламентируется в РФ общеизвестными нормативными документами. До реформы электроэнергетики РФ 2007 г. специалисты-релейщики энергосистем пользовались едиными правилами технического обслуживания [5, 6]. Правила определяли перечень мероприятий ТО, интервалы проведения ТО, а также объемы и порядок выполнения работ для каждого ТО. Правила определяли порядок проведения ТО вне зависимости от производителя устройств РЗА и используемой аппаратуры для проверки защит.

Правила оставались практически неизменным на протяжении длительного интервала времени. До 2001 г. правила не определяли объемы проверок устройств РЗА, выполненных на МП базе. После реформирования энергетики субъектами электроэнергетики РФ разрабатывались собственные правила ТО, которые уже включали описания мероприятий ТО МП устройств РЗА [7]. Следует отметить, что ввиду независимости субъектов электроэнергетики, как в организационно-хозяйственном плане, так и в плане технических особенностей предприятий (передача, распределение или выработка электрической энергии), правила имеют отличия в части организации ТО.

Методика проведения проверок, а также организационные мероприятия при выполнении проверок в ходе ТО регламентируются инструкцией по организации работ. Инструкция и правила были введены в действие во всех энергосистемах РФ и имеют положительный опыт использования. Этим во многом объясняется отсутствие принципиальных отличий в подходах к организации ТО в новых правилах, разработанных в качестве стандартов организаций, и предыдущих правилах [7]. Для МП устройств РЗА предусматриваются все те же самые мероприятия по ТО (наладка, первый профилактический контроль, профилактическое восстановление, профилактический контроль, внеочередные проверки, осмотры), что и для электромеханических устройств. Вторым фактором сохранения перечня мероприятий по ТО является отсутствие достаточного опыта использования каких-либо правил ТО, разработанных специально для МП устройств РЗА.

## **3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЫ ТО КОМПЛЕКСОВ РЗА**

Поскольку в РФ в эксплуатации находятся устройства РЗА на электромеханической, микроэлектронной и микропроцессорной элементной базах, то построение системы ТО целесообразно рассматривать для наблюдаемых (полностью или частично) и ненаблюдаемых систем РЗА. К наблюдаемым системам следует отнести системы РЗА, выполненные на базе ИЭУ. К ненаблюдаемым или частично наблюдаемым системам относятся комплексы РЗА, построенные на электромеханических и микроэлектронных устройствах РЗА. При использовании внешних систем мониторинга ненаблюдаемые системы РЗА могут быть отнесены к частично наблюдаемым системам [4].

В первую очередь применение информационных технологий оказывает влияние на построение системы ТО комплексов РЗА, выполненных на МП базе. МП устройства РЗА упрощенно можно разбить на следующие части:

- входные аналоговые каналы (включая часть аналогово-цифрового преобразования);
- входные дискретные каналы (дискретные входы);
- выходные дискретные каналы (дискретные выходы или выходные реле);
- процессор;
- порты связи и периферийные устройства.

Из рассмотренных блоков МП устройства только дискретные входные и выходные каналы имеют режим функционирования по требованию. Все остальные системы функционируют непрерывно и, таким образом, могут постоянно диагностироваться. Данное обстоятельство позволяет существенно оптимизировать объем периодических проверок, а также определить проверки, которые могут выполняться непрерывно системой мониторинга.

При разработке системы ТО также необходимо учитывать следующие особенности МП устройств РЗА:

- 1) функциональная насыщенность;
- 2) возможность дистанционного считывания и записи информации;
- 3) непрерывная работа.

Как правило, ИЭУ обладают расширенным набором функций РЗА, измерений, мониторинга. В большинстве случаев не все функции вводятся в действие уставками и логикой работы. Кроме того, имеются функции, для которых не задаются уставки и работа которых определяется только внутренним алгоритмом защиты. К таким функциям можно отнести, например, функцию адаптивной блокировки дифференциальной защиты при насыщении трансформаторов тока или функцию памяти дистанционной защиты при близких трехфазных повреждениях. Проверка этих функций в условиях эксплуатации может быть затруднительна. Следовательно, при выполнении ТО (начиная от наладочных испытаний и заканчивая профилактическим восстановлением) перечень проверяемых функций должен быть ограничен в первую очередь перечнем задействованных по проекту функций. Во-вторых, внутренние особенности алгоритмов, оценка действия которых выполняется при квалификационных испытаниях, не должны проверяться. Основные проверки должны касаться измерительных органов и логики работы функций, для которых задаются расчетные значения уставок.

Поскольку в большинстве современных ИЭУ функции РЗА реализованы программно в одном микропроцессоре, то выход из строя одной функции из библиотеки маловероятен. В случае неисправности процессора произойдет отказ всех выполненных в нем программных функций. В связи с этим целесообразность периодических проверок всех задействованных в устройстве программных функций после наладки и начального этапа эксплуатации не представляется обоснованной. То есть, для оценки правильности работы, например, всех ступеней защиты достаточно выполнить проверку только одной из них. По нашему мнению, это позволит оптимизировать объем проверок устройств МП РЗА после начального этапа эксплуатации.

Современные ИЭУ РЗА представляют собой сложные системы РЗА с широким набором функций, многие из которых не только свободно параметрируются, но и конфигурируются (задаются связи между входами и выходами, между программными функциями). В связи с этим, по опыту работы авторов статьи, основные ошибки и неисправности являются следствием некомпетентных действий в ходе наладочных работ. К примеру, допущены ошибки при конфигурировании свободной логики устройства, либо не выявлены ошибки проектной документации в ходе комплексных проверок. С учетом этого, крайне важными и ответственными являются проверки в ходе наладочных испытаний и проверки при первом профилактическом контроле, которые в РФ обычно проводят после 10-15 месяцев после ввода защиты в эксплуатацию. Наладочные испытания и первый профилактический контроль, по нашему мнению, должны включать проверку всех задействованных измерительных органов с максимально-возможным снятием характеристик, проверку логики работы защиты во всех расчетных режимах, проверку действия во внешние цепи и на коммутационные аппараты. Некоторыми отличительными особенностями по сравнению с проверками аналоговых каналов, дискретных входных и выходных каналов, обладают проверки передачи информации посредством возможностей протокола МЭК 61850. Это относится к передаче дискретных сигналов по технологии GOOSE. Некоторые вопросы возникают при проверке взаимодействия, например, вводимого в работу нового устройства и устройствами уже находящимися в эксплуатации.

Подход к выполнению комплексных проверок в ходе наладки и последующих ТО может быть пересмотрен за счет использования функций современных испытательных систем. Современные МП испытательные системы для РЗА позволяют сохранять как отдельные результаты проверок, так и целые планы испытаний. Тогда, создав эталонный план испытаний

(набор аварийных режимов) при наладочных испытаниях или при первом профилактическом контроле, можно осуществлять комплексную проверку при последующих ТО в автоматизированном режиме. При этом, безусловно, сокращается время проведения комплексных проверок, а также исключается возможность создания ошибок при подготовке и выполнении проверок. Испытательные системы для МП устройств РЗА, представленные в энергосистемах РФ, как правило, обладают указанными возможностями.

Периодичность проверки МП устройств, с учетом наличия встроенной системы самодиагностики, может быть пересмотрена. На сегодняшний день, как в большинстве энергосистем РФ, так и зарубежных энергосистем приняты циклы ТО для МП устройств РЗА равными циклам ТО для электромеханических устройств РЗА, то есть равными восьми годам [8]. Указанное обуславливается относительно малым опытом эксплуатации МП устройств РЗА. Достаточность встроенной системы самодиагностики терминалов различных типов также следует всестороннего изучения. С другой стороны говорить об изменении циклов ТО можно лишь при условии, что производится непрерывный мониторинг состояния независимой автоматизированной системой и производится анализ исправности МП устройства РЗА. Построение системы мониторинга возможно только при условии организации каналов связи для считывания информации из МП устройств РЗА.

При выполнении защит элементов энергосистем предусматривается, как правило, несколько комплектов защиты. Так на одном присоединении могут быть установлены два и более независимых ИЭУ: основной комплект защиты, резервный комплект защиты, автоматика управления. Все три комплекта измеряют токи и напряжения одного и того же присоединения. Тогда, для непрерывного контроля исправности аналоговых каналов измерения, а также исправности программной части, в системе мониторинга можно использовать информацию об измеряемых аналоговых величинах. В случае исправности аналоговых каналов, а также исправности программной части устройств, измеренные величины должны отличаться на величину погрешности. При неисправности одного из устройств, либо вторичных цепей будет иметь место существенное различие измеренных аналоговых величин различными ИЭУ. Такой мониторинг можно выполнять непрерывно с формированием соответствующей сигнализации. Недостатком является невозможность мониторинга при отключении первичного оборудования, когда измеренные аналоговые величины равны нулю.

Дополнительной функцией мониторинга может быть функция автоматизированного учета и анализа результатов работы защит. По данным, записанным осциллографами ИЭУ с использованием моделей защищаемого объекта, на рабочей станции системы мониторинга может быть дана оценка правильности работы защиты. Выполнение данной функции потребует дополнительных усилий для создания расчетных моделей, что может быть приемлемо не для всех случаев.

В последнее время серьезное внимание уделяется вопросам обеспечения кибербезопасности на объектах электроэнергетики. Предусматривается специальный функционал в ИЭУ. В качестве дополнения может быть предложена функция периодического автоматизированного считывания из памяти устройства файла уставок и конфигурации на рабочую станцию системы мониторинга для сравнения с эталонными файлами, которые были сформированы по результатам последнего ТО. Данная операция выполняется не средствами МП устройства РЗА, а внешней системой мониторинга на независимом автоматизированном рабочем месте. Таким образом, предполагается контролировать любое изменение уставок в процессе эксплуатации, в том числе и в результате несанкционированного доступа.

Очевидно, что пересмотр системы ТО современных МП устройств РЗА возможен не только за счет формирования требований к устройствам, но и за счет построения системы мониторинга. В случае наличия протокола МЭК 61850 развертывание системы мониторинга существенно облегчается, так как допускается одновременное подключение до пяти клиентов к одному ИЭУ по портам связи. Но в то же время необходимым условием является разработка программного обеспечения автоматизированного рабочего места системы мониторинга, а также пересмотр действующей нормативной базы.

Электромеханические и микроэлектронные устройства РЗА не способны передавать информацию о своем состоянии и результатах работы. Поэтому для сбора информации необходимо предусматривать внешнее МП устройство для сбора информации о работе

устройства РЗА, а также текущих аналоговых величинах, поступающих на вход комплекса РЗА. В остальном подход к построению системы мониторинга с некоторыми ограничениями не отличается от системы мониторинга МП устройств РЗА [9, 10].

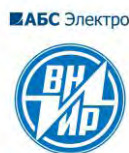
#### 4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Появление новых и все более совершенных ИЭУ в релейной защите ставит задачи по пересмотру действующей системы ТО. Отсутствие большого опыта применения МП устройств РЗА в то же время не позволяет на сегодняшний день кардинально изменить действующую систему ТО. Создание систем мониторинга для комплексов РЗА энергообъектов позволит перейти на качественно новые принципы ТО, например, на ТО по состоянию.

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] А.В. Кузьмичев, В.И. Пуляев. Итоги эксплуатации устройств РЗА ЕНЭС. Научно-практическая конференция «Релейная защита и автоматизация энергосистем. Инновационные решения», г. Сочи, 2014
- [2] А.А. Шапеев, С.Е. Фролов, А.А. Ларюхин. Техническое обслуживание микропроцессорных устройств РЗА в современных условиях. // XXI конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2012», Москва, 2012 г.
- [3] Я. Кнобель. Оптимизация техобслуживания устройств релейной защиты и автоматики // Релейщик. 01 / 2008.
- [4] В.И. Пуляев. Техническое обслуживание УРЗА // Релейщик. 04 / 2009.
- [5] РД 153-34.0-35.617-2001 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ
- [6] РД 153-34.3-35.613-2000 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4-35 кВ
- [7] Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации подстанций 110-750 кВ. СТО 56947007-33.040.20.141-2012. ОАО «ФСК ЕЭС», 2012 г.
- [8] Gerhard Ziegler. Numerical Distance Protection. Principles and Application. Third Edition. Publics Corporate Publishing, Erlangen, Germany, 2008.
- [9] Шапеев А.А., Фролов С.Е., Матисон В.А., О.М. Тульчинский, М.М. Кац. Повышение наблюдаемости и мониторинг подстанций с электромеханическими защитами. // XXII конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2014», Москва, 2014 г.
- [10] R. Hoinowski. An Intelligent Alternative to Substation Automation // Utility Products. October 2004. [www.utilityproducts.com](http://www.utilityproducts.com)





## **С.4-14. Поэтапная модернизация существующих подстанций в рамках концепции цифровой подстанции**

**А.К. Моторин, Е.В. Шипилова**  
**ООО «Юнител Инжиниринг»**  
**Россия**  
**[A.Motorin@uni-eng.ru](mailto:A.Motorin@uni-eng.ru)**

### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

цифровая подстанция, ЦПС, МЭК 61850, GOOSE

### **1 ВВЕДЕНИЕ**

В электроэнергетике России в настоящий момент наблюдается полномасштабное развитие цифровых устройств, построенных на базе стандарта МЭК 61850 (РЗА, цифровые ТТ и ТН, АСУ ТП, системы мониторинга и т.д.), которые обладают рядом ключевых преимуществ и позволяют создать полноценную цифровую подстанцию.

Однако реализация полноценной цифровой подстанции связана со значительными капиталовложениями и рисками, которые возникают в связи с применением множества цифровых систем, зачастую разных производителей (РЗА, ПА, РАС, СМРР, АСУ ТП и т.д.) совместимость которых не всегда подтверждена опытной эксплуатацией или совместными испытаниями.

В этой связи актуальным становится вопрос поэтапной модернизации существующих энергообъектов в рамках концепции «Цифровой подстанции», которая позволяет произвести пошаговую реконструкцию с минимальными рисками, что позволит избежать снижения надежности электроснабжения потребителей.

### **2 СТАНДАРТ МЭК 61850 НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ**

На текущий момент доля электромеханических и микроэлектронных устройств РЗА на объектах электроэнергетики РФ составляет порядка 70 %. Однако комплексная модернизация данных энергообъектов, включающая замену устаревшей РЗА, связана со значительными финансовыми вложениями и рисками. Поэтапная модернизация отдельных подстанционных систем позволит избежать данных проблем.

Варианты подстанционных систем, допускающих поэтапную модернизацию в рамках концепции «Цифровой подстанции»:

- оперативная блокировка разъединителей;
- мониторинг первичного оборудования;
- информационно-измерительные цепи РЗА;
- регистрация аварийных событий;
- комплексная замена РЗА.

## **2.1 Модернизация оборудования устанавливаемого на ОРУ**

### **2.1.1 Оперативная блокировка разъединителей**

Оперативная блокировка разъединителей в настоящее время выполняется несколькими способами:

- электромагнитная блокировка, выполненная посредством кабельных взаимосвязей между коммутационными аппаратами на ОРУ (действующие подстанции с РЗА на электромеханической и микроэлектронной элементной базе);

- электромагнитная/логическая блокировка, выполненная с использованием МП контроллеров присоединений или терминалов АУВ, устанавливаемых в помещении РЦ (действующие или вновь вводимые подстанции с РЗА на микропроцессорной элементной базе);

Оба данных способа обладают общим недостатком – это обилие кабельной продукции и усложнение структуры кабельной сети, что приводит к увеличению емкости кабельной сети, усложнению расчетов по выбору защитных аппаратов, и как следствие, увеличению сечения жил кабелей.

Данных недостатков позволяет избежать использование микропроцессорных внешних блоков управления (так называемые устройства сопряжения с объектом - УСО), размещенных на ОРУ (в шкафах наружной установки) и реализующих обмен информацией по стандарту МЭК 61850. Причем исполнение данных микропроцессорных устройств должно быть максимально простым и не содержать дополнительных устройств (например климат-контроль и т.д.), усложняющих эксплуатацию и снижающих надежность системы в целом.

Введение данного комплекса мероприятий позволит:

- упростить эксплуатацию электроустановок (упрощение топологии и объема кабельной сети);

- создать один из основных этапов по модернизации подстанции в рамках МЭК 61850 (СМР по созданию оптической сети на ОРУ с резервными оптическими жилами в рамках будущих реконструкций);

- сохранить существующий комплекс существующих вторичных систем в работе (РЗА, ПА и т.д. будут в работе на момент реализации указанных мероприятий).

То есть мы получаем возможность создания полноценного цифрового обмена оперативной информацией в рамках ОРУ с сохранением работоспособности существующих систем РЗА и ПА, а также получаем реальный полигон для проверки работоспособности системы в любых режимах эксплуатации с минимальными затратами и рисками.

### **2.1.2 Модернизация/создание системы мониторинга силового оборудования**

По аналогии с описанной выше системой ОБР система мониторинга выполняется несколькими способами:

- сбор данных вручную с датчиков, установленных на первичном оборудовании;
- сбор данных с использованием МП контроллеров присоединений или терминалов РЗА.

Данные способы обладают рядом существенных недостатков:

- отсутствие текущей информации о состоянии оборудования (в случае ручного сбора данных);
- обилие кабельной продукции и усложнение структуры кабельной сети, усложнению расчетов по выбору защитных аппаратов, а как следствие увеличению сечения жил кабелей.

Как и в предыдущем случае, реализация функций сбора данных на УСО со стандартом МЭК 61850, приближенном к объекту мониторинга, позволит исключить недостатки, присущие существующим системам и обеспечить еще один уровень оцифровки подстанции.

Однако внедрение системы мониторинга силового оборудования сопряжено с отключением его от сети и перераспределением мощности в энергосистеме, тем не менее, несмотря на это ввод системы мониторинга может осуществляться поочередно на каждом из трансформаторов и критически не сказывается на электроснабжении потребителей.

В результате создания системы мониторинга силового оборудования на базе УСО со стандартом МЭК 61850 еще один «кирпичик» в фундаменте цифровой подстанции будет реализован в рамках модернизации действующего объекта с минимальными финансовыми затратами и эксплуатационными рисками.

### **2.1.3 Модернизация информационно измерительных систем**

При обсуждении данной тематики нельзя не затронуть вопрос замены существующих электромагнитных трансформаторов тока и напряжения на оптические.

В настоящее время всё больше разработок по данному направлению приобретают практическое воплощение, но стоит отметить тот факт, что применение данного оборудования повлечет за собой коренной пересмотр ряда вопросов эксплуатации устройств РЗА и соответствующую замену самих устройств, что создаст определенные сложности для эксплуатирующей организации.

Также хотелось бы отметить, что вопрос применения так называемых «Merging unit» в рамках реализации концепции «Цифровой подстанции» необходимо рассматривать только в исключительных случаях, так как использование данного решения нивелируется следующими факторами:

- при использовании «Merging unit» источником информации служит электромагнитный ТТ или ТН с присущими им недостатками;
- усложнение обслуживания вследствие появления на ОРУ активного элемента;
- появление дополнительных цепей постоянного тока для питания «Merging unit».

### **2.2 Модернизация оборудования, устанавливаемого на ОПУ**

«Краугольным камнем» всех вторичных систем являются устройства РЗА и ПА, однако несмотря на все прошедшие годы и громкие заявления как со стороны производителей оборудования

так и проектных институтов до настоящего времени не введено в эксплуатацию ни одной подстанции отвечающей требованиям концепции ЦПС даже в рамках оборудования РЗА.

Одной из основных причин появления данной ситуации является отсутствие общего координационного центра, выполняющего проверку на совместимость оборудования различных производителей в рамках стандарта МЭК 61850 и их сертификацию, а также продолжающиеся поставки и проектирование устаревающих устройств РЗА, не поддерживающих данный стандарт (которые в будущем придётся заменять или модернизировать).

Все мы прекрасно знаем, что комплексное внедрение систем РЗА и ПА, основанных на стандарте МЭК 61850, возложит в существующих реалиях большую нагрузку на службу эксплуатации в первую очередь по квалификации сотрудников. Поэтому одновременно с внедрением или перспективными поставками оборудования на базе стандарта МЭК 61850 необходимо организовывать курсы переподготовки обслуживающего персонала на производственной базе производителей оборудования с последующим переносом данной задачи на постоянные учебные центры эксплуатирующих организаций.

Сложности в реализации данных вопросов всем хорошо известны, но не стоит забывать и о преимуществах которые даёт стандарт МЭК 61850.

Уже в настоящее время поставка устройств РЗА и ПА, сертифицированных согласно стандарту МЭК 61850 (сертификат КЕМА), позволит выполнить систему регистрации аварийных событий без изменения принципов функционирования и обмена данными между РЗА и ПА (сохранение на первых этапах внедрения кабельных взаимосвязей между оборудованием РЗА и ПА):

### **2.2.1 Модернизация системы регистрации аварийных событий**

Модернизация данной системы в рамках стандарта МЭК 61850 позволит обеспечить:

- удобство сбора аварийных данных, с использованием GOOSE коммуникаций возможен сбор почти неограниченного объема данных для анализа службами системного оператора и эксплуатации;
- сокращение объема кабельной продукции во внутриобъектовых кабельных конструкциях;
- снижение объемов СМР и времени ввода объекта в эксплуатацию.

Таким образом при отсутствии увеличения капиталовложений необходимых для создания взаимосвязанных систем РЗА и АСУ ТП, мы получаем возможность интеграции системы РАС в общий поток передачи информации по стандарту МЭК 61850 и реализуем еще одну систему готовую для построения полноценной цифровой подстанции.

## **3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Поэтапная модернизация локализованных систем автоматики и релейной защиты позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, снизить затраты на реконструкцию и эксплуатацию энергообъекта, сократить сроки ввода объекта в эксплуатацию и, в конечном итоге, позволит создать полноценную цифровую подстанцию с присущими ей достоинствами.

Однако важным этапом в реализации вышеописанной концепции является создание реально работающего единого центра сертификации и проверки совместимости вторичных систем по стандарту МЭК 61850 на территории РФ, а также активное участие заводов-изготовителей оборудования в поддержке эксплуатирующих организаций при внедрении нового оборудования.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] Олифер В.Г., Олифер Н.А. Компьютерные сети. Принципы, технологии, протоколы: Учебник для вузов. 4-е изд. – СПб.: Питер, 2010.
- [2] Положение ОАО «РОССЕТИ» о единой технической политике в электросетевом комплексе 2013г.
- [3] IEC 62439-3 ed2.0: 2012. Industrial communication networks – High availability automation networks – Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR).