

เอกสารอ้างอิง

1. การประเมินคุณค่าและผลกระทบของหน่วยผลิตไฟฟ้า รายย่อยต่อระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า, บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี และคณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เสนอต่อ สถาบันคลังสมองของชาติ กันยายน, 2547
2. International Energy Agency (IEA), **Market Deployment Strategies for PV System in the built Environment**, Report IEA PVPS T7-06: 2002, September 2002
3. International Energy Agency (IEA), **Trends in Photovoltaic Applications Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008**", Report IEA-PVPS T1-17:2009
4. Barker P.P. and R.W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1- Radial distribution systems", **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, Vol. 3, 2000, pp. 1645-1656.
5. Dugan R.C. and Price S.K., "Issues for distributed generation in the US," in **Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting**, 2002, Vol. 1, pp. 121-126.
6. Begovic M., Pregelj A, A Rohatgi and D. Novosel, 2001, "Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems, **Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences**,
7. ประกาศิต ศรีทะแก้ว , 2549, การปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายโดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ วิทยานิพนธ์ ปรญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี หน้า 48-49
8. Nimpitiwan N., Heydt G.T., R. Ayyanar, and S.Suryanarayanan, "Fault Current Contribution From Synchronous Machine and Inverter Based Distributed Generators, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 22, No. 1, January 2007.

9. David G. Infield, Peter Onions, Anton D. Simmons, and Gordon A. Smith "Power Quality From Multiple Grid-Connected Single-Phase Inverters" **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 19, No. 4, OCTOBER 2004
10. James A. Silva, Hamed B. Funmilayo, Karen L. "Impact of Distributed Generation on the IEEE 34 Node Radial Test Feeder with Overcurrent Protection" **Power Symposium NAPS '07. 39th North American Issue Date**, Sept. 30 2007-Oct. 2 2007 pp. 49-57
11. S. Chaitusaney, A. Yokoyama "Reliability Analysis of Distribution System with Distributed Generation Considering Loss of Protection Coordination" **9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH**, Stockholm, Sweden–June 11-15, 2006
12. Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese, **Renewable Energy Technology, Economics and Environment**, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007 pp 196, 201, 212
13. International Energy Agency (IEA) **PVPS T5-05: 2002 Grid-connected Photovoltaic Power System: Survey of Inverter and Related Protection Equipments**, December 2002
14. โตศักดิ์ ทัศนานุตรริยะ, 2540, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง, กรุงเทพฯ, ซีเอ็ดดูเคชั่น
15. **IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) system: Std. 929-2000 Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, NY.
16. **IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**, IEEE std. 1547.1-2005, Jul. 2005.
17. การไฟฟ้าภูมิภาค, 2551, ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

18. การไฟฟ้านครหลวง, 2549, ระเบียบการรับซื้อ ไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการ
ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ฝ่ายเศรษฐกิจพลังงานไฟฟ้า, กรุงเทพฯ
- 19 Antonio Luque and Steven Hegedus, 2003 **Handbook of Photovoltaic Science and
Engineering**, John Wiley and Sons. ISBN 0471491969
20. Jenny Nelson, 2003, **The Physics of Solar Cells**, Imperial College Press. ISBN 978-1-86094-
340-9.
21. Eduardo Lorenzo 1994, **Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems**, Progenesa.
ISBN 8486505550
22. สำนักพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2553,
http://www.dedc.go.th/dede/images/stories/bscd/pv_status/PV_status_53.pdf [Online],
Available : URL 10 เม.ย. 2554
23. ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์, 2551, **การป้องกันระบบไฟฟ้า**, กรุงเทพฯ ม จีบีที เซ็นเตอร์

ภาคผนวก ก
การเผยแพร่ผลงานวิจัย

EVALUATION OF FAULT CONTRIBUTION IN THE PRESENCE OF PV GRID-CONNECTED SYSTEMS

S. Phuttapattimok¹, A. Sangswang¹, M. Seapan², D. Chenvidhya² and K. Kirtikara²

¹Department of Electrical Engineering

²CES Solar Cells Testing Center

King Mongkut's University of Technology Thonburi
126 Prachautid Rd, Bangmod, Thungkru, Bangkok 10140 Thailand

ABSTRACT

An increasing number of distributed generations (DGs) being connected to the utility grid has raised the need for new and more rigorous standards for power quality, safety operation and islanding protection of the grid interconnection. This paper focuses on the fault contribution of a distributed generation, specifically PV grid-connected system in the event of an unintentional islanding. An experimental setup is created using an off-the-shelf grid-connected inverter to emulate the event of a fault occurred on a distribution feeder. An extreme case scenario, according to the IEEE standard, that will result in the highest fault contribution of the PV grid-connected system is considered for conservative results. The experimental results have shown that, without violating the specified criteria in the standard, the grid-connected inverter takes times to detect an islanding condition and stop energizing. The experimental results are used to investigate the fault contribution in a distribution system. This study has shown that higher penetration level of the PV grid-connected systems results in higher fault current which unavoidably has effects on the protective devices. This observation introduces the possibility of selecting and/or upgrading protective devices in a distribution system.

INTRODUCTION

A fundamental imbalance between supply and demand defines energy crisis. Renewable and alternative fuels offer hope for the energy future. Photovoltaic (PV) systems have been a prominent candidate among other renewable energy sources. It is a versatile means to produce electricity for a wide variety of applications, from small (milliwatts) to very large (megawatts). It does so by using the inexhaustible energy of the sun, thus protecting consumers from volatile fossil fuel markets. Majority of the systems installed worldwide are grid-connected [1]. This is due to the inherent benefits of using PV systems as distributed generators (DGs) to the electric utilities. The major advantage of PV generator is from its close location to customers which significantly reduces transmission and distribution costs [2]. As the PV costs are decreasing, many more installations of such a system are predicted [1]. They can also be used to level the system load curve,

improve the voltage profile and reduce line losses as well as transformer's loading. Utilities economically benefit from deferment of the investment for transformer and transmission lines upgrades and maintenance cost reduction. To achieve the mentioned benefits, the PV generators must be of appropriate penetration level and at suitable locations [3].

During fault, the DG current is being injected into the utility grid until the fault is isolated. Then the inverter successfully identifies the islanding condition and stops energizing. This inevitably increases the fault current from its originally designated level under no DG installation and may affect the protective equipment settings or even ratings. However, according to the IEEE1547 [4], all grid-connected inverters must successfully detect the islanding condition and stop energizing within a given time limit for the purposes of personnel safety and equipment protection. Historically, the effects of the PV generators on the fault currents are not of major concern. Past research efforts have concentrated on the effects of rotating machine types of DGs [5]. The effects of power electronic converter interface types of DGs such as PV grid-connected systems are considered minimal because of its relatively small system size and the injected current to the grid is limited to the inverter rating [6] and does not exhibit subtransient and transient behaviors as seen in rotating machines. However, as the penetration level of the DGs into the distribution system is substantially increasing, its effects may no longer be considered minimal. In [7], the impact of installation of DGs, both synchronous and inverter types, on coordination of protection devices has been studied through simulation.

This paper focuses on the fault contribution of a DG, specifically PV grid-connected system in the event of an unintentional islanding. A real hardware setup is created using an off-the-shelf PV grid-connected inverter to study the system behavior during islanding condition. An extreme case scenario, according to [4, 8], that will result in the highest level and longest period of fault contribution of the PV grid-connected system is considered for conservative results. The experimental results are then used in fault current calculations of a test distribution system for the purpose of comparison with the case where no PV grid-connected systems are installed.

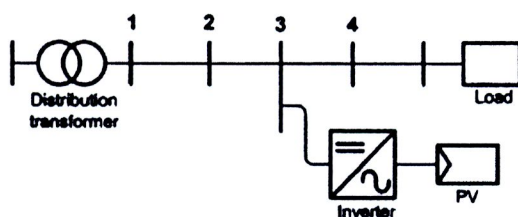


Fig.1. PV grid-connected system installation

FAULT CONTRIBUTION OF A PV GENERATOR

A typical configuration of a PV grid-connected system installed on a radial distribution system is shown in Fig. 1. The PV modules are connected to the utility grid through an inverter. The main purpose of the inverter is to convert the dc power from the PV modules into ac power which will be injected into the grid. When a fault occurs, the PV inverter continues to supply power to the grid until islanding condition is detected. For example, if a fault occurs on bus 2, the fault is detected and isolated by means of relays and circuit breakers. Then, the PV inverter continues to supply the load through bus 3 and 4 and an island is created. The inverter must be able to identify such a condition and successfully stop energizing within 2 seconds [4]. It should be noted that the inverter supplies power to the system from the moment that the fault occurs until the islanding condition is detected. In the case of a conventional rotating machine, namely synchronous machine, a typical short circuit current waveform is shown in Fig. 2. The fault current depends on the prefault voltage, and the machine's subtransient and transient reactances. The subtransient period has the largest magnitude and lasts around 2 cycles while the transient period is smaller and in the order of 1 second [9]. It should be noted that the short circuit capacity that is used to determine the bus bar dimension and the interrupting capacity of a circuit breaker, are obtained from the subtransient component.

Modern inverter technology used in PV grid-connected systems typically involves advanced sensing and control strategies, and specialized power electronic circuits. Unlike rotating machines, the inverter current supplied to the grid depends on the rating of the semiconductor switches, control algorithm and the source of the inverter including irradiance and PV array configurations. From this point of view, an inverter that can detect islanding condition and stop energizing within 2 seconds (i.e. complied with IEEE1547) clearly has contributed to the fault current from the moment the fault occurred. This inevitably results in higher fault

current in both subtransient and transient periods which in turn will affect the selection of circuit breaker pickup current and the corresponding relay settings of the distribution system.

EXPERIMENTAL STUDY

Hardware setup

To study the system behavior during islanding condition, a sophisticated hardware setup is needed to adequately demonstrate all operating regimes of the test system. One way to address these challenges is to develop a grid-connected inverter with well-established islanding detection algorithm.

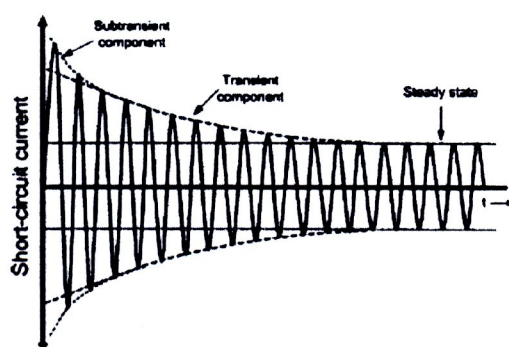


Fig. 2 Short-circuit current waveform

This approach is common among researchers in studying system behaviors of interest. It can lead to a sophisticated unit that can perform advanced islanding detection algorithms. The obvious drawback is the loss of generality to use the behavior of the developed inverter as a representative of readily installed inverters with grid-tied capability. An alternative is to adopt an off-the-shelf PV grid-connected inverter. A single-phase equivalent distribution-level setup used in this work is depicted in Fig. 3. The utility grid is a direct feed from the Metropolitan Electricity Authority of Thailand at 230V_{rms}. A dc power supply with current- and voltage-controlled capabilities is used in place of the PV array. This enables us to adjust the input power to the inverter to the desired level. Focusing on anti-islanding operation, the inverter is a 1.7 kWp commercially available grid-connected inverter. The switch imitates an operation of a circuit breaker after a protective relay has sent out a trip command. The local

load is a generic combination of resistive, inductive and capacitive loads. The load is set to 1.7 kW to match the output real power from the inverter with quality factor of 1.0. The reduction of quality factor requirement from 2.5 in [10] to 1.0 is to allow manufacturers to implement detection schemes that will minimally affect the power quality. However, this condition is still an extreme case considering that the inverter output real power is of the same amount as the load. This means that there is essentially no difference in output real power from the inverter before and after an islanding has occurred.

Experimental results

The switch S in Fig. 3 is closed initially. It is open at the beginning of the test to create an island. Then, the grid current (I_{grid}), inverter current (I_{inv}) and voltage (V_{inv}) waveforms are recorded. The measured waveforms are shown in Fig. 4. It is seen that once the switch S is open, the I_{grid} becomes zero and the inverter continues to supply current to local load for 84.8 millisecond which is well within the allowable window of 2 seconds [4, 10]. The V_{inv} which is measured across the load continues to oscillate even though there is no current from the inverter. However, the oscillation is rapidly damped out.

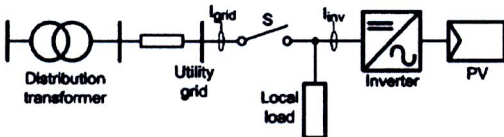
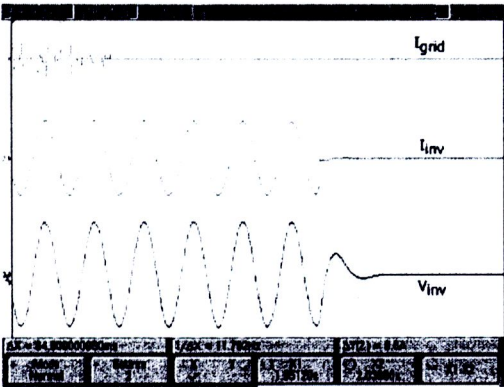


Fig. 3 Configuration of the experimental system



upstream. Once a fault is isolated by the upstream circuit breaker, the inverter still supply current to the fault until it successfully identifies islanding operation and stop energizing.

FAULT CONTRIBUTION ANALYSIS

The experimental results from the previous section are used to investigate the fault contribution in a power distribution system under different levels of PV penetration. Due to severe impact of power system disturbances and PV grid-connected systems, a power system model at distribution level is selected. The test system is a radial, medium-voltage network with 51 buses and 11 branches rated at 22 kV 10 MVA as shown in Fig. 6. The total load is of 2.48 MVA. The model of the test system is developed and run in Matlab Simulink [11]. To simulate effects on different penetration level and modeling, the PV grid-connected system rating is scaled up to various percentage of the feeder total load demand. PV generators are arbitrarily assigned to be at buses 21, 30, 32, 42 and 51 with total power rating of 100% of the total demand. The fault is assumed to be a three-phase to ground fault and occurs at bus 26 at $t = 0.20$ second and is isolated 3 cycles later.

First, the PV systems are modeled as a voltage source. The simulated short circuit currents are compared between a case with no PV installation and with PV penetration at 100% of total demand, as shown in Figs. 7 and 8.

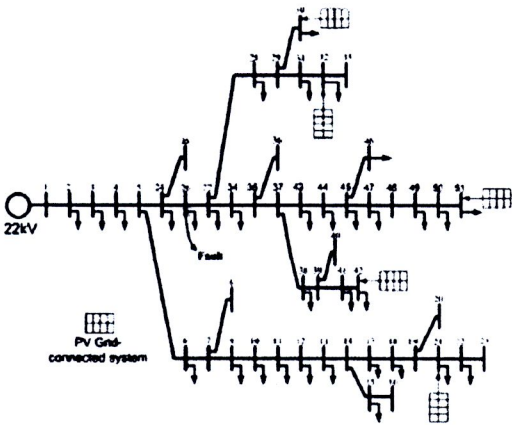


Fig. 6 Test system

It is seen that there is a noticeable difference in fault current where the case with PV generators installed results in 7% higher fault current compared to the case with no PV system. Next, we model the PV systems as a constant current source. The fault current comparison and its magnified version are shown in Figs. 9 and 10, respectively. Under 100% and 150% penetration levels, there is a very small increase of 0.5 and 0.7%, respectively, in fault current compared to that of no PV installation.

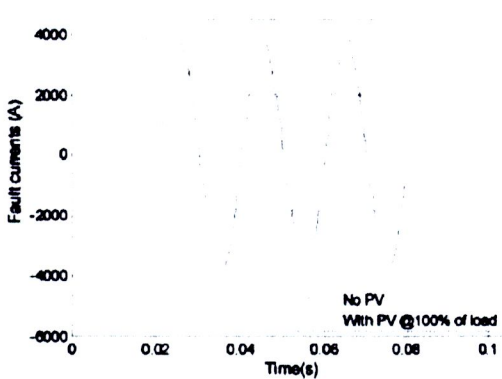


Fig. 7 Fault current comparison (PV as voltage source)

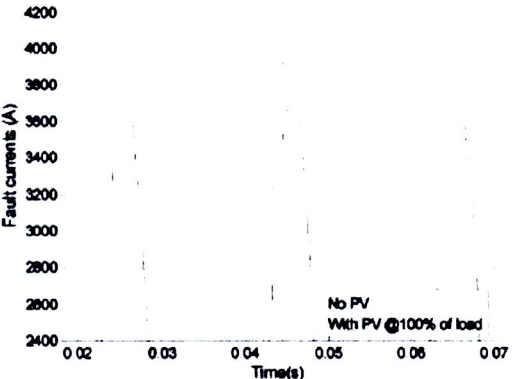


Fig. 8 A magnified version of Fig. 7

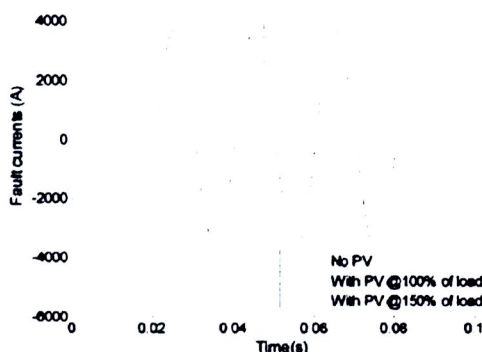


Fig. 9 Fault current comparison (PV as current source)

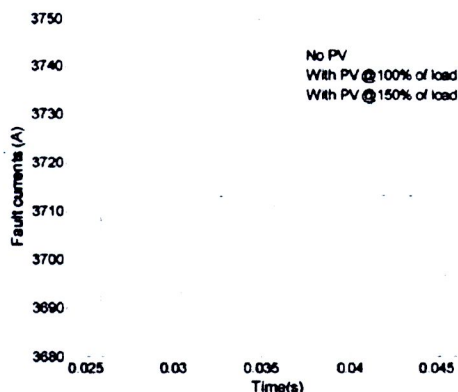


Fig. 10 A magnified version of Fig. 9

Typically, protective devices are designed and set to accompany the original system configuration by system operators. With an increasing level of penetration of the PV systems on the distribution feeder, the fault contribution of PV generators must be seriously taken into consideration. Especially, the short-circuit capacity at a bus which is a common measure of the strength of a bus defined as a product of the magnitudes of the rated bus voltage and the fault current, commonly used for determination of a bus bar and the interrupting capacity of a circuit breaker.

CONCLUSIONS

This study has shown that higher penetration level of the PV grid-connected systems results in higher fault current compared with the case without PV installed. It unavoidably has effects on the protective devices such as relay settings and ratings of bus bars and circuit breakers. This observation introduces the possibility of designing and selecting, and/or upgrading protective devices in a distribution system that allows penetration of PV systems.

ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank the Thailand Research Fund for financial support under grant MGR4880133.

REFERENCES

[1] International Energy Agency (IEA), "Photovoltaic technology status and prospects," Japan, 2004.

[2] P. P. Barker and R.W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems: Part I- Radial distribution systems," in *IEEE/PES Summer Meeting*, vol. 3, 2000, pp. 1645-1656.

[3] N. Srisaen and A. Sangswang, "Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System," in *Proc. 2006 IEEE Asia Pacific Conf. on Circuits and Systems*, pp.853-856, Singapore, 2006.

[4] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems, IEEE Std. 1547-2003, Aug. 2003.

[5] R. C. Dugan and S. K. Price, "Issues for distributed generation in the US," in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting*, 2002, vol. 1, pp. 121-126.

[6] M. Begović, A. Pregelj, A. Rohatgi and D. Novosel, "Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems," *Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2001

[7] N. Nimpitiwan, G.T. Heydt, R. Ayyanar, and S. Suryanarayanan, "Fault Current Contribution From Synchronous Machine and Inverter Based Distributed Generators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 1, January 2007.

[8] IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE std. 1547.1-2005, Jul. 2005.

[9] A.R. Bergen and V. Vittal, *Power System Analysis*, Prentice Hall, 2nd edition, 1999

[10] IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Std. 929-2000, Jan 2000.

[11] The Mathworks Inc., Using Simulink, Natick, MA, 2006

Effects on Short Circuit Level of PV Grid-Connected Systems under Unintentional Islanding

Samatcha Phuttapattimok, Anawach Sangswang, *Member, IEEE*, and Krissanapong Kirtikara

Abstract— Most distribution networks are designed to operate in radial mode without having distributed generation (DG) penetration into the networks. The increasing DG penetration has resulted in bi-directional power flow that affects the operation of conventional feeder protection. This paper focuses on the fault contribution of a distributed generation, specifically PV grid-connected system in an event of unintentional islanding. An experimental setup is created using a 6kW off-the-shelf grid-connected inverter to emulate the event of a fault occurred on a distribution feeder. A hardware setup is prepared according to the IEEE standard for realistic results. The experimental results have shown that, without violating the specified criteria in the standard, the grid-connected inverter takes times to detect an islanding condition and stop energizing. Based on the obtained results, a simple model is adopted to capture and explained the system behavior under unintentional islanding. While different models can adequately explain the system behaviors, they results in different short circuit levels when incorporated into a power flow study. This observation introduces the possibility of selecting and/or upgrading protective devices in a distribution system.

1. INTRODUCTION

As the photovoltaic (PV) costs are decreasing, many more installations of such a system are predicted [1]. They can be used to level the system load curve, improve the voltage profile and reduce line losses as well as transformer's loading. Unlines economically benefit from deferment of the investment for transformer and transmission lines upgrades and maintenance cost reduction. To achieve the mentioned benefits, the PV generators must be of appropriate penetration level and at suitable locations [2-3]. During fault, the DG current is being injected into the utility grid until the fault is isolated. Then the inverter successfully identifies the islanding condition and stops energizing. This inevitably increases the fault current from its originally designated level under no DG installation and may affect the protective equipment settings including relay coordination. According to the IEEE1547 [4], all grid-connected inverters must successfully detect the islanding condition and stop energizing within a given time limit for

the purposes of personnel safety and equipment protection. Past research efforts have concentrated on the effects of rotating machine types of DGs [5]. Historically, the effects of the PV generators on the fault currents are not of major concern. The effects of power electronic converter interface types of DGs such as PV grid-connected systems are considered minimal because of its relatively small system size and the injected current to the grid is limited to the inverter rating [6] and does not exhibit subtransient and transient behaviors as seen in rotating machines. However, as the penetration level of the DGs into the distribution system is substantially increasing, its effects may no longer be considered minimal. In [7], the impact of installation of DGs, both synchronous and inverter types, on coordination of protection devices has been studied through simulation. This paper focuses on the fault contribution of a DG, specifically PV grid-connected system in the event of an unintentional islanding. A real hardware setup is created using an off-the-shelf PV grid-connected inverter to study the system behavior during islanding condition. A realistic operating condition according to [4, 8] that has been reported is considered. The experimental results are then used in fault current calculations of a test distribution system for the purpose of comparison with the case with no PV installation. This paper is organized as follows. Section II discusses the importance of the short circuit level from a PV inverter adding to the conventional synchronous machine. In section III, an experimental study of the system during unintentional islanding is performed. A modeling concept is developed in section IV to capture the PV inverter behavior observed from the experiment. In section V, the effects on short circuit level of the system are analyzed. Section VI provides concluding remark.

II. FAULT CONTRIBUTION OF A PV GENERATOR

In a typical PV grid-connected configuration, the PV modules are connected to the utility grid through an inverter. The main purpose of the inverter is to convert the dc power from the PV modules into ac power which will be injected into the grid. When a fault occurs, the PV inverter continues to supply power to the grid until islanding operation is detected. The inverter must be able to identify such a condition and successfully stop energizing within 2 seconds [4].

This work was supported by the Thailand Research Fund under Grant MGR4880133

S. Phuttapattimok and A. Sangswang are with the Department of Electrical Engineering, King Mongkut's University of Technology Thonburi, Bangkok 10140 Thailand (phone 662-470-9041; e-mail: anawach.san@kmutt.ac.th).

K. Kirtikara is with the CES Solar Cells Testing Center, King Mongkut's University of Technology Thonburi, Bangkok 10140 Thailand (e-mail: krissanapong.kir@kmutt.ac.th).

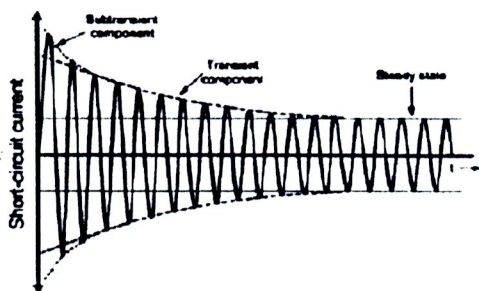


Fig. 1 Short-circuit current waveform.

It should be noted that the inverter supplies power to the system from the moment that the fault occurs until the islanding condition is detected. In the case of a conventional rotating machine, namely synchronous machine, a typical short circuit current waveform is shown in Fig. 1. The fault current depends on the prefault voltage, and the machine's subtransient and transient reactances. The subtransient period has the largest magnitude and lasts around 2 cycles while the transient period is smaller and in the order of 1 second [9]. It should be noted that the short circuit capacity that is used to determine the bus bar dimension and the interrupting capacity of a circuit breaker, are obtained from the subtransient component. Unlike rotating machines, the inverter current supplied to the grid depends on the rating of the semiconductor switches, control algorithm and the source of the inverter including irradiance and PV array configurations. From this point of view, an inverter that can detect islanding condition and stop energizing within 2 seconds (i.e. complied with IEEE1547) clearly has contributed to the short circuit level from the moment the fault occurred. This inevitably results in higher short circuit level in both subtransient and transient periods which in turn will affect the selection of circuit breaker pickup current and the corresponding relay settings of the distribution system.

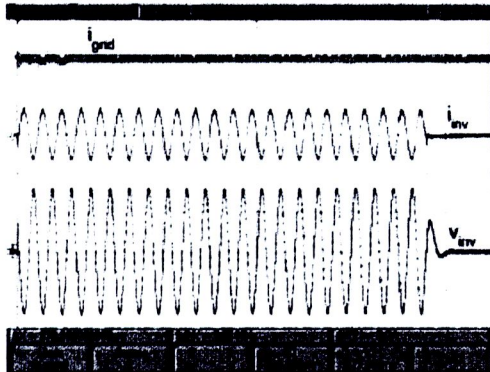


Fig. 3 Measured currents and voltage at 33% of rated output

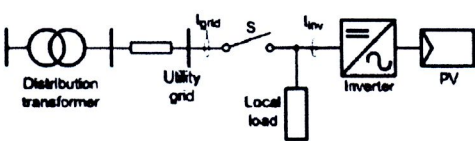


Fig. 2 Configuration of the experimental system

III. EXPERIMENTAL STUDY

A. Hardware Setup

To study the system behavior during islanding condition, a realistic hardware setup is needed to adequately demonstrate all operating regimes of the system of interest. A single-phase equivalent distribution-level setup used in this work is depicted in Fig. 2. The utility grid is a direct feed from the Metropolitan Electricity Authority of Thailand (MEA). A dc power supply with current- and voltage-controlled capabilities is used in place of the PV array. This enables us to adjust the input power to the inverter to the desired level. Focusing on anti-islanding operation, the inverter is a 6 kW commercially available grid-connected inverter. The switch imitates an operation of a circuit breaker after a protective relay has sent out a trip command.

The local load is a combination of generic resistive, inductive and capacitive loads. The load is set to 6 kW to match the output real power from the inverter with quality factor of 1.0. The reduction of quality factor requirement from 2.5 in [10] to 1.0 is to allow manufacturers to implement detection schemes that will minimally affect the power quality. However, this condition is still an extreme case considering that the inverter output real power is of the same amount as the load. This means that there is essentially no difference in output real power before and during islanding conditions.

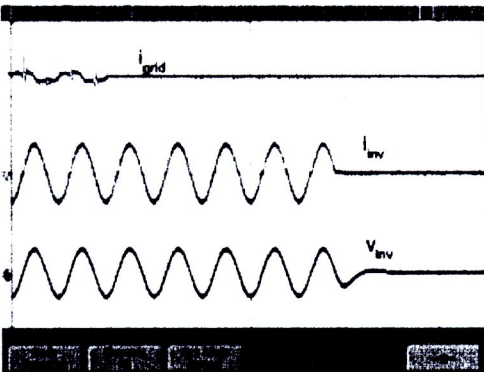


Fig. 4 Measured currents and voltage at 100% of rated output

B. Experimental Results

The switch S in Fig. 2 is closed initially. It is open at the beginning of the test to create an island. Then, the grid current (I_{grid}), inverter current (I_{inv}) and voltage (V_{inv}) waveforms are recorded. The measured waveforms shown in Fig. 3 are obtained at 33% of rated power of the inverter. It is seen that once the switch S is open, the I_{grid} becomes zero and the inverter continues to supply current to local load under islanding condition for 376.9 millisecond which is well within the allowable window of 2 seconds [4, 10]. The V_{inv} which is measured across the load oscillates slightly longer than the inverter current. The oscillation is then rapidly damped out. Fig. 4 shows a faster islanding detection at the inverter's rated power than those in Fig. 3. The inverter stops energizing the grid within 95 millisecond. From the obtained waveforms in Figs. 3 and 4, during islanding operation, both I_{inv} and V_{inv} exhibit the same behaviors as in normal operation. No change in magnitudes of both signals is observed. The inverter current and voltage remain essentially constant until the inverter shuts down. In addition, no discontinuity is observed. It is worth noting that the inverter's current and voltage exhibit constant magnitude that last well beyond the mentioned subtransient period.

IV. MODELING ISSUES

To properly incorporate the system behaviors into a distribution feeder, the modeling issues must be addressed. From the measured current and voltage waveforms in the previous section, the PV grid-connected system can be modeled as either a constant ac voltage source or current source. Though, the inverter voltage remains constant through the islanding operation, it is unrealistic from the viewpoint of short circuit study to model the inverter as a constant voltage source.

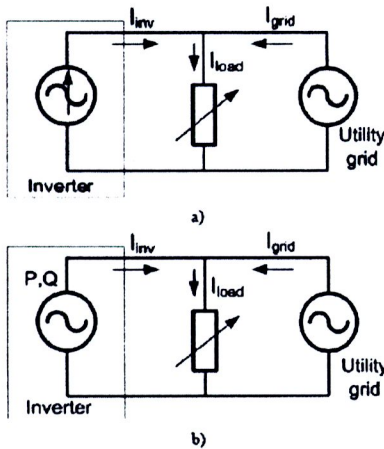


Fig. 5. System model: a) constant current and b) constant power sources

Since the PV inverter function is to inject power from the PV array to the grid, it is not supposed to regulate the grid voltage at the point of common connection. We note that the damped-oscillating behavior after the inverter stops energizing is not in the scope of this paper since our concentration is on the so-called subtransient period in Fig. 1 and the damped oscillation occurs long after that. Based on the previous discussion, the PV inverter can be modeled as either a constant current source or constant power source, as depicted in Fig. 5. The justification of the constant power model is that the current and voltage magnitudes are constant. Therefore, the output power obtained from the averaged value of the product between current and voltage is also constant.

$$P = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{T+t_0} v_{\text{inv}}(t) \cdot i_{\text{inv}}(t) dt \quad (1)$$

This simple modeling concept allows the integration of the PV systems in fault contribution study. Especially, in a readily available power flow solver, the constant power model of a PV inverter can be easily adopted since the PQ load is a typical load in a power flow solver, its values can be set to negative values to represent power injection.

In addition, it is used to investigate the fault contribution in a power distribution system. It is worth noting that the operation of circuit breaker is to isolate the fault from other parts of the system. This generally means that the fault contribution must be considered starting at the moment the fault occurs until the operation of the circuit breaker. However, for a radial distribution system, this may not be the case because a circuit breaker or a fuse is typically located upstream. Once the fault is isolated by the upstream circuit breaker, the inverter still supplies current to the fault until it successfully identifies islanding operation and stop energizing.

V. FAULT CONTRIBUTION ANALYSIS

The experimental results from the previous section are used to investigate the fault contribution in a power distribution system under different levels of PV penetration. The test system is a radial, medium-voltage network with 51 buses and 11 branches rated at 22 kV 10 MVA as shown in Fig. 6. The total load is of 2.48 MVA. The model of the test system is developed and run in Matlab Simulink [11]. To simulate effects on different penetration level and modeling, the PV grid-connected system rating is scaled up to various percentage of the feeder total load demand. PV generators are arbitrarily assigned to be at buses 21, 30, 32, 42 and 51 with total power rating of 100% of the total demand. The fault is assumed to be a three-phase to ground fault and occurs at bus 26 at $t = 0.20$ second and is isolated 3 cycles later.

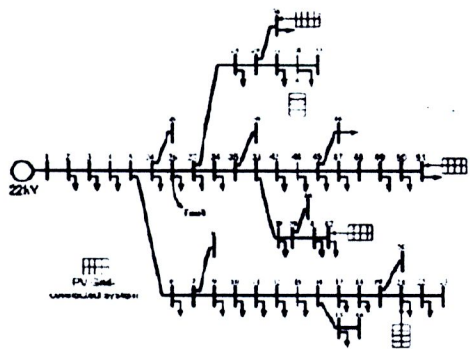


Fig. 6 Test system

First, the PV systems are modeled as a constant current source. The simulated short circuit currents are compared between a case with no PV installation and with PV penetration set at 100% of total demand, as shown in Fig. 7.

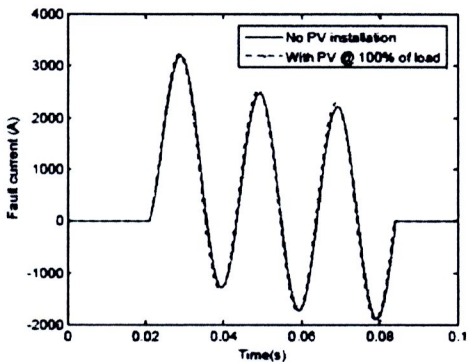


Fig. 7. Short circuit level comparison (modeled as current source).

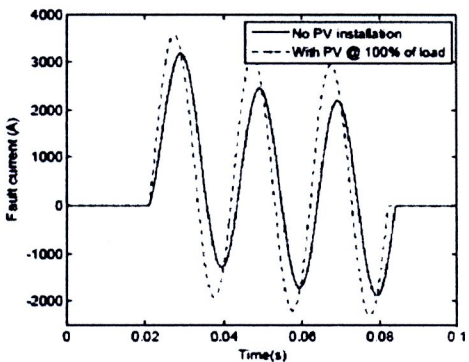


Fig. 9. Short circuit level comparison (modeled as power source)

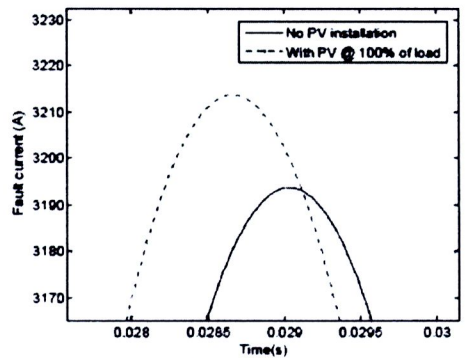


Fig. 8 Magnified version of Fig. 6

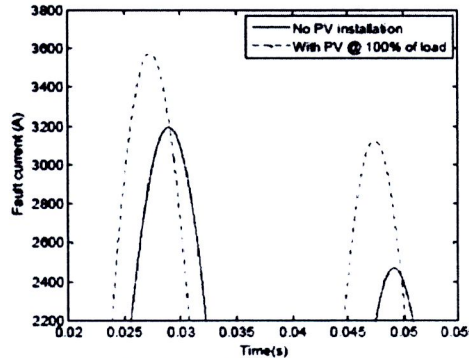


Fig. 10. Magnified version of Fig. 7

It is seen that there is a slight difference in fault current where the case with PV generators installed results in 0.59% higher short circuit level compared to the case with no PV system. A magnified version at the first peak is shown in Fig. 8. Next, we model the PV systems as a constant power source. The short circuit level comparison and its magnified version are shown in Figs. 9 and 10, respectively. The short circuit level of the system with PV system installations is approximately 12.5% higher than the case with no PV installation.

Typically, protective devices are designed and set to accompany the original system configuration by system operators. With an increasing level of penetration of the PV systems on the distribution feeder, the fault contribution of PV generators must be seriously taken into consideration. Especially, the short-circuit capacity at a bus which is a common measure of the strength of a bus defined as a product of the magnitudes of the rated bus voltage and the fault current, commonly used for determination of a bus bar and the interrupting capacity of a circuit breaker.

VI. CONCLUSION

This study has shown that different PV system modeling has resulted in different short circuit level. Simple models of PV systems are obtained and can be easily incorporated in a power flow solver. The higher penetration level of the PV grid-connected systems results in higher fault current compared with the case without PV installed. It unavoidably has effects on the protective devices such as relay settings and ratings of bus bars and circuit breakers. This observation introduces the possibility of selecting, and/or upgrading protective devices in a distribution system that allows penetration of PV systems.

ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank Mr. Manit Seapan and Dr. Dhirayut Chenvidhya, CES Solar Cells Testing Center, KMUTT, for valuable discussions and technical support.

REFERENCES

- [1] International Energy Agency (IEA). "Photovoltaic technology status and prospects." Japan, 2004.
- [2] P. P. Barker and R.W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems: Part I-Radial distribution systems," in *IEEE/Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 3, 2000, pp. 1645-1656.
- [3] N. Srisaen and A. Sangsawang, "Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System," in *Proc. 2006 IEEE Asia Pacific Conf. on Circuits and Systems*, pp. 853-856, Singapore, 2006.
- [4] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems, IEEE Std. 1547-2003, Aug. 2003.
- [5] R. C. Dugan and S. K. Price, "Issues for distributed generation in the US," in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting*, 2002, vol. 1, pp. 121-126.
- [6] M. Begović, A. Pregelj, A. Rohatgi and D. Novosel, "Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems," *Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2001.
- [7] N. Nimpitiwan, G.T. Heydt, R. Ayyanar, and S. Suryanarayanan, "Fault Current Contribution From Synchronous Machine and Inverter Based Distributed Generators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 1, January 2007.
- [8] IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE std 1547.1-2005, Jul 2005.
- [9] A.R. Bergen and V. Vittal, *Power System Analysis*, Prentice Hall, 2nd edition, 1999.
- [10] IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Std. 929-2000, Jan 2000.
- [11] The Mathworks Inc., *Using Simulink*, Natick, MA, 2006.

ภาคผนวก ข

พารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลอง

ตารางที่ ข.1 ค่าพารามิเตอร์สายของสายป้อน

From Node	To Node	Phase	Line Type	Length (km)
A	1	ABC	185PIC	2.2
1	2	ABC	185PIC	0.3
2	3	ABC	185PIC	0.3
3	4	ABC	185PIC	0.2
4	5	ABC	50ACSR	0.6
5	6	ABC	50ACSR	0.3
6	7	ABC	50ACSR	0.01
6	8	ABC	50ACSR	1
8	9	ABC	50ACSR	1.1
9	10	ABC	50ACSR	1
10	11	ABC	50ACSR	1.2
11	12	ABC	50ACSR	0.4
12	13	ABC	50ACSR	1.1
13	14	ABC	50ACSR	0.2
14	15	ABC	50ACSR	0.01
13	16	ABC	50ACSR	0.1
16	17	ABC	50ACSR	0.9
17	18	ABC	50ACSR	0.4
18	19	ABC	50ACSR	0.01
18	20	ABC	50ACSR	1
20	21	ABC	50ACSR	0.6
21	22	ABC	50ACSR	0.01
4	23	ABC	185PIC	1.8

ตารางที่ ข.1 ค่าพารามิเตอร์สายของสายป้อน (ต่อ)

From Node	To Node	Phase	Line Type	Length (km)
23	24	ABC	185PIC	0.3
23	25	ABC	185PIC	0.3
25	26	ABC	185PIC	1.3
26	27	ABC	50ACSR	0.5
27	28	ABC	50ACSR	0.8
28	29	ABC	50ACSR	0.2
28	30	ABC	50ACSR	0.25
30	31	ABC	50ACSR	1.2
31	32	ABC	50ACSR	0.01
26	33	ABC	185PIC	1.75
33	34	ABC	185PIC	2.2
37	38	ABC	185PIC	0.6
38	39	ABC	185PIC	1.25
38	40	ABC	50ACSR	0.8
40	41	ABC	50ACSR	1.25
36	42	ABC	50ACSR	0.001
42	43	ABC	50ACSR	0.001
43	44	ABC	50ACSR	0.2
44	45	ABC	50ACSR	0.1
44	46	ABC	50ACSR	0.3
46	47	ABC	50ACSR	1.6
47	48	ABC	50ACSR	0.7
48	49	ABC	50ACSR	1.4
49	50	ABC	50ACSR	0.01

ตารางที่ ข.2 หม้อแปลงและมิเตอร์ที่เชื่อมโยงกับสายป้อน

Node	Transformer Connection	Transformer Size(kVA)	Number of CT-VT
1	ABC	50	1
2	BC	30	2
3	ABC	100	3
4	-	-	-
5	BC	30	4
6	-	-	-
7	CT	-	5
8	BC	20	6
9	BC	30	7
10	ABC	100	8
11	ABC	50	9
12	AC	2*30	10
13	-	-	-
14	ABC	250	11
15	CT	-	12
16	ABC	100	13
17	AC	30	14
18	-	-	-
19	CT	-	15
20	ABC	50	16
21	AC	30	17
22	CT	-	18
23	ABC	100	19
24	ABC	50	20

ตารางที่ ข.2 หม้อแปลงและมิเตอร์ที่เชื่อมโยงกับสายป้อน(ต่อ)

Node	Transformer Connection	Transformer Size(kVA)	Number of CT-VT
25	ABC	250	21
26	ABC	400	22
27	BC	30	23
28	-	-	-
29	BC	20	24
30	AC	20	25
31	AC	20	26
32	CT	-	27
33	AB	30	28
34	-	-	-
35	CT	-	29
36	-	-	-
37	ABC	100	30
38	-	-	-
39	CT	-	31
40	AC	30	32
41	AC	20	33
42	AB	30	34
43	AC	20	35
44	BC	20	36
45	ABC	100	37
46	ABC	160	38
47	AC	30	39
48	AC	20	40

ตารางที่ ข.2 หม้อแปลงและมิเตอร์ที่เชื่อมโยงกับสายป้อน (ต่อ)

Node	Transformer Connection	Transformer Size(kVA)	Number of CT-VT
49	ABC	50	41
50	ABC	50	42

ตาราง ข.3 ข้อมูลสายไฟฟ้า

ประเภทสาย	R(ohm/km)	X(ohm/km)
120A	0.26643	0.36147
120PIC	0.26643	0.34869
185A	0.17571	0.34721
185PIC	0.17571	0.33444
50ACSR	0.66668	0.38899
50PIC	0.64015	0.37985
95A	0.34059	0.3692
AVR	0.0001	0.0002
UG	0.1	0.1



ภาคผนวก ก
สาระสำคัญของมาตรฐาน IEEE 1547-2005

มาตรฐาน IEEE Std 1547.1™-2005 IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

มาตรฐานนี้ได้กำหนดกระบวนการขั้นตอนการทดสอบอุปกรณ์แหล่งจ่ายพลังงานเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง ในแต่ละชนิดขั้นตอนการทดสอบแยกได้เป็น

1 เสถียรภาพทางด้านอุณหภูมิ

การทดสอบนี้ เป็นการทดสอบยืนยันว่าอุปกรณ์ที่จะทำงานภายใต้ย่านอุณหภูมิที่กำหนด และผลความร้อนสะสมเมื่ออุปกรณ์ที่ทำการทดสอบทำงานหลังจาก 72 ชั่วโมงผ่านไปอุณหภูมิจะอยู่ในย่านที่โรงงานกำหนด

2 ผลตอบสนองต่อการผิดปกติของแรงดัน

การทดสอบนี้เพื่อพิสูจน์ว่า ระบบผลิตไฟฟ้ารายย่อย ที่ต่อกับระบบจะทำงานภายใต้ความผิดปกติของแรงดันได้หรือไม่ ในสภาวะแรงดันเกิน แรงดันต่ำ และสามารถหยุดการทำงานได้ตามกำหนดหรือไม่

3 ผลตอบสนองต่อความผิดปกติของความถี่

การทดสอบนี้เพื่อพิสูจน์ว่า ระบบผลิตไฟฟ้ารายย่อย ที่ต่อกับระบบจะทำงานภายใต้ความผิดปกติของความถี่ได้หรือไม่ ในสภาวะความถี่เกิน ความถี่ต่ำ และสามารถหยุดการทำงานได้ตามกำหนดหรือไม่

4 การทดสอบ Synchronization

การทดสอบนี้ แสดงให้เห็นถึงวิธีการต่ออุปกรณ์เข้ากับระบบไฟฟ้าซึ่งจะใช้สำหรับ synchronous generators ที่ต่อขนานกับระบบไฟฟ้าได้อย่างถูกต้อง การป้องกันการสูญเสียการ synchronize ไม่ต้องการ ยกเว้นจำเป็นสำหรับแรงดันกระแสเพื่อ

5 Interconnection integrity

การทดสอบนี้เป็นการทดสอบ การป้องกันผลของสนามแม่เหล็ก การทนต่อแรงดันเสร็จได้ และการทนต่อฉนวนที่ต่อขนานเข้ากับระบบ การทดสอบนี้เป็นการทดสอบบนพื้นฐานตาม IEEE C37.90.1, IEEE C37.90.2, C62.41.2, และ C62.45

6 การจำกัดไฟฟ้ากระแสตรง(Limitation of dc)

การทดสอบนี้พิสูจน์ว่า ระบบผลิตไฟฟ้ารายย่อย จะไม่ใส่ไฟฟ้ากระแสตรงเข้าไปในระบบมากกว่า 0.5 % ของอัตรากระแสไฟฟ้าสูงสุด ที่จุดต่อเข้ากับระบบ

7 การเกิดการIslanding แบบไม่พึงประสงค์ (Unintentional Islanding)

การทดสอบนี้เป็นการทดสอบการป้องกันการเกิดIslanding ในระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ที่ต้องเข้ากับระบบเมื่อเกิด Islanding ในระบบแล้วอุปกรณ์จะกระตุ้นตัวเองให้ตัดตัวเองจากระบบจำหน่าย การทดสอบนี้ทดสอบบนพื้นฐานที่ โหลดสมดุล เวลาที่มาตรฐานนี้กำหนดนี้คือภายในสองวินาที

8 การป้องกันพลังงานไฟฟ้าย้อนกลับ (Reverse Power (for unintentional islanding))

การทดสอบนี้เป็นการป้องกันพลังงานไฟฟ้าย้อนกลับเหตุเนื่องมาจาก Unintentional Islanding อินเวอร์เตอร์ต้องมีระบบป้องกันการพลังงานย้อนกลับสำหรับการเกิด Islanding ไว้ด้วย

9 การต่อคืนเข้าระบบกรณี เกิดความผิดปกติ (Reconnect Following Abnormal Condition Disconnect)

เวลาที่อุปกรณ์ที่จะต่อคืนเข้าสู่ระบบนั้น หลังจากที่ตัดตัวเองออกจากระบบ อุปกรณ์จะต่อเข้าระบบใหม่ภายในเวลาที่กำหนด และอุปกรณ์จะต้องปรับการหน่วงเวลาได้ ถ้าเวลาหน่วงคงที่ โดยค่าที่กำหนดนี้เป็นไปตามโรงงานผู้ผลิตจากการสำรวจของ IEA เวลาที่หน่วงก่อนต่อคืนเข้าระบบตั้งแต่ 5 วินาที ถึง 4 นาที

10 ฮาร์โมนิก (Harmonic)

การทดสอบนี้ก็เพื่อวัดกระแสฮาร์โมนิกไม่ให้เกินดังตารางที่ตารางที่ 2.3 แสดงกระแสฮาร์โมนิกสูงสุด

ตารางที่ ค.1 แสดงกระแสฮาร์โมนิกสูงสุด

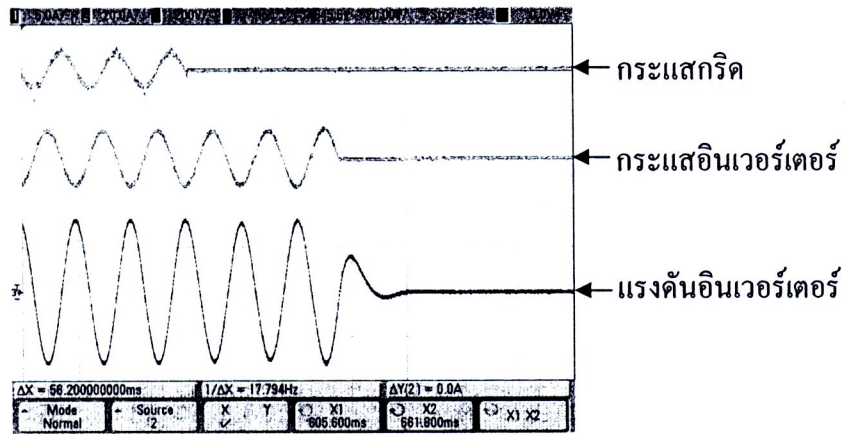
Individual harmonic order h (odd harmonics)	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Total demand distortion (TDD)
Percent (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

11 ไฟกระพริบ (Flicker)

ไม่มีการระบุกระบวนการทดสอบไว้ ขึ้นอยู่กับสถานที่นั้นๆที่จะกำหนด มาตรฐานนั้นนอกจากทดสอบการป้องกันต่างๆแล้วยังมีการทดสอบผลึกภัณฑ์ และการทดสอบหน้างานด้วย การทดสอบผลึกภัณฑ์นั้นๆต้องสามารถตอบสนองต่อความผิดปกติของแรงดัน ความถี่ และการชิงโครไนซ์ การทดสอบหน้างาน เป็นการทดสอบหลังจากการติดตั้งระบบอุปกรณ์เพื่อพร้อมต่อการใช้งาน

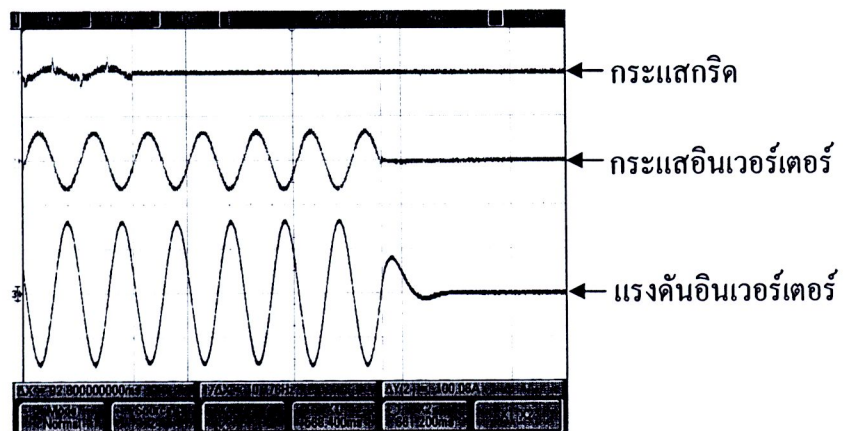
ภาคผนวก ง
การทดสอบอินเวอร์เตอร์ ในหัวข้อ Unintentional Islanding
ตามมาตรฐาน IEEE-1547

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 28% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 56.2 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.1



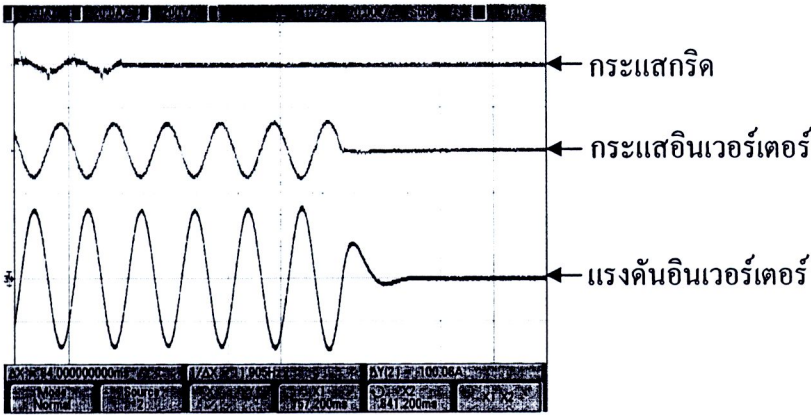
รูปที่ ง.1 รูปคลื่นกระแสวิก กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 28% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 29% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 92.8 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.2



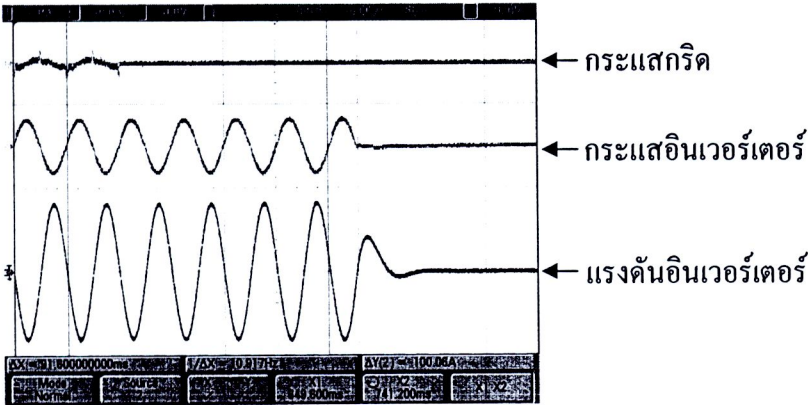
รูปที่ ง.2 รูปคลื่นกระแสวิก กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 29% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 30% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 84.0 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.3



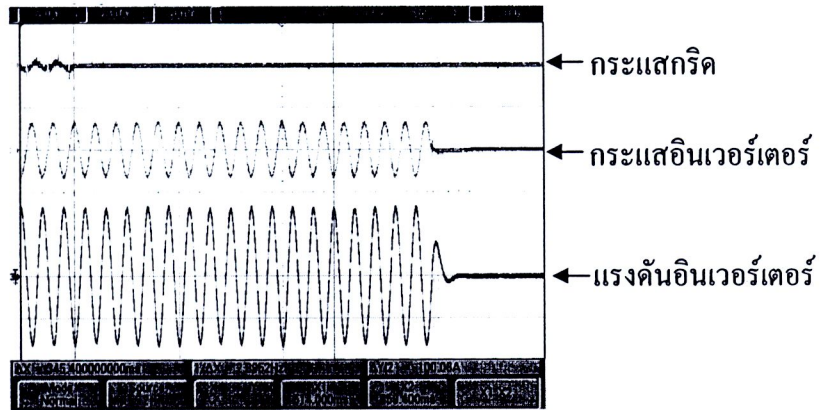
รูปที่ ง.3 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 30% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 31% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 91.6 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.4



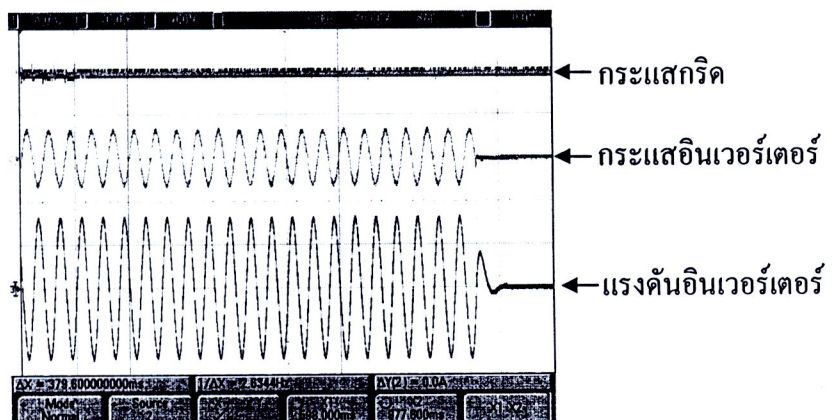
รูปที่ ง.4 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 31% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 32% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 345.4 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.5



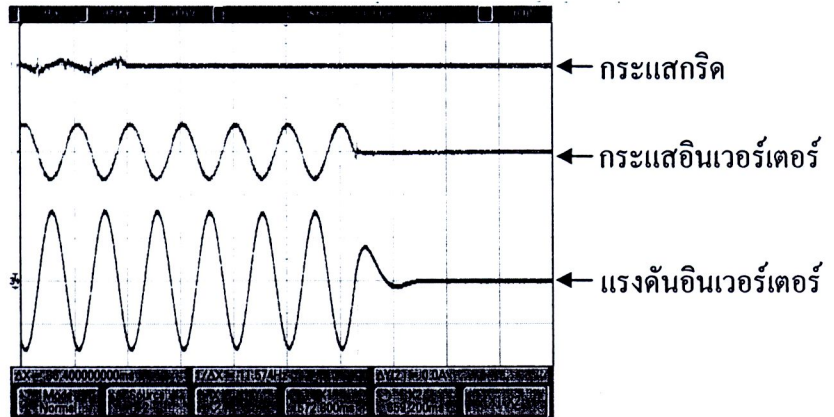
รูปที่ ง.5 รูปคลื่นกระแสดกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 32% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 33% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 397.60 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.6



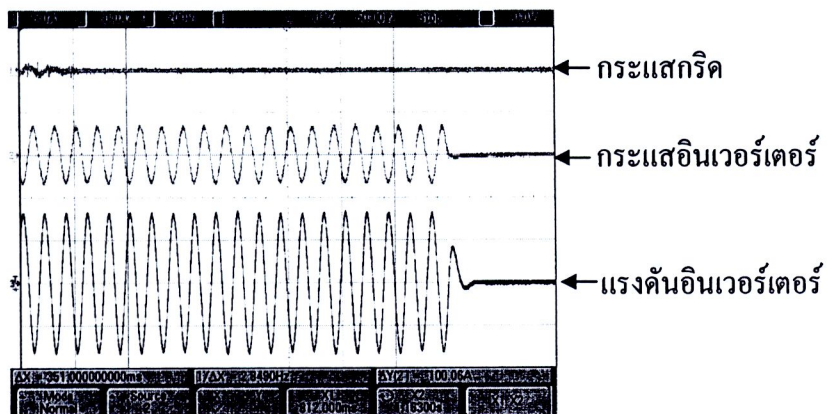
รูปที่ ง.6 รูปคลื่นกระแสดกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 33% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 34% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 86.4 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.7



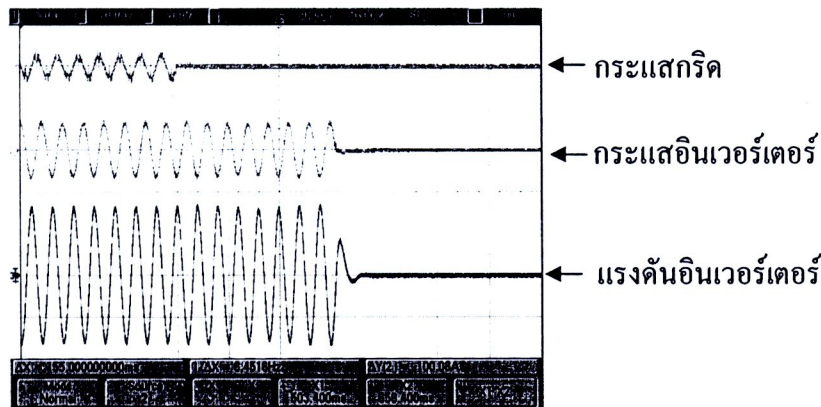
รูปที่ ง.7 รูปคลื่นกระแสดกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 34% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 35% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 351.0 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.8



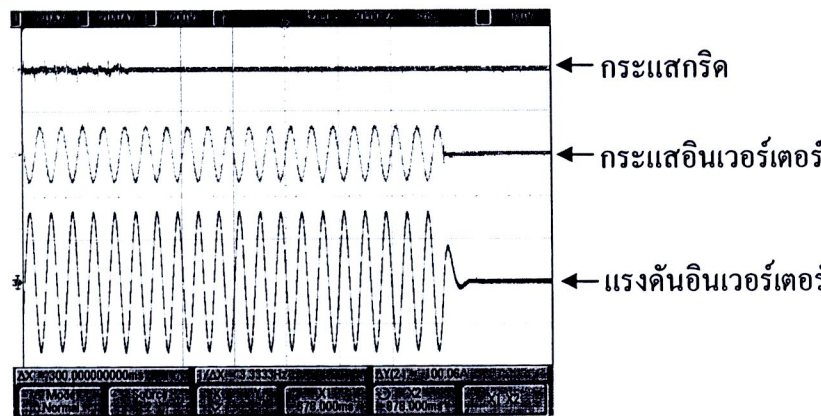
รูปที่ ง.8 รูปคลื่นกระแสดกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 35% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 36% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 155.0 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.9



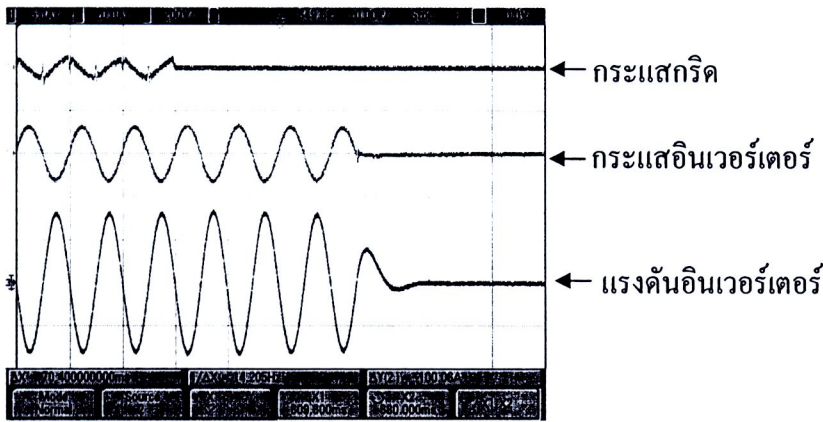
รูปที่ ง.9 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 36% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 37% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 300.0 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.10



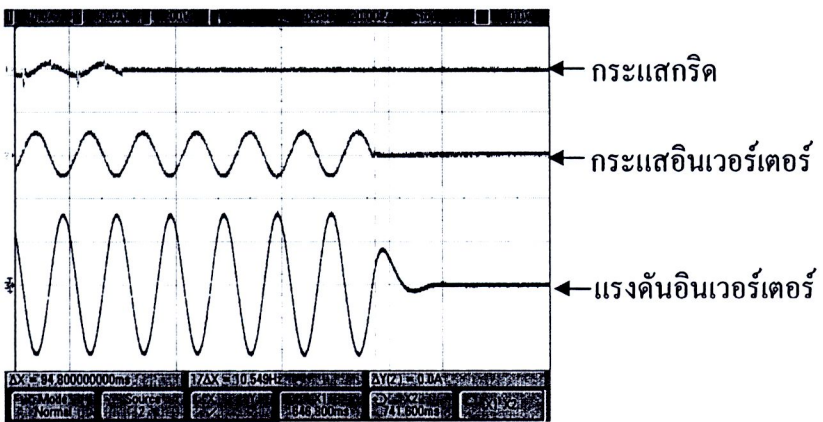
รูปที่ ง.10 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 37% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 38% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 70.4 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.11



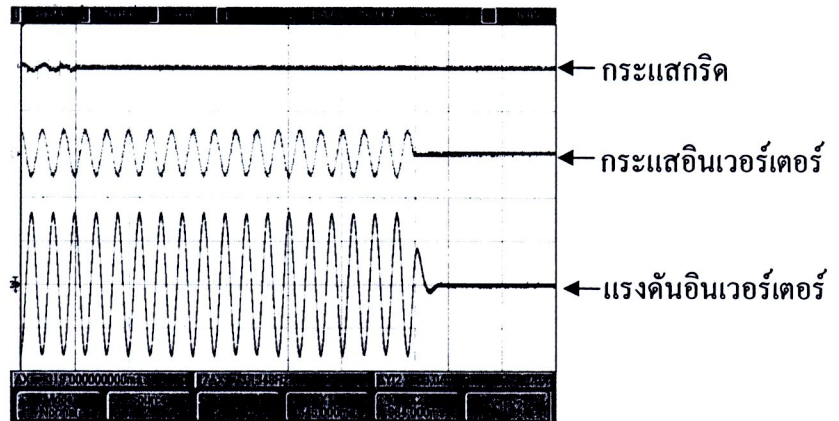
รูปที่ ง.11 รูปคลื่นกระแสดกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 38% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 61% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 94.8 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.12



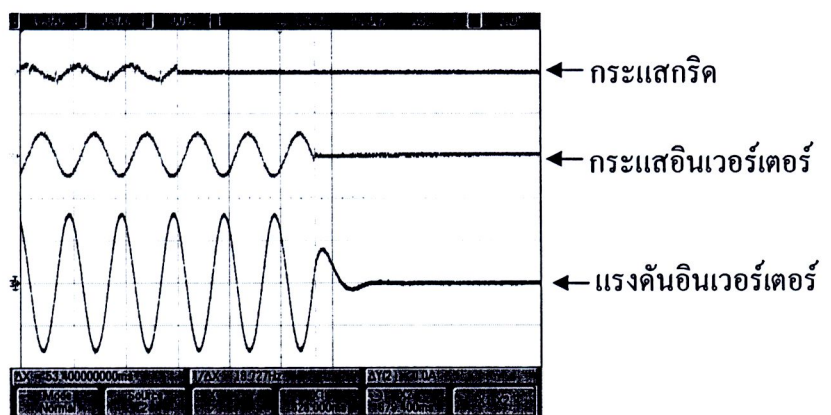
รูปที่ ง.12 รูปคลื่นกระแสดกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 61% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 62% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 319.0 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.13



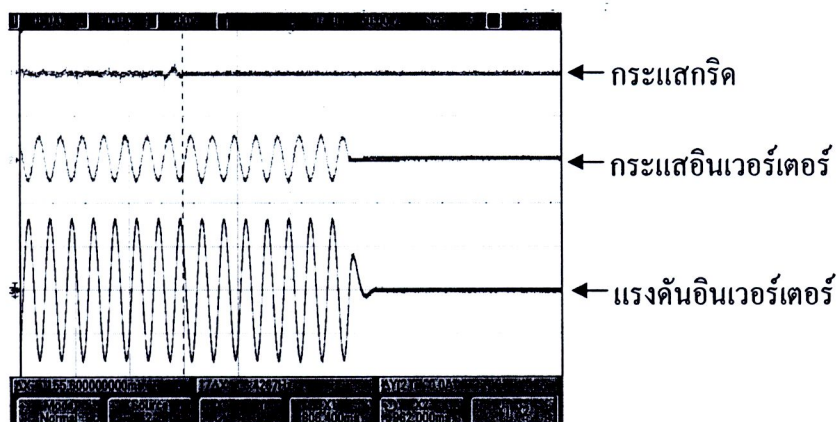
รูปที่ ง.13 รูปคลื่นกระแสดกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 62% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 63% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 53.4 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.14



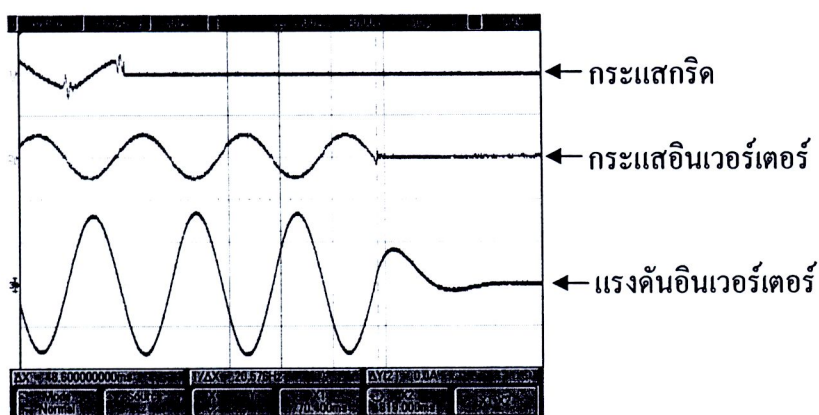
รูปที่ ง.14 รูปคลื่นกระแสดกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 63% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 64% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 155.6 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่กำหนด ซึ่งมาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ซึ่งผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.15



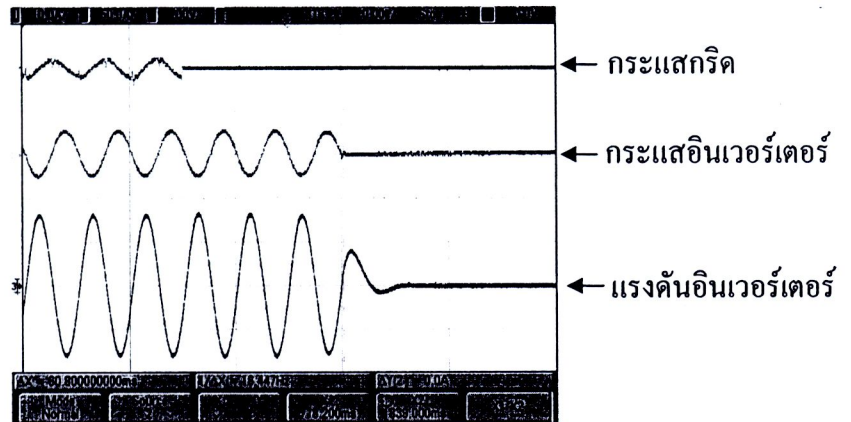
รูปที่ ง.15 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 64% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 65% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 48.6 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.16



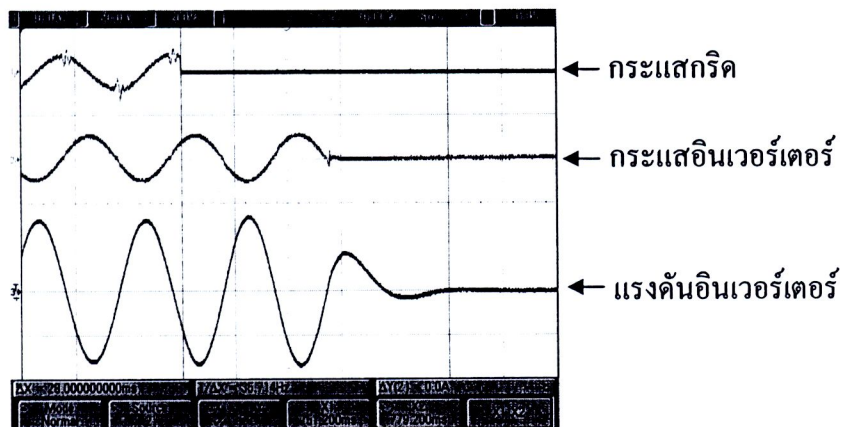
รูปที่ ง.16 รูปคลื่นกระแสดริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 65% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 66% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 60.80 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.17



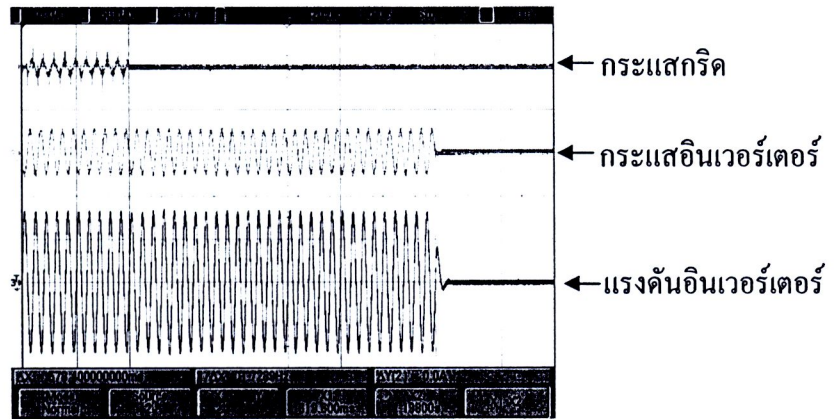
รูปที่ ง.17 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 66% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 67% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 28.0 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.18



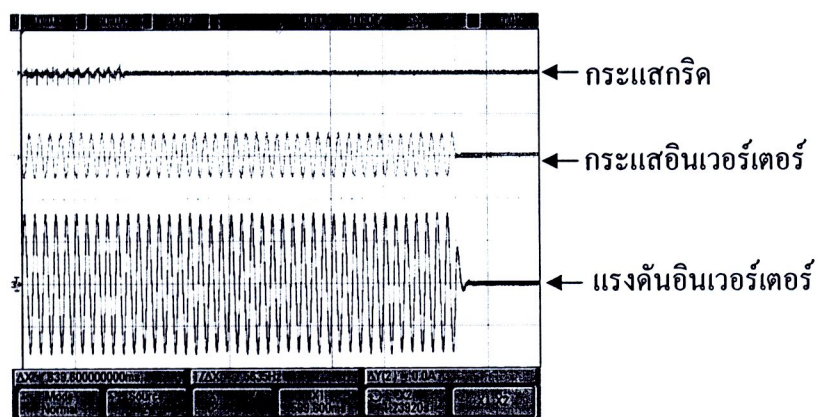
รูปที่ ง.18 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 67% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 68% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่ อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 578.4 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.19



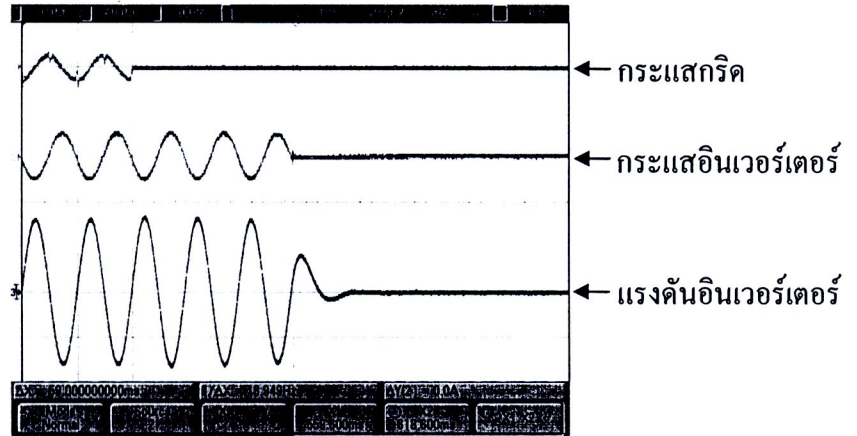
รูปที่ ง.19 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 68% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 69% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่ อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 639.6 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.20



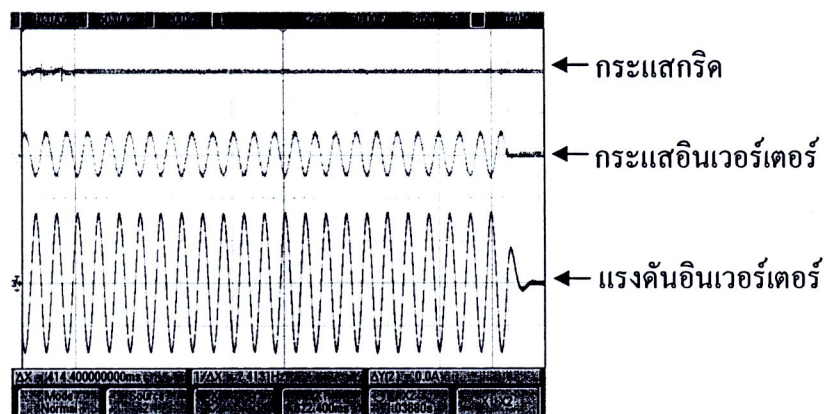
รูปที่ ง.20 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 69% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 70% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 59.0 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.1



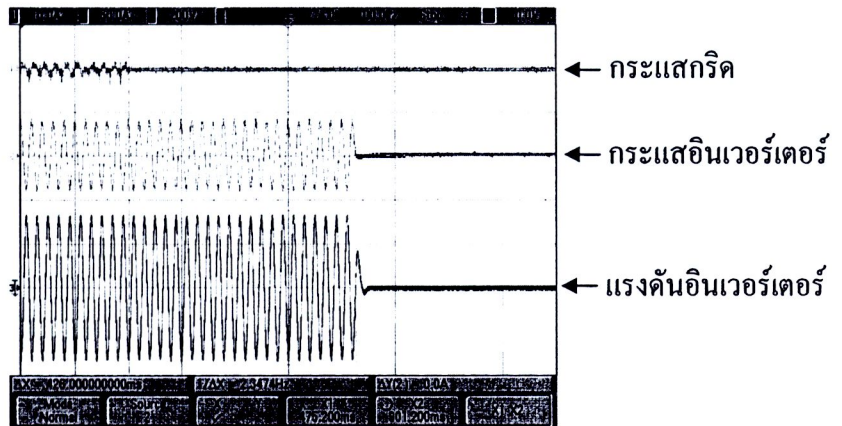
รูปที่ ง.21 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 70% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 71% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 414.4 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.22



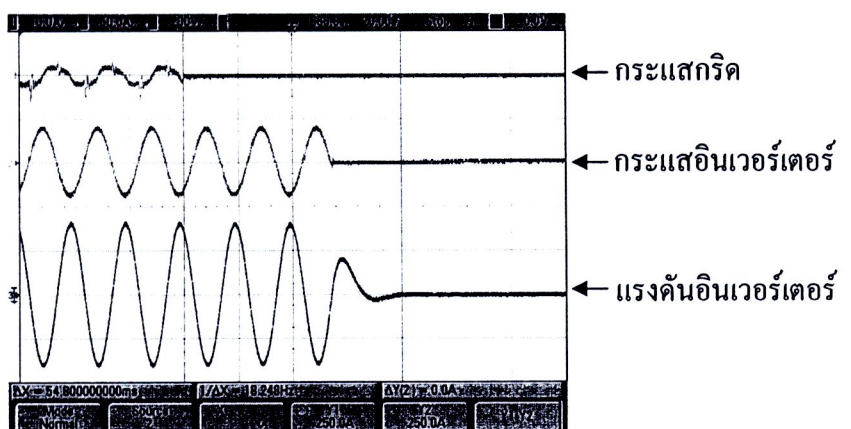
รูปที่ ง.22 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 71% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 95% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 426.0 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.23



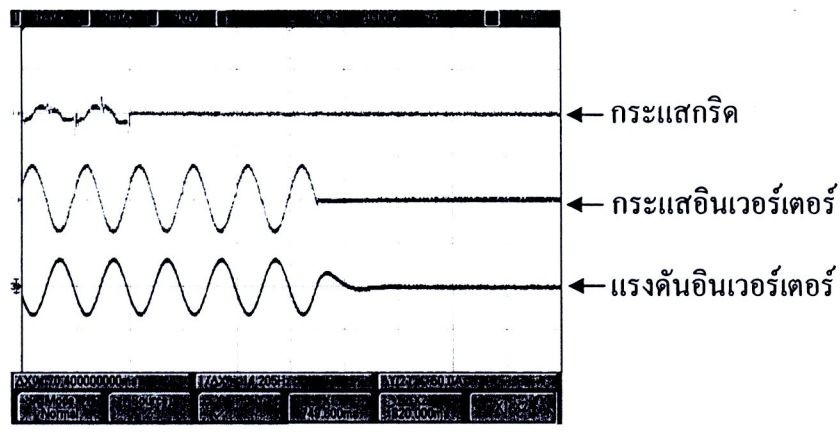
รูปที่ ง.23 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 95% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 96% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 94.8 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.24



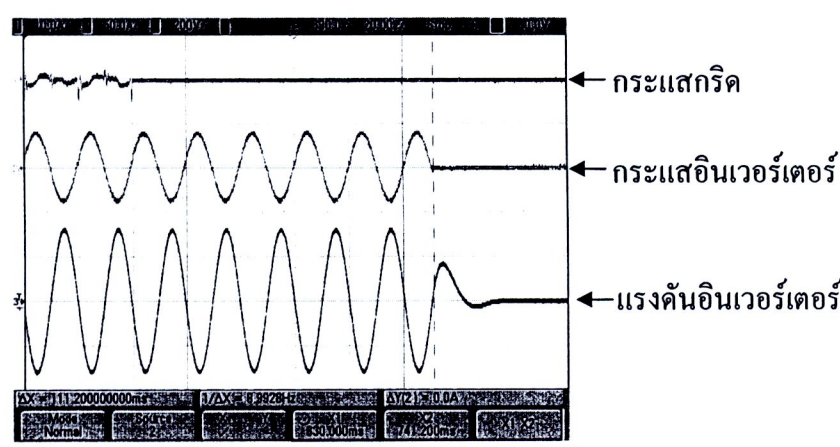
รูปที่ ง.24 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 96% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 97% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 70.4 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.25



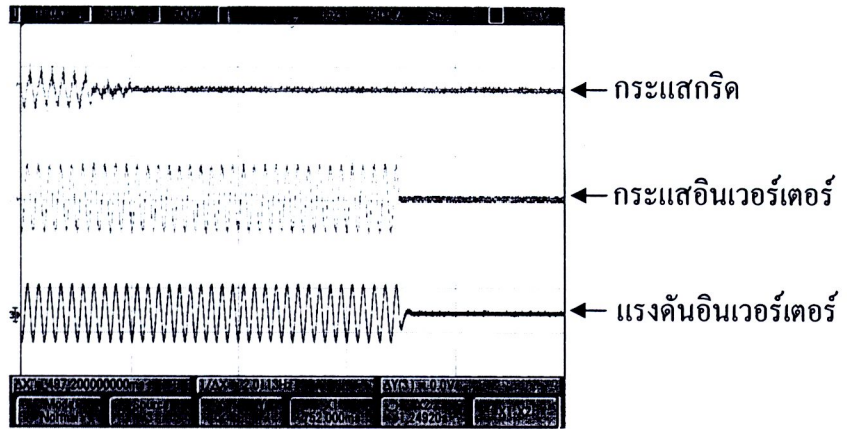
รูปที่ ง.25 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 97% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 98%ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 111.2 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.26



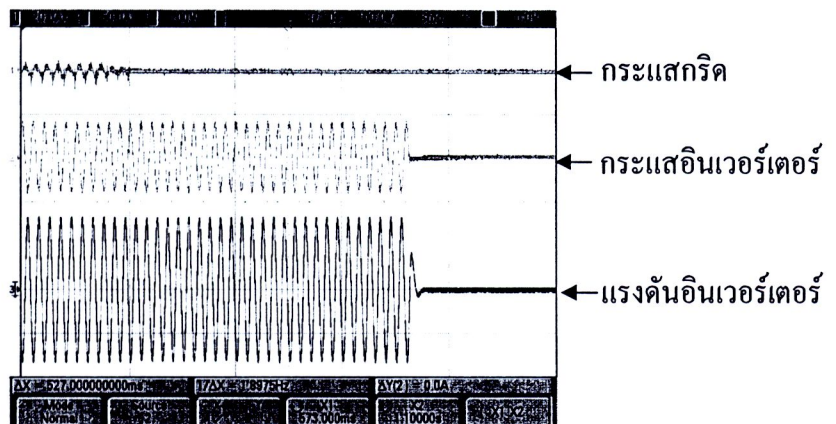
รูปที่ ง.26 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 98% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 99% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 497.2 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.27



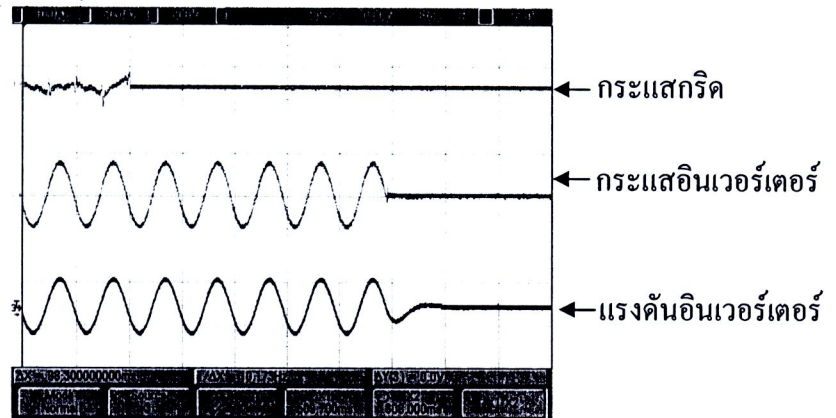
รูปที่ ง.27 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 99% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 100% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 527.0 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.28



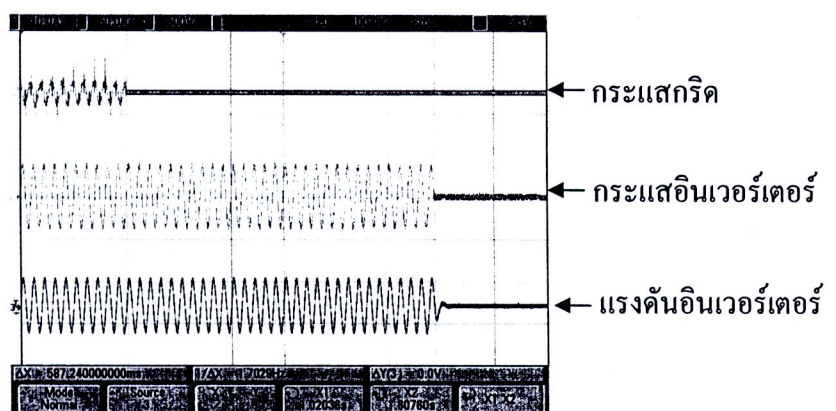
รูปที่ ง.28 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 100% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 101% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 98.3 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.29



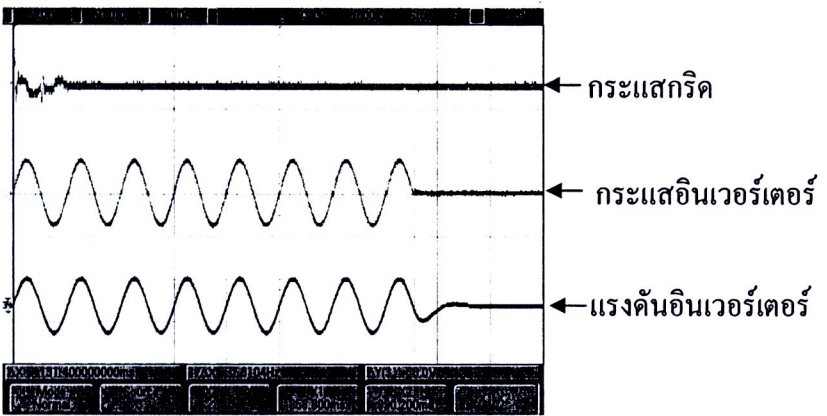
รูปที่ ง.29 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 101% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 102% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 587.2 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.30



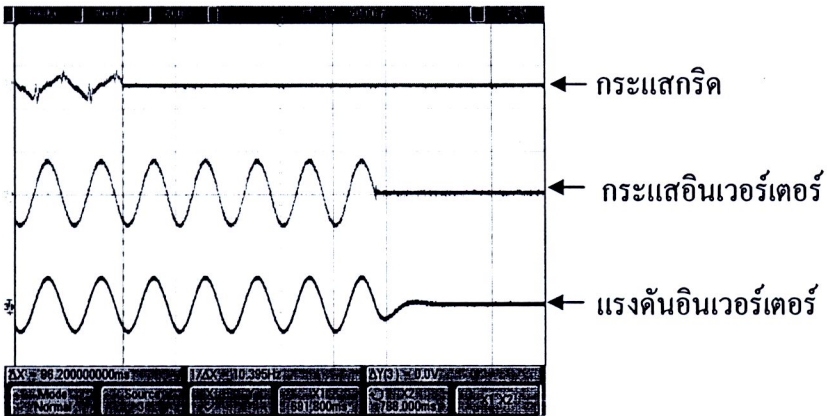
รูปที่ ง.30 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 102% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 103% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 131.4 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.31



รูปที่ ง.31 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 103% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

การทดสอบ Unintentional Islanding ที่ภาระ 104% ของอินเวอร์เตอร์ ผลการทดสอบเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายกระแสคือ 96.2 มิลลิวินาที ซึ่งอยู่ภายในเวลาที่มาตรฐานกำหนด มาตรฐานกำหนดไว้ 2 วินาที ผลการทดสอบดังแสดงในรูปที่ ง.32



รูปที่ ง.32 รูปคลื่นกระแสกริด กระแสและแรงดันอินเวอร์เตอร์ ที่ภาระ 104% ของกำลังรวมอินเวอร์เตอร์

ภาคผนวก จ
กระแสน์ฟอลท์จากการจำลอง

ตารางกระแสฟอลต์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายแรงดัน แหล่งจ่ายกระแส และแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.1 กระแสฟอลต์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายแรงดันในระบบจำหน่าย

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Vs
3ØFAULT	ØA	1754.91	10058.00
	ØB	2768.48	16625.00
	ØC	2785.76	14462.00
3Ø GROUND FAULT	ØA	1754.65	9913.37
	ØB	2768.09	16750.00
	ØC	2787.01	14445.00
Line AB FAULT	ØA	2047.58	11671.00
	ØB	2047.38	11670.00
	ØC	0.00	0.00
Line BC FAULT	ØA	0.00	0.00
	ØB	2599.58	14655.00
	ØC	2599.57	14655.00
Line AC FAULT	ØA	1976.12	9161.00
	ØB	0.00	0.00
	ØC	1976.12	9161.00
Line AB GROUND FAULT	ØA	2100.50	11600.00
	ØB	2100.65	11700.00
	ØC	0.00	0.00

Normal Fault = กระแสฟอลต์ที่ไม่มีแหล่งจ่ายต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Vs (Voltage Source) = กระแสฟอลต์ที่มีแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.1 กระแสฟอลท์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายแรงดันในระบบจำหน่าย (ต่อ)

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Vs
Line BC GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00
	ØB	2667.01	15790.00
	ØC	2056.16	14140.00
Line AC GROUND FAULT	ØA	1901.41	8435.43
	ØB	0.00	0.00
	ØC	2056.16	10077.00
Line A GROUND FAULT	ØA	279.80	1811.69
	ØB	0.00	0.00
	ØC	0.00	0.00
Line B GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00
	ØB	333.35	3070.43
	ØC	0.00	0.00
Line C GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00
	ØB	0.00	0.00
	ØC	324.25	2741.56

Normal Fault = กระแสฟอลท์ที่ไม่มีแหล่งจ่ายต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Vs (Voltage Source) = กระแสฟอลท์ที่มีแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.2 กระแสฟอลต์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Cs= 33%	Cs= 66%	Cs= 100%
3ØFAULT	ØA	1754.91	1765.50	1776.70	1788.05
	ØB	2768.48	2773.64	2778.57	2783.22
	ØC	2785.76	2795.69	2804.10	2812.23
3Ø GROUND FAULT	ØA	1754.65	1763.64	1772.62	1782.38
	ØB	2768.09	2772.74	2776.40	2779.20
	ØC	2787.01	2798.40	2809.70	2820.90
Line AB FAULT	ØA	2047.58	2053.18	2058.63	2064.19
	ØB	2047.38	2053.18	2058.62	2064.18
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line BC FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	2599.58	2603.50	2607.45	2611.48
	ØC	2599.57	2603.50	2607.44	2611.47
Line AC FAULT	ØA	1976.12	1986.25	1996.41	2006.70
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	1976.12	1986.25	1996.41	2006.71
Line AB GROUND FAULT	ØA	2100.50	2107.80	2114.75	2121.35
	ØB	2100.65	2005.89	2010.00	2013.55
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line BC GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	2667.01	2669.05	2671.10	2672.85
	ØC	2056.16	2539.83	2546.23	2552.72
Line AC GROUND FAULT	ØA	1901.41	1907.58	1913.97	1920.77
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	2056.16	2069.55	2083.57	2097.98

Normal Fault = กระแสฟอลต์ที่ไม่มีแหล่งจ่ายต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Cs (Current Source) = กระแสฟอลต์ที่มีแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.2 กระแสฟอลต์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (ต่อ)

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Cs= 33%	Cs= 66%	Cs= 100%
Line A GROUND FAULT	ØA	279.80	280.00	288.94	298.46
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line B GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	333.35	323.44	313.47	303.20
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line C GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	324.25	328.10	332.20	336.34

Normal Fault = กระแสฟอลต์ที่ไม่มีแหล่งจ่ายค่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Cs (Current Source) = กระแสฟอลต์ที่มีแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าค่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.3 กระแสฟอลต์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าค่อในระบบจำหน่าย

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Ps=10%	Ps=20%	Ps=30%
3ØFAULT	ØA	1754.91	1758.40	1762.40	1766.44
	ØB	2768.48	2773.15	2776.90	2781.67
	ØC	2785.76	2793.50	2798.70	2805.07
3Ø GROUND FAULT	ØA	1754.65	1759.27	1763.60	1768.30
	ØB	2768.09	2771.50	2775.60	2779.12
	ØC	2787.01	2793.00	2800.50	2807.00
Line AB FAULT	ØA	2047.58	2051.60	2055.50	2059.38
	ØB	2047.38	2051.60	2055.50	2059.40
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00

Normal Fault = กระแสฟอลต์ที่ไม่มีแหล่งจ่ายค่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Ps (Power Source) = กระแสฟอลต์ที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าค่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.3 กระแสฟอลท์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่อในระบบจำหน่าย (ต่อ)

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Ps=10%	Ps=20%	Ps=30%
Line BC FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	2599.58	2605.70	2611.76	2617.89
	ØC	2599.57	2605.70	2611.75	2617.89
Line AC FAULT	ØA	1976.12	1980.93	1984.75	1989.34
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	1976.12	1980.93	1984.77	1989.35
Line AB GROUND FAULT	ØA	2100.50	2019.85	2119.04	2127.80
	ØB	2100.65	2001.70	2001.98	2002.06
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line BC GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	2667.01	2674.13	2681.10	2688.16
	ØC	2056.16	2537.67	2542.00	2546.30
Line AC GROUND FAULT	ØA	1901.41	1904.30	1907.30	1910.36
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	2056.16	2062.87	2069.30	2076.27
Line A GROUND FAULT	ØA	279.80	283.57	301.00	315.70
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line B GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	333.35	348.73	363.38	377.80
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line C GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	324.25	332.02	339.78	347.27

Normal Fault = กระแสความผิดปกติที่ไม่มีแหล่งจ่ายต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Ps (Power Source) = กระแสความผิดปกติที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.3 กระแสฟอลต์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่อในระบบจำหน่าย (ต่อ)

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Ps=40%	Ps=50%	Ps=60%
3ØFAULT	ØA	1754.91	1770.00	1772.46	1778.05
	ØB	2768.48	2786.07	2789.45	2795.67
	ØC	2785.76	2810.80	2815.45	2824.30
3Ø GROUND FAULT	ØA	1754.65	1772.78	1775.40	1782.00
	ØB	2768.09	2782.60	2784.20	2789.28
	ØC	2787.01	2813.88	2816.90	2826.71
Line AB FAULT	ØA	2047.58	2063.00	2065.88	2071.00
	ØB	2047.38	2063.00	2065.86	2071.00
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line BC FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	2599.58	2623.79	2627.79	2636.00
	ØC	2599.57	2623.78	2627.78	2636.00
Line AC FAULT	ØA	1976.12	199.4.2	1996.78	2003.30
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	1976.12	1994.20	1996.79	2003.36
Line AB GROUND FAULT	ØA	2100.50	2136.65	2142.09	2154.50
	ØB	2100.65	2002.23	2003.14	2003.18
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line BC GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	2667.01	2694.52	2698.12	2709.25
	ØC	2056.16	2550.21	2553.02	2560.00
Line AC GROUND FAULT	ØA	1901.41	1913.36	1914.27	1919.74
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	2056.16	2082.78	2087.43	2096.30

Normal Fault = กระแสฟอลต์ที่ไม่มีแหล่งจ่ายต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Ps (Power Source) = กระแสฟอลต์ที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.3 กระแสฟอลท์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่อในระบบ (ต่อ)

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Ps=40%	Ps=50%	Ps=60%
Line A GROUND FAULT	ØA	279.80	330.75	345.00	372.00
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line B GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	333.35	391.70	398.91	418.53
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00
Line C GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	324.25	355.32	360.65	370.90

Normal Fault = กระแสฟอลท์ที่ไม่มีแหล่งจ่ายต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Ps (Power Source) = กระแสฟอลท์ที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.3 กระแสฟอลท์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่อในระบบ (ต่อ)

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Ps=70%	Ps=80%	Ps=90%	Ps=100%
3ØFAULT	ØA	1754.91	1782.10	1786.00	1790.05	1794.00
	ØB	2768.48	2798.62	2803.22	2808.38	2812.00
	ØC	2785.76	2829.97	2835.90	2842.52	2848.97
3Ø GROUND FAULT	ØA	1754.65	1786.00	1791.00	1795.57	1800.53
	ØB	2768.09	2793.29	2796.25	2799.31	2802.72
	ØC	2787.01	2834.00	2840.28	2846.64	2853.61
Line AB FAULT	ØA	2047.58	2074.64	2078.24	2082.06	2085.50
	ØB	2047.38	2074.60	2078.23	2082.05	2085.50
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Normal Fault = กระแสฟอลท์ที่ไม่มีแหล่งจ่ายต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Ps (Power Source) = กระแสฟอลท์ที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ตารางที่ จ.3 กระแสฟอลท์ของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่อในระบบ (ต่อ)

FAULT TYPE	Phase	Normal Fault	Ps=70%	Ps=80%	Ps=90%	Ps=100%
Line BC FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	2599.58	2642.00	2647.85	2653.59	2659.68
	ØC	2599.57	2642.00	2647.80	2653.58	2659.68
Line AC FAULT	ØA	1976.12	2007.90	2012.20	2017.15	2012.85
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	1976.12	2007.90	2012.20	2017.15	2021.86
Line AB GROUND FAULT	ØA	2100.50	2163.30	2171.90	2181.50	2190.00
	ØB	2100.65	2003.50	2004.01	2004.13	2004.29
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Line BC GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	2667.01	2715.24	2722.50	2729.33	2735.60
	ØC	2056.16	2564.05	2569.20	2574.40	2578.40
Line AC GROUND FAULT	ØA	1901.41	1922.65	1926.00	1929.28	1932.40
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	2056.16	2102.28	2109.50	2116.18	2122.84
Line A GROUND FAULT	ØA	279.80	380.00	388.78	422.89	438.16
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Line B GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	333.35	431.40	444.07	486.37	500.02
	ØC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Line C GROUND FAULT	ØA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ØC	324.25	380.00	389.60	420.62	429.65

Normal Fault = กระแสฟอลท์ที่ไม่มีแหล่งจ่ายต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

Ps (Power Source) = กระแสฟอลท์ที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ-สกุล

นายสมัชชา พุทธปฏิโมกษ์

วัน เดือน ปีเกิด

13 พฤศจิกายน 2513

ประวัติการศึกษา

ระดับอาชีวศึกษา

ประกาศนียบัตรวิชาชีพชั้นสูง สาขาวิชาไฟฟ้ากำลัง
วิทยาลัยเทคนิคนครปฐม พ.ศ. 2532

ระดับปริญญาตรี

อุตสาหกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
มหาวิทยาลัยสยาม พ.ศ. 2535

ระดับปริญญาโท

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี พ.ศ. 2553

ทุนการศึกษา

บริษัท ทีโอที จำกัด (มหาชน)

ประวัติการทำงาน

วิศวกรไฟฟ้า บริษัท ทีโอที จำกัด (มหาชน)
พ.ศ. 2536 ถึงปัจจุบัน

ผลงานที่ได้รับการตีพิมพ์

Phuttapatimok,S.,Sangswang, A., Seapan, M., Chenvidhya, D.,and Kirtikara, K., 2008, “Evaluation of Fault Contribution in the Presence of PV Grid-connected System”, **33 rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, 11 – 16 May 2008, San diago, U.S.A.

Phuttapatimok S., Sangswang A., Kirtikara, K., 2008, “Effects on Short Circuit Level of PV Grid - Connected System under Unintentional Islanding”, **International Conference on Sustainable Energy Technology**, 24-27 November 2008, Singapore.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ข้อตกลงว่าด้วยการโอนสิทธิในทรัพย์สินทางปัญญาของนักศึกษาระดับบัณฑิตศึกษา

วันที่ 27 เดือน พฤษภาคม พ.ศ. 2554

ข้าพเจ้า (นาย/นาง/นางสาว) สมัชชา พุทธปฏิโมกษ์ รหัสประจำตัว 49406210

เป็นนักศึกษาของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ระดับ ☐ ประกาศนียบัตรบัณฑิต ☒ ปริญญาโท ☐ ปริญญาเอก

หลักสูตร วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า คณะ วิศวกรรมศาสตร์

อยู่บ้านเลขที่ 120/3 หมู่ - ตรอก/ซอย - ถนน ลำพญา

ตำบล/แขวง ลำพญา อำเภอ/เขต เมือง จังหวัด นครปฐม รหัสไปรษณีย์ 73000

เป็น “ผู้โอน” ขอโอนสิทธิในทรัพย์สินทางปัญญาให้ไว้กับมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี โดยมี
รศ.ดร.ปิยะบุตร วานิชพงษ์พันธุ์ ตำแหน่ง รองคณบดีฝ่ายวิชาการ ปฏิบัติการแทนคณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
เป็นตัวแทน “ผู้รับโอน” สิทธิในทรัพย์สินทางปัญญาและมีข้อตกลงดังนี้

1. ข้าพเจ้าได้จัดทำวิทยานิพนธ์ เรื่อง การมีส่วนร่วมในกระแสฟลตซ์ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์
แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย

ซึ่งอยู่ในความควบคุมของ ผศ.ดร.อนวัช แสงสว่าง อาจารย์ที่ปรึกษา และ/หรือ -
อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ตามพระราชบัญญัติลิขสิทธิ์ พ.ศ. 2537 และถือว่าเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรของ
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

2. ข้าพเจ้าตกลงโอนลิขสิทธิ์จากผลงานทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการสร้างสรรค์ของข้าพเจ้าในวิทยานิพนธ์
ให้กับมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ตลอดอายุแห่งการคุ้มครองลิขสิทธิ์ตามพระราชบัญญัติลิขสิทธิ์
พ.ศ. 2537 ตั้งแต่วันที่ได้รับอนุมัติโครงร่างวิทยานิพนธ์จากมหาวิทยาลัย

3. ในกรณีที่ข้าพเจ้าประสงค์จะนำวิทยานิพนธ์ไปใช้ในการเผยแพร่ในสื่อใด ๆ ก็ตาม ข้าพเจ้าจะต้องระบุว่า
วิทยานิพนธ์เป็นผลงานของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรีทุกครั้งที่มีการเผยแพร่

4. ในกรณีที่ข้าพเจ้าประสงค์จะนำวิทยานิพนธ์ไปเผยแพร่ หรือให้ผู้อื่นทำซ้ำหรือดัดแปลงหรือเผยแพร่ต่อ
สาธารณชนหรือกระทำการอื่นใด ตามพระราชบัญญัติลิขสิทธิ์ พ.ศ. 2537 โดยมีค่าตอบแทนในเชิงธุรกิจ ข้าพเจ้าจะ
กระทำได้เมื่อได้รับความยินยอมเป็นลายลักษณ์อักษรจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรีก่อน

5. ในกรณีที่ข้าพเจ้าประสงค์จะนำข้อมูลจากวิทยานิพนธ์ไปประดิษฐ์หรือพัฒนาต่อออกเป็นสิ่งประดิษฐ์
หรืองานทรัพย์สินทางปัญญาประเภทอื่น ภายในระยะเวลาสิบ (10) ปีนับจากวันลงนามในข้อตกลงฉบับนี้ ข้าพเจ้า
จะกระทำได้เมื่อได้รับความยินยอมเป็นลายลักษณ์อักษรจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี และ
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรีมีสิทธิในทรัพย์สินทางปัญญานั้น พร้อมกับได้รับชำระค่าตอบแทน
การอนุญาตให้ใช้สิทธิดังกล่าว รวมถึงการจัดสรรผลประโยชน์อันพึงเกิดขึ้นจากส่วนใดส่วนหนึ่งหรือทั้งหมดของ
วิทยานิพนธ์ในอนาคต โดยให้เป็นไปตามระเบียบสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ว่าด้วย การบริหาร
ผลประโยชน์อันเกิดจากทรัพย์สินทางปัญญา พ.ศ. 2538

6. ในกรณีที่มีผลประโยชน์เกิดขึ้นจากวิทยานิพนธ์หรืองานทรัพย์สินทางปัญญาอื่นที่ข้าพเจ้าทำขึ้น โดยมีมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรีเป็นเจ้าของ ข้าพเจ้าจะมีสิทธิได้รับการจัดสรรผลประโยชน์อันเกิดจากทรัพย์สินทางปัญญาดังกล่าวตามอัตราที่กำหนดไว้ในระเบียบสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ว่าด้วยการบริหารผลประโยชน์อันเกิดจากทรัพย์สินทางปัญญา พ.ศ. 2538



ลงชื่อ.....ผู้โอนสิทธิ
(นายสมัชชา พุทธปฏิโมภย์)

ลงชื่อ.....ผู้รับโอนสิทธิ
(รศ.ดร.ปิยะบุตร วานิชพงษ์พันธุ์)
รองคณบดีฝ่ายวิชาการ ปฏิบัติการแทนคณบดี

ลงชื่อ.....พยาน
(ผศ.ดร.อิชฎา บุญญาอรุณเนตร)

ลงชื่อ.....พยาน
(ผศ.ดร.อนวัช แสงสว่าง)

